П Р О Т О К О Л

№ 84

София, 27.05.2019 година

Днес, 27.05.2019 г. от 13:30 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 Светла Тодорова, 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-290 от 21.05.2019 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 1 MW и над 1MW.

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

2. Доклад с вх. № Е-Дк-291 от 21.05.2019 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 01.07.2019 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Цветанка Камбурова, Георги Петров, Ана Иванова, Петя Петрова, Радослав Наков, Христина Петрова, Йовка Велчева, Надежда Иванова

3. Доклад с вх. № Е-Дк-292 от 21.05.2019 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

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

4. Доклад с вх. № Е-Дк-293 от 21.05.2019 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, Кристина Костадинова, Радостина Методиева, Радослав Райков, Силвия Петрова

По т.1. Комисията разгледа доклад относно **определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW.**

Съгласно чл. 6, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя преференциални цени за изкупуването на електрическата енергия от възобновяеми източници, произведена от енергийни обекти с обща инсталирана мощност, по-малка от 1 MW (§ 37, т. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката - ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.).

В тази връзка, по силата на чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. 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 § 2, т. 1 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW.

Според § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ бр. 91 от 2018 г. КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) премии, като разлика между определената до влизането в сила на същия 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. Аналогична е и разпоредбата на § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.

По силата на § 40 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г. КЕВР провежда процедури за определяне на цени и премии за периода от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г., въз основа на § 2, 3, 4, 5, 6, § 7 относно т. 1, § 19, 21, 23, 24 и § 37 относно т. 1 – 3.

В тази връзка в контекста на посочените разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 г., 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, капиталовите разходи, в т.ч. разходите за амортизация, определени на основата на среден полезен технико-

икономически живот на активите и възвръщаемост. Преференциалните цени отразяват видът на ВИ, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията.

При определянето на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са използвани данни от официален доклад на „Фраунхофер“ институт към края на март 2019 г. – Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), pv-financing.eu и pv-magazine.com, публикувани на интернет страниците на изброените източници на следните линкове, посочени в настоящия доклад:
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf;http://www.pv-financing.eu/tools/;
https://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/.

По данни на Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), в началото на май 2019 г. pv-financing.eu и pv-magazine.com предлагат обобщен анализ на фотоволтаичните модули на европейския пазар през последните месеци, с отчитане, както на незначителното намаляване на цената на фотоволтаичния панел, така и леко повишение на инвестиционните разходи за изграждане на нови соларни паркове в страните членки на Европейския съюз (ЕС).

От прегледа на 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 официалния доклад на Фраунхофер институт от 14 март 2019 г., при извършения анализ за периода юни 2018 г. – март 2019 г. се наблюдава лек ръст на капиталовите разходи за покривни ФтЕЦ до 30 kWp. Същото повишение се наблюдава и на проведените търгове за изграждане на нови мощности с капацитет над 100 kWp през март 2019 г., където цените на електрическа енергия са достигнали ръст от 48,00 евро/MWh през март 2019 г. за сравнение през март 2018 г. размера на цената на електрическата енергия е от 43,00 евро/MWh. От анализа направен в доклада на Fraunhofer institute for Solar energy systems, ISE е видно, че инвестиционните разходи за малки покривни ФтЕЦ от 5 kWp до 30 kWp са в границите от 1200 до 1400 евро/kWp.

По отношение на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че посоченият размер от 1070 евро/kWp от Fraunhofer Institute за групата мощности от 10 kWp до 100 kWp е прекалено осреднен предвид големия интервал на мощностния диапазон, поради което от технико-икономическа гледна точка за групата ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително е възприето за обосновано ниво на инвестиционните разходи от 1200 евро/kWp.

От данни на pv-financing.eu се установява, че цената на жилищните системи е между 1,300-1,500 евро/kWp, а на системите за търговския сектор е между 1,100 и 1,300 евро/kWp. В резултат на посоченото средната цена за малки ФтЕЦ, построени на къщи за живеене е от порядъка на 1400 евро/kWp.

Въз основа горното би могло да се приеме, че 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 следва да се обособят в два мощностни диапазона, като първата група е с обща инсталирана мощност до 5 kWp с инвестиционните разходи в размер на 1400 евро/kWp, а втората група е с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp с инвестиционни разходи в размер на 1200 евро/kWp.

При определянето на средно годишната производителност на ФтЕЦ е взето предвид извършено сравнение на експериментални резултати от PVGIS (Фотоволтаична географска информационна система), NACA (Национално управление по

въздухоплаване и изследване на космическото пространство), METEONORM и Българска академия на науките (БАН) за средногодишната сумарна радиация за град Варна при хоризонтална повърхност за 2011 г. За България е установено средногодишната сумарна слънчева радиация е от 1210 (kWh/m2/за година) до 1400 (kWh/m2/за година) при хоризонтална повърхност. При оптимален наклон от 32 -33˚ средногодишната сумарна слънчева радиация е от 1366 (kWh/m2/за година) до 1660 (kWh/m2/за година). Слънцегреенето за град Варна в периода 1931 г.-1950 г. е 2250 часа средно годишно, като за периода 1951 г. -1970 г. е 2180 часа средно годишно.

Предвидгорното при използване на модул "Crystalline silicon" с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за България възлиза на 1461 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32˚, което съответства на 1320 kWh/kWp нетно специфично производство на електрическа енергия за една година.

В тази връзка нетното специфично производство на електрическа енергия за една година в размер на 1320 kWh/kWp, съвпада с установената средногодишна продължителност на ФтЕЦ за Р България, получена по данни на Агенцията за устойчиво енергийно развитие(АУЕР) за използвания тригодишен период (2016 г., 2017 г. и 2018 г.).

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

При определяне и/или актуализиране на преференциалните цени на електрическа енергия от ВИ, следва да се има предвид, че на основание чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, ежемесечните вноски във „Фонд сигурност на електроенергийната система" в размер на 5%, не са ценообразуващ елемент и не следва да се включват в състава на признатите от Комисията разходи.

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 е взето предвид повишението на капиталовите разходи за ФтЕЦ към края на март 2019 г. по данни на Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), 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.

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

4. Средногодишна продължителност на работа на централите

Във връзка с определянето на средно годишната продължителност на работа на ФтЕЦ с писмо с изх. № Е-04-13-9 от 23.04.2019 г. е изискана информация от АУЕР за 2016 г., 2017 г. и 2018 г., относно отчетените средно-ефективни стойности на работа за страната в годишен аспект, количествата произведена електрическа енергия и инсталираните мощности, като са отчетени средните нетни пълни ефективни часове в Р България за последните три години. В тази връзка с писмо с вх. № Е-04-13-9 от 10.05.2019 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 1 320 часа, което се равнява на 1 320 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 оптимизацията 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% от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително, а от 6^{та} до 20^{та} година експлоатационните разходи за поддръжка нарастват на 3,5%. Експлоатационните разходи за ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp представляват 3% от инвестиционните разходи за целия двадесет 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. Възприет е среден 20 годишен амортизационен срок на активите, съответстващ на възприетия полезен живот на активите.

III. Определяне на цената на електрическата енергия, ФтЕЦ 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:

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

1. Инвестиционни разходи на kWp в размер на:

– с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 2 738 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 – 2 347 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 – 71,34 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 – 54,34 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 20 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 320 часа, което се равнява на 1 320 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 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, са както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**250,64**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	69,79	27,85%
за разходи за амортизации	102,68	40,97%
за възвръщаемост	78,17	31,19%
ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**208,74**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	53,79	25,77%
за разходи за амортизации	88,01	42,16%
за възвръщаемост	66,95	32,07%

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. и № Є от 30.06.2015 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-04-24-4 от 23.04.2019 г. е изискана информация от Националния статистически институт (НСИ), относно процента на тяхното изменение през 2018 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-4 от 14.05.2019 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

– Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2018 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2018 г. от 9,4% е в размер на 13 621 лв., спрямо 12 448 лв. за 2017 г.

– Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2018 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 106,8, т.е. средногодишната инфлация е 6,8%.

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 23.04.2019 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 20.05.2019 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и

дървата за горене за периода 01.04.2018 г. - 31.03.2019 г. спрямо периода 01.04.2017 г. - 31.03.2018 г. е 108,1 на сто, т.е. 8,1%.

При изчислението на коефициента по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса е в размер 0,00%, в случаите на актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, когато производителите ползват за суровина - растителни и животински субстанции, индустриални отпадъци и/или растителни отпадъци, получени от собствено производство, както и в случаите, когато използваната суровина е от животински произход или от растителен произход, различен от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци.

С оглед горното е извършена актуализация на определените от КЕВР цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, които са намерили приложение по отношение на въведени в експлоатация енергийни обекти.

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-11 ОТ 14.06.2017 Г.

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 16,75%;

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 – 11,52 лв./MWh, или 3,93%;

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 – 121,45 лв./MWh, или 41,44%;

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 – 15,08 лв./MWh, или 5,15%.

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 разходите 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 – 4,09%, получен при следната формула: **4,09%=41,24%*8,1%+3,91%*6,8%+5,12%*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.	**293,07**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	197,14	67,27%
за разходи за амортизации	54,33	18,54%
за възвръщаемост	41,60	14,19%

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 14,15%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 66,76 лв./MWh, или 14,64%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 64,19 лв./MWh, или 13,00%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 39,51 лв./MWh, или 8,66%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 25,56 лв./MWh, или 5,18%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 30,38 лв./MWh, или 6,66%.

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

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 185,13 лв./MWh, или 37,51%;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 220,03 лв./MWh, или 48,25%.

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

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 1,59%, получен при следната формула: **1,59%=25,53%*0,00%+5,23%*6,8%+13,12%*9,4%.**

- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW –1,28%, получен при следната формула: **1,28%=32,75%*0,00%+6,70%*6,8%+8,72%*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.	**493,56**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	344,73	69,84%
за разходи за амортизации	84,12	17,04%
за възвръщаемост	64,72	13,11%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	**456,04**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	356,67	78,21%
за разходи за амортизации	56,08	12,30%
за възвръщаемост	43,29	9,49%

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 18,47%.

1.2.Разходи за работни заплати, в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 69,91 лв./MWh, или 17,23%.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 13,31 лв./MWh, или 3,28%.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 87,81 лв./MWh, или 21,65%.

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 разходите в размер на:

-За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW 1,86%, получен при следната формула: **1,86%=0,00%*0,00%+3,32%*6,8%+17,44%*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.	**405,65**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	245,97	60,64%
за разходи за амортизации	90,25	22,25%

за възвръщаемост	69,44	17,12%

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 28,82%.

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 – 15,86 лв./MWh, или 4,54%.

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 – 6,68 лв./MWh, или 1,91%.

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 – 49,08 лв./MWh, или 14,04%.

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 разходите в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,34%, получен при следната формула: **1,34%=9,66%*8,1%+1,92%*6,8%+4,54%*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)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**349,48**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	172,32	49,31%
за разходи за амортизации	100,35	28,71%
за възвръщаемост	76,82	22,98%

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 20,30%.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 15,04 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 – 7,34 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 – 163,86 лв./MWh, или 42,14%.

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

- За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW 0,50%, получен при следната формула: **0,50%=16,86%*0,00%+1,93%*6,8%+3,96%*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.	**388,89**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	265,18	68,19%
за разходи за амортизации	67,60	17,38%
за възвръщаемост	56,11	14,43%

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 20,59%.

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 – 39,79 лв./MWh, или 8,79%.

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 – 7,21лв./MWh, или 1,59%.

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

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 160,99 лв./MWh, или 35,58%.

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

– За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,87%, получен при следната формула: **0,87%=20,25%*0,00%+1,49%*6,8%+8,22%*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.	**452,52**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	301,16	66,55%
за разходи за амортизации	82,62	18,26%
за възвръщаемост	68,73	15,19%

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 27,47%.

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 – 48,97 лв./MWh, или 13,94%.

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 – 6,67 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 – 15,83 лв./MWh, или 4,50%.

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 разходите в размер на:

За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,38%, получен при следната формула: **1,38%=9,92%*8,1%+1,97%*6,8%+4,69%*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.	**351,38**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	167,99	47,81%
за разходи за амортизации	100,34	28,56%
за възвръщаемост	83,05	23,63%

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 21,35%;

– 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 16,02%;

– 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 – 6,99 лв./MWh, или 3,39%;

– 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 – 11,51 лв./MWh, или 3,91%;

– 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 – 6,23 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 – 44,63 лв./MWh, или 21,66%;

– 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 – 121,41 лв./MWh, или 41,23%.

– 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 – 17,72 лв./MWh, или 8,60%;

– 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 – 15,08 лв./MWh, или 5,12%;

– 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 3,40%.

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 разходите 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 – 2,54%, получен при следната формула: **2,54%=19,73%*8,1%+3,09%*6,8%+7,83%*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 – 3,79%, получен при следната формула: **3,79%=38,20%*8,1%+3,62%*6,8%+4,74%*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 – 0,55%, получен при следната формула: **0,55%=0,00%*8,1%+3,97%*6,8%+2,99%*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.	**206,06**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	113,34	55,00%
за разходи за амортизации	50,71	24,61%
за възвръщаемост	42,01	20,39%
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**294,45**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	195,14	66,27%
за разходи за амортизации	54,33	18,45%

за възвръщаемост	44,98	15,28%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**138,28**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	51,96	37,57%
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 20,30%.

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 – 7,29 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 – 162,75 лв./MWh, или 35,45%.

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 – 44,45 лв./MWh, или 9,68%.

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 разходите в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,95%, получен при следната формула: **0,95%=12,97%*0,00%+1,49%*6,8%+9,06%*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.	**459,06**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	307,67	67,02%
за разходи за амортизации	82,62	18,00%
за възвръщаемост	68,78	14,98%

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 14,78%.

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 – 6,07 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 – 135,56 лв./MWh, или 29,38%.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 64,70 лв./MWh, или 14,02%.

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 разходите в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 1,30%, получен при следната формула: **1,30%=10,60%*0,00%+1,21%*6,8%+12,95%*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.	**461,40**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	274,53	59,60%
за разходи за амортизации	102,15	22,14%
за възвръщаемост	84,71	18,36%

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 24,74%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 87,63 лв./MWh, или 22,46%.

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 – 6,71 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 – 15,94 лв./MWh, или 4,09%.

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

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,80%, получен при следната формула: **1,80%=16,69%*8,1%+1,56%*6,8%+3,69%*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.	**390,21**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	206,81	53,00%
за разходи за амортизации	100,35	25,72%
за възвръщаемост	83,05	21,28%

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 31,15%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 42,00 лв./MWh, или 11,66%.

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 – 6,57 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 – 15,88 лв./MWh, или 4,41%.

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 разходите в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,32%, получен при следната формула: **1,32%=10,41%*8,1%+1,63%*6,8%+3,94%*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.	**360,20**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	176,67	49,05%
за разходи за амортизации	100,35	27,86%
за възвръщаемост	83,19	23,09%

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 3,15%.

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 разходите в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,52%, получен при следната формула: **0,52%=0,00%*8,1%+3,75%*6,8%+2,83%*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.	**149,52**	**100,00%**

за експлоатационните разходи	55,59	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 18,51%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 40,49 лв./MWh, или 13,48%;

– 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 – 9,48 лв./MWh, или 4,02%;

– 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 до 5 MW – 11,50 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 – 6,22 лв./MWh, или 4,16%.

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 – 60,54 лв./MWh, или 25,66%;

– 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 – 121,23 лв./MWh, или 40,36%;

– 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 – 17,54 лв./MWh, или 7,43%;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 15,06 лв./MWh, или 5,01%;

– 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 3,14%.

2. Коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ, същият се изчислява като сбор от произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходите 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 – 2,77%, получен при следната формула: **2,77%=23,32%*8,1%+3,63%*6,8%+6,76%*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 – 3,69%, получен при следната формула: **3,69%=37,26%*8,1%+3,53%*6,8%+4,63%*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 – 0,52%, получен при следната формула: **0,52%=0,00%*8,1%+3,74%*6,8%+2,82%*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.	**235,94**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	131,23	55,62%
за разходи за амортизации	50,71	21,49%
за възвръщаемост	54,01	22,89%
ЕЦ до 5* MW, *с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**300,35**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	188,27	62,68%
за разходи за амортизации	54,33	18,09%
за възвръщаемост	57,75	19,23%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**149,48**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	55,55	37,16%
за разходи за амортизации	51,43	34,41%
за възвръщаемост	42,49	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 25,27%.

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 – 7,27 лв./MWh, или 1,66%.

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 – 163,49 лв./MWh, или 37,37%.

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 – 40,12 лв./MWh, или 9,17%.

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

– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0,150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,93%, получен при следната формула: **0,93%=17,11%*0,00%+1,59%*6,8%+8,76%*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.	**437,49**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	321,46	73,48%
за разходи за амортизации	55,73	12,74%
за възвръщаемост	60,30	13,78%

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 27.10.2011Г.

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 30,85%.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,81 лв./MWh, или 10,65%.

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 – 6,54 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 – 15,81 лв./MWh, или 4,02%.

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 разходите в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1,22%, получен при следната формула: **1,22%=9,57%*8,1%+1,50%*6,8%+3,62%*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.	**392,72**	**100,00%**
за експлоатационните разходи	185,32	47,19%
за разходи за амортизации	100,35	25,55%
за възвръщаемост	107,06	27,26%

II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Съгласно § 2, т. 1 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW.

По силата на § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г. премията се определя ежегодно от КЕВР в срок до 30 юни като разлика между определената до влизането в сила на същия 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.

Според § 34, ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г. КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW премии, като разлика между определената до влизане в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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.

В тази връзка за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и 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 възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде

приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за посочените по-горе случаи. Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM[1] и унгарската борса HUPX[2], с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия.

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка една календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице данни, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. През месеците декември 2018 г. и януари 2019 г. на тази платформа са реализирани около 500 MW за календарната 2019 г. от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, но периодите на доставка варират между 01.01.2019 г., 01.02.2019 г., 01.03.2019 г. до 31.12.2019 г. с прекъсване от 01.05.2019 г. и 11.06.2019 г. по време на плановия годишен ремонт на централата. Постигнатите среднопретеглени цени са в диапазона 93 – 97 лв./MWh. Следва да се има предвид, че тези ценови нива се постигнаха в период на екстремно високи цени на пазара „ден напред“, липса на предлагане на дългосрочни продукти от страна на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ограничени водни запаси, очаквания за студена зима и прогнози за достигане на цените на въглеродните емисии до нива около 40 евро/тон през 2019 г., което предопредели очаквания за по-високи цени от пазарните участници.

Предвид горното за определяне на прогнозната пазарна цена е необходимо да се вземат предвид цените на фючърсните сделки на HUDEX[3] и унгарските фючърси на EEX[4] (European Energy Exchange), които достигат нива от около 58 – 59 евро/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 60 евро/MWh. Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 9-10 евро/MWh, които включват разходи за капацитети[5] и печалба.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO_2 също влияят на цените на електрическата енергия на EEX, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например, прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през

[1] https://www.opcom.ro

[2] https://www.hupx.hu

[3] https://hudex.hu

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

[5] http://www.jao.eu/marketdata/yearlyauctions

зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината.

Освен климатичните особености до голяма степен върху цените влияе и управлението на мощностите в електроенергийната система, като ефективното използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др.

В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват по-ниските нива на фючърсните сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“ и включват в себе си определен процент рискова премия.

При изготвянето на прогнозата са отчетени и следните обстоятелства, които биха могли да повлияят на пазарната цена в посока надолу:

– На пазара за следващия ценови/регулаторен период ще се предлагат допълнителни количества електрическа енергия, произведена от ВИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от слънчева енергия, показва, че тогава цената на пиковата енергия се понижава значително, което води до намаление на цените за базов товар;

– Излизането на голямо количество електрическа енергия от ВИ на пазара ще доведе до големи излишъци в определени часове. Например, високо производство на фотоволтаични централи през следобедните часове, съчетано с невъзможност от спиране на конвенционалните централи поради нуждата на оператора от мощности за посрещане на вечерния пик или високо производство на вятърните централи през нощта, когато товарите са ниски;

– Възможност за износ към традиционно по-евтиния от унгарския, румънски пазар на електрическа енергия, който поради възможностите за транзит през Р България оказва влияние върху гръцкия и турския пазар;

– Плановете за създаване на борсов оператор и стартиране на пазар „ден напред“ и „в рамките на деня“, вместо досегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A. в гръцката пазарна зона до края на 2019 г. Това е възможно да доведе до увеличаване на спреда пик-офпик на гръцкия пазар и да редуцира цената за офпик на българската борса, тъй като в момента се изнася голямо количество електрическа енергия към Гърция в нощните часове поради по-високите цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 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 писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 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 2018 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 2018 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2018 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово) и „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) и „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка) 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,46 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	1,08261
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**96,35 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), „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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,77 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,94551
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**84,15 лв./MWh**

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,07 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,93659
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**83,36 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,03 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (р.2/р.1)	0,98734
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**87,87 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.), прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 96,35 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 84,15 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 83,36 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 87,87 лв./MWh.

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ по § 68, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.)

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW и определената за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, премиите са както следва:

1. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:

1.1. Премия в размер на 129,73 лв./MWh при преференциална цена – 213,09 лв./MWh, без ДДС, за 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;

1.2. Премия в размер на 95,32 лв./MWh при преференциална цена – 178,68 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, 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;

1.3. Премия в размер на 87,82 лв./MWh при преференциална цена – 171,18 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни

ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.4. Премия в размер на 170,12 лв./MWh при преференциална цена – 253,48 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

1.5. Премия в размер на 29,12 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 104,14 лв./MWh при преференциална цена – 188,29 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

1.7. Премия в размер на 88,80 лв./MWh при определената цена – 172,95 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

1.8. Премия в размер на 64,43 лв./MWh при преференциална цена – 148,58 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

1.9. Премия в размер на 602,76 лв./MWh при преференциална цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

2. Премии във връзка с определени и /или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:

2.1. Премия в размер на 139,47 лв./MWh при преференциална цена – 222,83 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.2. Премия в размер на 103,51 лв./MWh при преференциална цена – 186,87 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.3. Премия в размер на 95,68 лв./MWh при преференциална цена – 179,04 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.4. Премия в размер на 181,69 лв./MWh при преференциална цена – 265,05 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

2.5. Премия в размер на 28,74 лв./MWh при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 106,85 лв./MWh при преференциална цена – 191,00 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

2.7. Премия в размер на 88,91 лв./MWh при преференциална цена – 173,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

2.8. Премия в размер на 52,91 лв./MWh при преференциална цена – 137,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

2.9. Премия в размер на 389,25 лв./MWh при преференциална цена – 485,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

2.10. Премия в размер на 148,07 лв./MWh при преференциална цена – 235,94 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.11. Премия в размер на 212,48 лв./MWh при преференциална цена – 300,35 лв./MWh, без ДДС, за 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;

2.12. Премия в размер на 61,61 лв./MWh при преференциална цена – 149,48 лв./MWh, без ДДС, за 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;

3. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР в размер на 304,85 лв./MWh при преференциална цена – 392,72 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

4.1. Премия в размер на 109,99 лв./MWh при преференциална цена – 193,35 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4.2. Премия в размер на 79,33 лв./MWh при преференциална цена – 162,69 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4.3. Премия в размер на 72,65 лв./MWh при преференциална цена – 156,01 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4.4. Премия в размер на 145,97 лв./MWh при преференциална цена – 229,33 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

4.5. Премия в размер на 14,79 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

4.6. Премия в размер на 20,28 лв./MWh при преференциална цена – 104,43 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

4.7. Премия в размер на 140,70 лв./MWh при преференциална цена – 237,05 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.8. Премия в размер на 139,91 лв./MWh при преференциална цена – 236,26 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kW;

4.9. Премия в размер на 61,65 лв./MWh при преференциална цена – 149,52 лв./MWh, без ДДС, за 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;

4.10. Премия в размер на 272,33 лв./MWh при преференциална цена – 360,20 лв./MWh, без ДДС, за 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;

5. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

5.1. Премия в размер на 75,02 лв./MWh**,** при преференциална цена – 171,37 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.2. Премия в размер на 73,50 лв./MWh при преференциална цена – 169,85 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW.

6. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

6.1. Премия в размер на 110,02 лв./MWh при преференциална цена – 193,38 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.2. Премия в размер на 158,94 лв./MWh при преференциална цена – 242,30 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kWдо 10 000 kW;

6.3. Премия в размер на 79,35 лв./MWh при преференциална цена – 162,71 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.4. Премия в размер на 72,68 лв./MWh при преференциална цена – 156,04 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.5. Премия в размер на 145,99 лв./MWh при преференциална цена – 229,35 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

6.6. Премия в размер на 14,79 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 21,01 лв./MWh при преференциална цена – 105,16 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

6.8. Премия в размер на 79,94 лв./MWh при преференциална цена – 176,29 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.9. Премия в размер на 63,85 лв./MWh при преференциална цена – 160,20 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kW;

6.10. Премия в размер на 117,88 лв./MWh при преференциална цена – 205,75 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.11. Премия в размер на 206,58 лв./MWh при преференциална цена – 294,45 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.12. Премия в размер на 50,41 лв./MWh при преференциална цена – 138,28 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.13. Премия в размер на 371,19 лв./MWh при преференциална цена – 459,06 лв./MWh, без ДДС, за 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;

6.14. Премия в размер на 302,34 лв./MWh при преференциална цена – 390,21 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

7. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

7.1. Премия в размер на 109,95 лв./MWh при преференциална цена – 189,31 лв./MWh, без ДДС, за 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;

7.2. Премия в размер на 153,56 лв./MWh при преференциална цена – 236,92 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

7.3. Премия в размер на 75,78 лв./MWh при определена цена – 159,14 лв./MWh, без ДДС, за 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;

7.4. Премия в размер на 69,00 лв./MWh при преференциална цена – 152,36 лв./MWh, без ДДС, за 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;

7.5. Премия в размер на 141,01 лв./MWh при преференциална цена – 224,37 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

7.6. Премия в размер на 10,33 лв./MWh при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

7.7. Премия в размер на 11,40 лв./MWh при преференциална цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW;

7.8. За ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор при преференциална цена – 83,16 лв./MWh, без ДДС премия не следва да се определя, тъй като прогнозната пазарна цена за ВтЕЦ е по-висока от посочената преференциална цена. ;

7.9. Премия в размер на 37,68 лв./MWh при преференциална цена – 134,03 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.10. Премия в размер на 36,01 лв./MWh при преференциална цена – 131,36 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

7.11. Премия в размер на 301,02 лв./MWh при преференциална цена – 388,89 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции;

7.12. Премия в размер на 364,65 лв./MWh при преференциална цена – 452,52 лв./MWh, без ДДС, за 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;

7.13. Премия в размер на 263,51 лв./MWh при преференциална цена – 351,38 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

8. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР в размер на 261,61 лв./MWh при преференциална цена – 349,48 лв./MWh, без ДДС, за 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;

9. За електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони от Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта

по т. 4 при преференциалната цена в размер на 456,04 лв./MWh, без ДДС премия не следва да се определя, тъй като посочената група централи попадат в обхвата на чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ.

10. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР в размер на 205,20 лв./MWh при преференциална цена – 293,07 лв./MWh, без ДДС, за 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.

11. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР:

11.1. Премия в размер на 64,56 лв./MWh при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

11.2. Премия в размер на 48,56 лв./MWh при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

12. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР в размер на 38,35 лв./MWh при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

13. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-14 от 03.04.2019 г. на КЕВР в размер на 29,12 лв./MWh при преференциална цена в размер на 112,48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност под 10 MW, които са въведени в експлоатация до влизане в сила на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата, отм.

Изказвания по т.1.:

Докладва А. Иванова. Определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW е вследствие на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41, в сила от 21.05.2019 г. Вменяват се задължения на Комисията да определя премии и прогнозна пазарна цена за електрически централи с инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW, да определя преференциални цени за централи с инсталирана мощност до 1 MW. В тази връзка тази година при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия от ВЕИ следва да се има предвид, че общите принципи, които са приложени, са:

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВЕИ, са размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи. Преференциалните цени отразяват осреднени стойности, според вида на възобновяемия източник, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията. Тази година при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия за фотоволтаични електрически централи са използвани като източник доклад на „Фраунхофер“ институт към края на март 2019 г., pv-financing.eu и pv-magazine.com, публикувани на съответните интернет страници, изброени като линкове, посочени в настоящия доклад на стр. 3. От тях става ясно, че при обобщен анализ на фотоволтаичните модули на европейския пазар през последните месеци, с отчитане както на незначителното намаляване на цената на фотоволтаичния панел, така и лекото повишение на инвестиционните разходи за нови соларни паркове в страните-членки на Европейския съюз. От прегледа на посочените източници става ясно, че цените на слънчевите панели са намалели значително през последните години, като

размерът на инвестиционните разходи за покривни системи за фотоволтаични електрически централи е повлиян 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 доклада на „Фраунхофер“ е, че инвестиционните разходи за малки покривни системи от 5 kWp до 30 kWp са в границите от 1 200 до 1 400 евро/kWp. От данни на pv-financing.eu се установява, че цената на жилищните системи е между 1 300 - 1 500 евро/kWp, а на системите за търговския сектор е между 1 100 и 1 300 евро/kWp. В резултат на посоченото средната цена за малки ФтЕЦ, построени на къщи за живеене, е от порядъка на 1400 евро/kWp. Въз основа на горното би могло да се приеме, че 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, следва да се обособят в два мощностни диапазона, като първата група е с обща инсталирана мощност до 5 kWp с инвестиционни разходи в размер на 1 400 евро/kWp, а втората група е с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp с инвестиционни разходи в размер на 1 200 евро/kWp.

Ценообразуващи елементи, които участват при формирането на цената, са инвестиционни разходи, представляващи осреднени капиталови разходи в този период от време, инфлация, норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала, средногодишна продължителност на работа на централите. Във връзка с определянето на средногодишната продължителност на работа на ФтЕЦ е изискана информация от АУЕР, отговаряща на отчетените данни, предоставени от дружествата-производители в сектора, след приспадане на собствените нужди. Става ясно, че е изпълнена дефиницията, че след приспадане на собствените нужди е нетно специфично производство съгласно §1, т. 29. За Р България тази година средно за последните три години са предоставени средни пълни ефективни часове в размер на 1 320 часа, което се равнява на 1 320 kWh/kWp нетно специфично производство.

По отношение на ценообразуващия елемент - експлоатационни разходи, подлежащи на регулаторен контрол, са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно технически стандарти и съответния вид ВЕИ инсталация. Размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи. Всяка една група електрически централи със съответната цена, посочени в доклада, съответстват на съответен ценови модел, който е неразделна част. Всички изчисления, стойности и параметри са част от съответния ценови модел към съответната група.

Тази година за групата електрически централи с инсталирана мощност до 30 kWp, инвестиционните разходи са в размер на 2 738 лв./kWp спрямо заложените в Решение Ц-9 от 01.07.2018 г. в размер на 2 609 лв./kWp или ръст от 4,94% за тази група. За групата над 5 kWp до 30 kWp тази година инвестиционните разходи са в размер на 2 347 лв./kWp, спрямо заложените в Решение Ц-9 от 01.07.2018 г. в размер на 2 284 лв./kWp или ръст от 2,76%.

По отношение на актуализацията на цените на електрическите централи в сектора съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ. За нуждите на анализ на ценообразуващите елементи са изпратени писма до министъра на земеделието, храните и горите по отношение на индекса на изменение на разходите за биомаса. По отношение на разходите за транспорт, труд и работна заплата е изпратено писмо до НСИ. По отношение на разходите за труд и работна заплата е отговорено, че процентът на изменение за 2018 г. спрямо предходната календарна година е в размер на 9,4%. По отношение на разходите за горива за транспорта за 2018 г. спрямо предходната календарна година, процентът на изменение е 6,8%.

Във връзка с отговора на МЗХГ процентът на изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене е в размер на 8,1%. Същото

е в изпълнение на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, както и за нуждите на изчислението на посочения индивидуален коефициент на изменение за съответната група производители, чиито централи работят на биомаса. 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, труд и работна заплата и горива за транспорта, предоставени от изброените вече ведомства, изразено в проценти, както и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. Това е в изпълнение на чл. 32, ал. 6, ал. 7 и ал. 8 от ЗЕВИ.

На база определянето на премии и прогнозна пазарна цена за групите централи с инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. въз основа на извършения анализ, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 лв./MWh. На база това са изчислени и премиите, като според вида ВЕИ и по-специално за електрическите централи, на които се актуализира цената на биомаса, за групата прогнозната пазарна цена за новия регулаторен период е в размер на 80,87 лв./MWh. Останалите са подробно посочени на стр. 27 от доклада.

А. Иванова посочи някои основни корекции, които следва да се нанесат в проекта на решение, предвид факта, че същият ще бъде публикуван на интернет страницата на КЕВР. На стр. 32 от проекта на решение в т. 6.10: *Премия в размер на 117,88 лв./MWh при преференциална цена – 205,75 лв./MWh, без ДДС,* следва да се зачеркнат и да се впише: *Премия в размер на 118,19 лв./MWh при преференциална цена – 206,06 лв./MWh, без ДДС.*

На стр. 34 от проекта на решение в т. 9 следва да се впише, че се определя *премия в размер на 368,17 лв./MWh при преференциалната цена в размер на 456,04 лв./MWh*.

На стр. 40 от проекта на решение в т. 5.2, при преференциална цена – 242,30 лв./MWh, премията следва да бъде коригирана от *58,94 лв./MWh* на *158,94 лв./MWh.*

На стр. 41, т. 6.3, при цена – 159,14 лв./MWh, премията следва да бъде коригирана от *75,75* лв./MWh на *75,78* лв./MWh.

На стр. 41, т. 7, следва да се зачеркне и да се отнесе към раздел 3.2 на стр. 35 от диспозитива на проекта на решение, където следва да се допълни следният текст: *и определя премия за тази цена в размер на 368,17 лв./MWh.* Поради това, след изтриване на т.7, оставащата до края на решението от диспозитива номерация следва да бъде преномерирана.

А. Иванова прочете проекта на решение:

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 § 68, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г., § 34, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да вземе следните

РЕШЕНИЯ:

1. Да приеме доклада на работната група;

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 1 MW и над 1 MW;

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;

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

С. Тодорова попита изпратени ли са изчисленията на тези преференциални цени или отново не са. Въпросът е, защото има случай с върнато от ВАС решение поради липса на доказателства, че е обсъждан ценовият модел. Тогава е имало много спорове, работната група не е искала да го изпраща. Сега отново не го изпраща. Има ли причина за това? С. Тодорова счита, че той трябва да бъде на разположение. Тя вижда, че са направени доста корекции и сега всичко се приема на доверие.

И. Александров отговори, че не са изпратени ценовите модели, както и друг път не са изпращани, не че има някаква причина за това, просто от работната група не е искано да бъдат изпратени ценовите модели. Те са в наличност. Има абсолютна гаранция, че ценовите модели отговарят на числата, които са в доклада и проекта на решение. Тази година изчисленията са направени буквално както ЗЕВИ повелява – процентът изменение на трите основни елемента по самия дял на съответния елемент в общите разходи. Така се формира нов коефициент, който умножен по старата цена, се получава новата цена. Всички тези изчисления са написани акуратно в доклада. И. Александров каза, че при желание всеки един модел ще бъде даден на член от Комисията.

И. Н. Иванов каза, че „не при желание“, а още днес моделите да се изпратят до всички членове на Комисията, за да могат да се запознаят, тъй като предстои обществено обсъждане, а след това финалното решение.

С. Тодорова попита каква е разликата между инвестиционни и капиталови разходи. Още в началото на стр. 3 *Общи принципи при определянето на преференциалните цени* започва с изброяване на т. нар. фактори и са разделени. С. Тодорова попита защо така са разделени. По-нататък в раздел *Инвестиционни разходи* се говори за капиталови разходи.

А. Иванова отговори, че е използван като синоним, за да не се преповтаря в едно и също изречение една и съща дума.

С. Тодорова каза, че се изброени: *размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване ..., нивото на експлоатационните разходи, капиталовите разходи, в т.ч. ...*

А. Иванова отговори, че е изброявано. На стр. 5 от проекта на решение е записано: В раздел II, т.1 Инвестиционни разходи: *При определяне на стойността на инвестиционните разходи е взето предвид повишението на капиталовите разходи*.

С. Тодорова отново посочи първото изречение на стр. 3 под заглавието *Общи принципи при определянето на преференциалните цени.* Там има изброяване. С. Тодорова каза да се коригира, защото пасажът е изключително некоректен. С. Тодорова заключи, че при положение, че ги няма изчисленията, може само на доверие да се приеме, но е докладвано, че има направени много корекции, след като е изпратен докладът. Остава под въпрос доколко е вярно всичко, което е написано.

А. Иванова отбеляза, че корекциите, които е изброила, идват само и единствено от пренасянето от доклада в диспозитива на проекта на решение, чисто технически или при форматирането (изпусната е цифра или част от цифра). Това са единствените корекции.

И. Н. Иванов каза в рамките на деня, преди публикуването, всичко това да бъде изчистено, както и казаното на стр. 3, първото изречение – Общи принципи при определянето на преференциалните цени, да бъде коригирано.

И. Н. Иванов установи, че няма други изказвания и насрочи обществено обсъждане на 06.06.2019 г. от 10 ч. Председателят напомни, че закритото заседание по този проект на решение ще се проведе на 28.06.2019 г. от 10 ч., което казва за информация. При необходимост датата ще се промени, но не по-късно от 01 юли.

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

П. Младеновски каза, че трябва да се определи 14-дневен срок за внасяне на становища.

И. Н. Иванов каза, че срокът започва да тече след общественото обсъждане и обяви срок за внасяне на становища – краят на работния ден на 20.06.2019 г.

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 § 68, ал. 3 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 91 от 2018 г., § 34, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

Р Е Ш И:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-290 от 21.05.2019 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 1 MW и над 1 MW;
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 1 MW и над 1 MW;
3. Насрочва обществено обсъждане на проекта по т. 2 на 06.06.2019 г. от 10:00 ч.;
4. За участие в общественото обсъждане 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 и организации на потребители;
5. Определя срок за внасяне на становища - 20.06.2019 г., краят на работния ден;
6. Проектът на решение, датата и часът на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;

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

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова - 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 01.07.2019 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, във връзка с § 40 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на ЗЕ (ПЗРЗИДЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 г.) 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 1 MW.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ, във връзка с § 40 от ПЗРЗИДЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 г. Комисията определя ежегодно премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW. 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.

В резултат на извършения регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г., считано от 01.07.2018 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 **34 дружества** от сектор „Топлоенергетика".

Със същото Решение Комисията е утвърдила премия по чл. 33а от ЗЕ на „Топлофикация Петрич" ЕАД, а по т. II е отказала да утвърди цена на топлинна енергия, съответно да определи преференциална цена на електрическата енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ, на „Биовет" АД.

Във връзка с увеличението с 13,89% на цената на природния газ за IV тримесечие на 2018 г., спрямо предходно утвърдената цена за III тримесечие на 2018 г., по която общественият доставчик е следвало да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 456,65 лв./knm^3, Комисията с Решение № Ц-15 от 01.10.2018 г. е утвърдила изменение на пределните цени на топлинната енергия и на преференциалните цени и премиите за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на 28 дружества от сектор „Топлоенергетика", считано от 01.10.2018 г.

Пределните цени на топлинната енергия са повишени, в резултат на увеличението с 13,89% на цената на природния газ от 400,95 лв./knm^3 за третото тримесечие на 2018 г. на 456,65 лв./knm^3 за IV тримесечие на 2018 г., като повишението е различно за всяко дружество.

С Решение № Ц-17 от 30.11.2018 г. КЕВР е утвърдила на „ТЕЦ - Бобов Дол" ЕАД пределна цена на топлинната енергия и е определила преференциална цена и премия за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, за регулаторен период с продължителност до 30.06.2019 г., при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала", считано от 01.12.2018 г.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо на Комисията с изх. № Е-14-00-3 от 21.03.2019 г. (Писмото) на 38 дружества от сектор „Топлоенергетика" е указано до 01.04.2019 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 2018 г. и за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 2018 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2018 г. и за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 (Приложения № 2 и 5);

*За ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2018 г. – 31.03.2019 г. и прогноза за периода 01.04.2019 г. – 30.06.2019 г.

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2017 г., 2018 г. и ценовия период 01.07.2018-30.06.2019 г., съгласно приложена справка (Приложения № 4 и № 6);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2018 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството;

В приложената информация към годишния финансов отчет е изискано да бъдат представени допълнителни справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, приета с протоколно решение
№ 90/03.08.2006 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. Количества закупени емисии парникови газове (CO_2) за 2018 г. и за ценовия период 01.07.2018-30.06.2019 г. и разходите за закупуването им, както и количествата безплатни емисии парникови газове (CO_2);

10. 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 неизползват 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;

11. 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 № 139/20.10.2005 г., по т. 1;

12. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW.

II. Прогнозни данни:

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

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето в 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 31.12.2018 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 2019 г., с всички приложения към тях (включително спецификациите към договорите).

6. Копие на действащите договори за доставка на въглища, течни горива и биогорива 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. Прогнозно количество емисии парникови газове (CO_2) за ценовия период 01.07.2019-30.06.2020 г., изчислено по формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) и количеството безплатни емисии CO_2 за 2019 г. и 2020 г.;

9. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

1. Структура на капитала към 31.12.2018 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 – действащата цена към момента на подаване на заявлението;
- въглища, течни горива и биогорива – среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.03.2019 г. и по действащите договори за доставка (Приложение № 2);

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-10 от 01.07.2018 г.;

5. Примерна стойност на коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия – определената от КЕВР с решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. за съответното дружество;

6. Прогнозна цена на тон емисии CO_2 – 22 евро/t.

Допълнително с писма № Е-14-00-4 и № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. от дружествата е поискано да представят следната информация и документи, които не са представени със заявленията за утвърждаване на цени:

1. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях;
2. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения;
3. Отчетна информация за 2018 г. с приложени справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, приета с протоколно решение № 90/03.08.2006 г. на ДКЕВР;
4. Обосновка на количествата електрическа енергия за собствено потребление и за собствени нужди.

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-57 от 05.04.2019 г. на Председателя на КЕВР, извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ, изпращане на писмени уведомления до заявителите за отстраняване на констатираните нередности и за представяне на информацията, необходима за преценка на исканията. 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 01.07.2018 г. - 30.06.2019 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 2018 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 2018 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика" на база представените годишни финансови отчети

С писмо с изх. № Е-14-00-3 от 21.03.2019 г. на Комисията са изискани от дружествата одитираните годишни финансови отчети за 2018 г., с всички пояснителни приложения, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността. 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 31.12.2018 г. е направена на следните дружества:

1. Топлофикационни дружества:

1. „Топлофикация София" ЕАД
2. „ЕВН България Топлофикация" ЕАД
3. „Топлофикация Плевен" ЕАД
4. „Топлофикация Русе" ЕАД
5. „Топлофикация Перник" АД
6. „Топлофикация Враца" ЕАД
7. „Топлофикация - ВТ" АД
8. „Топлофикация Бургас" ЕАД
9. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД
10. „Топлофикация Разград" ЕАД
11. „Топлофикация Сливен" ЕАД
12. „Топлофикация Габрово" ЕАД
13. „Овергаз мрежи" АД - ЛОЦ „Овча купел"
14. „Юлико Евротрейд" ЕООД

2. Дружества с топлинен товар за небитови нужди:

1. „Когрийн” ООД
2. „Белла България” АД
3. „Алт Ко” АД
4. „Брикел” ЕАД
5. „Солвей Соди” АД
6. „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД
7. „Декотекс” АД
8. „Нова Пауър” ЕООД
9. ЧЗП „Румяна Величкова”
10. „Оранжерии Гимел” АД - 500 дка”
11. „Оранжерии Гимел” АД - 200 дка”
12. „Оранжерии Гимел II” ЕООД
13. „МБАЛ-Търговище” АД
14. „Енергиен център Зебра” ЕООД
15. „Инертстрой – Калето“ АД
16. „Оранжерии Петров дол“ ООД
17. „Овердрайв“ АД
18. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД
19. „Коген Загоре“ ЕООД
20. „Топлофикация Петрич“ ЕАД
21. УМБАЛ „Проф. Д-р Стоян Киркович“ АД

ПОСТИГНАТИ ФИНАНСОВИ РЕЗУЛТАТИ ЗА 2018 г.

1. Топлофикационни дружества

1.1. Топлофикационни дружества, реализирали печалба от дейността:

- „ЕВН България Топлофикация” ЕАД: 1 571 хил. лв.
- „Топлофикация Русе” ЕАД: 1 902 хил. лв.
- „Юлико Евротрейд“ ЕООД: 22 хил. лв.

1.2. Топлофикационни дружества ,отчели загуба от дейността си:

- „Топлофикация София” ЕАД: 19 786 хил. лв.
- „Топлофикация - ВТ” АД: 1 615 хил. лв.
- „Топлофикация Бургас” ЕАД: 444 хил. лв.
- „Топлофикация Разград” ЕАД: 1 728 хил. лв.
- „Топлофикация Плевен” ЕАД: 3 388 хил. лв.
- „Топлофикация Габрово” ЕАД: 1 698 хил. лв.
- „Овергаз Мрежи” АД ЛОЦ „Овча купел“: 17 хил. лв.
- „Топлофикация Сливен” ЕАД: 762 хил. лв.
- „Веолия Енерджи Варна” ЕАД: 487 хил. лв.
- „Топлофикация Враца” ЕАД: 697 хил. лв.
- „Топлофикация Перник” ЕАД: 2 003 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват през 2018 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „Топлофикация София” ЕАД; „ЕВН България Топлофикация” ЕАД; „Топлофикация Плевен” ЕАД; „Юлико Евротрейд“ ЕООД; „Овергаз Мрежи” АД - ЛОЦ „Овча купел“ и „Топлофикация Перник” АД.

2. Дружествата, които влошават през 2018 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата са: „Топлофикация Бургас” ЕАД; „Топлофикация - ВТ” АД; „Топлофикация Габрово” ЕАД; „Топлофикация Русе” ЕАД; Топлофикация Разград” ЕАД; Топлофикация Враца” ЕАД; „Топлофикация Сливен” ЕАД и „Веолия Енерджи Варна” ЕАД.

2. *Централи с топлинен товар за небитови нужди*

2.1. Дружества, реализирали печалба от дейността:

- „Алт Ко” АД: 332 хил. лв.
- ЧЗП „Румяна Величкова”: 569 хил. лв.
- „Инертстрой-Калето“ АД: 3 296 хил. лв.
- „Когрийн” ООД: 1 027 хил. лв.
- Декотекс“ АД: 258 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел” АД - 200 дка: 217 хил. лв.
- „Солвей Соди” АД: 238 хил. лв.
- „Нова Пауър“ ЕООД: 15 хил. лв.
- „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД: 790 хил. лв.

2.2. Дружества, отчели загуба от дейността:

- „Брикел” ЕАД: 10 587 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел II” АД: 992 хил. лв.
- „МБАЛ-Търговище” АД: 169 хил. лв.
- „Енергиен център Зебра” ЕООД 96 хил. лв.
- „Белла България” АД: 769 хил. лв.
- „Оранжерии Петров дол“ ООД 119 хил. лв.
- „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД: 1 380 хил. лв.
- „Овердрайв“ АД 335 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел” АД - 500 дка: 542 хил. лв.
- „Коген Загоре“ ЕООД 1 312 хил. лв.
- „Топлофикация Петрич“ ЕАД 439 хил. лв.
- УМБАЛ „Проф. Д-р Стоян Киркович“ АД 171 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват през 2018 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „Оранжерии Гимел” АД - 200 дка; „Декотекс“ АД; „МБАЛ-Търговище” АД; „Оранжерии Петров дол“ ООД; „Когрийн” ООД; ЧЗП „Румяна Величкова“; „Инертстрой-Калето“ АД; „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „Топлофикация Петрич“ ЕАД и „Коген Загоре“ ЕООД.

2. Дружествата, които влошават през 2018 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата, са: „Брикел“ ЕАД; „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД; „Енергиен център Зебра” ЕООД; „Нова Пауър“ ЕООД; „Оранжерии Гимел” АД - 500 дка; „Солвей Соди“ АД; „Овердрайв“ АД; „Алт Ко” АД; „Оранжерии Гимел II” АД; УМБАЛ „Проф. Д-р Стоян Киркович“ АД и „Белла България“ АД.

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 2018 г., която определя възможността им със собствени оборотни средства да обслужват текущите задължения са: „Топлофикация София” ЕАД; „Топлофикация Бургас” ЕАД; „Топлофикация - ВТ“ АД; „Топлофикация Русе” ЕАД; „Топлофикация Перник” АД и Овергаз мрежи” АД - ЛОЦ „Овча купел“. 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: „Брикел“ ЕАД; „Солвей Соди“ АД; „Алт Ко” АД; „Декотекс” АД; ЧЗП „Румяна Величкова”; „Оранжерии Гимел II“ ЕООД; ТЕЦ „Оранжерии Гимел” АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“; „Белла

България" АД; „Инертстрой – Калето" АД; „Оранжерии Петров дол" ООД; „Овердрайв" АД и ТЕЦ „Бобов дол" ЕАД, 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.

АНАЛИЗ НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТТА НА КАПИТАЛА НА ТОПЛОФИКАЦИОННИТЕ ДРУЖЕСТВА

Анализът на възвръщаемостта на собствения капитал /НВск/ по топлофикационни дружества е разделен в зависимост от използваното за производството на електрическа и топлинна енергия гориво – природен газ и въглища. Разделението е вследствие на принципите на използвания метод на Дюпон чрез хоризонтално сравнение на ценовите параметри, заложени в утвърдената от КЕВР регулаторна рамка за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., и отчетените за същия период на база информация, предоставена от дружествата, както и за 2018 г., съгласно представения отчет за приходите и разходите.

За ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. Комисията е утвърдила на дружествата от сектор „Топлоенергетика" НВск = 7,00%.

Предвид на това утвърдената от КЕВР НВск за дружествата, използващи като основно гориво природен газ в производството, и за въглищните централи - „Топлофикация Русе" ЕАД, „Топлофикация Перник" АД, „Топлофикация Сливен" ЕАД и „Топлофикация Габрово" ЕАД, е изчислена, по следния начин:

1. Възвръщаемостта на капитала е изчислена като разлика на отчетените регулирани приходи от продажби, получени като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия по отчетените количества, както и отчетените условно-постоянни разходи /УПР/ и променливи разходи /ПР/;

2. Нормата на възвръщаемост преди данъчното облагане, по отчет на дружеството за регулаторния период, е изчислена като отношение на възвръщаемостта на капитала към утвърдената от Комисията регулаторна база на активите /РБА/;

3. НВск след данъчно облагане по отчет на дружеството за регулаторния период е изчислена, като отношение на нормата на възвръщаемост с отчитане на капиталовата структура (съотношението на дела на собствения и привлечения капитал към общия капитал на дружеството), лихвените и данъчните нива;

4. НВск е в пряка зависимост и от разликата между отчетеното количество реализирана електрическа и топлинна енергия спрямо утвърдените количества от Комисията;

5. НВск на база приходи и разходи по ОПР е положителна или отрицателна величина в зависимост от темпа на нарастване на приходите и на разходите от цялостната дейност на дружеството с включени разходи и за нерегулираната дейност. Параметрите, при които е получена НВск по ОПР за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 г., са подробно описани в направения финансов анализ на дружествата от сектор „Топлоенергетика".

Постигнатата НВск от дружества, използващи гориво природен газ и въглища за производство на електрическа и топлинна енергия, е представена в таблицата:

№	Д Р У Ж Е С Т В А	НВск по ценова рамка на КЕВР, за периода 01.07.2018-30.06.2019 г., в %	НВск по отчет за периода 01.07.2018-30.06.2019 г., в %	НВск по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г., в %	НВск по отчет с вкл. цена на прир. газ от 01.10.2018 г., считано до 30.06.2019 г., в %	НВск по ОПР при отчетена цена на прир. газ от 01.10.2018 г., за периода 01.01.2018-31.12.2018 г., в %
1	2	3	4	5	6	7
	с основно гориво - природен газ:					
1.	"Топлофикация София" ЕАД	7,00%	-53,59%	-8,66%	-22,71%	-8,47%
2.	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	7,00%	-6,43%	1,68%	-1,72%	1,66%
3.	"Топлофикация Плевен" ЕАД	7,00%	-20,19%	-11,50%	-2,38%	-11,25%
4.	"Топлофикация Бургас" ЕАД	7,00%	-9,00%	-0,79%	2,68%	-0,77%
5.	"Веолия Енерджи Варна" ЕАД	7,00%	1,18%	-0,59%	9,11%	-0,57%
6.	"Топлофикация Враца" ЕАД	7,00%	-20,79%	5,60%	-6,54%	-6,36%
7.	"Топлофикация ВТ" АД	7,00%	-808940,32%	-575114,93%	-687799,03%	-555519,65%
8.	"Топлофикация Разград" ЕАД	7,00%	-33053,44%	-65953,83%	-18753,12%	-64931,80%
9.	"Овергаз мрежи" АД-(ЛОЦ Овча купел)	7,00%	-8,82%	-2,13%	-6,76%	-2,12%
	с основно гориво - въглища:					
1.	"Топлофикация Русе" ЕАД	7,00%	-10,37%	4,26%	-10,37%	4,26%
2.	"Топлофикация Перник" АД	7,00%	-9,61%	-2,83%	-9,61%	-2,83%
3.	"Топлофикация Сливен" ЕАД	7,00%	1812,11%	-60,83%	1812,11%	-60,83%
4.	"Топлофикация Габрово" ЕАД	7,00%	-3678,62%	-2495,18%	-3678,62%	-2495,18%

Голямата разлика между утвърдената и отчетената НВск от „Топлофикация - ВТ“ АД, „Топлофикация Разград“ ЕАД, „Топлофикация Сливен“ ЕАД и „Топлофикация Габрово“ ЕАД за ценовия период и по Отчета за приходите и разходите /ОПР/ се дължи на ниския дял на собствения капитал под 1% спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал на дружеството.

Постигнатите от дружествата по-ниски нива на НВск по отчет за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. и по годишния отчет на приходите и разходите за 2018 г., спрямо утвърдената от Комисията, се дължи основно от реализираните по-ниски продажби на електрическа и топлинна енергия за регулаторния период, а съгласно годишния ОПР на дружествата за 2018 г. се дължи, освен на реализираните по-ниски приходи от продажби и на ръста на условно – постоянните разходи, тъй като включва разходи за цялостната дейност, в т. ч. финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер.

Отчетената НВск при съпоставка на ценовите параметри, утвърдени за регулаторния период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. и утвърдените от 01.10.2018 г. с изменението им в резултат на промяната на цената на природния газ за IV-то тримесечие на 2018 г., съгласно Решение № Ц-15 от 01.10.2018 г. на КЕВР се подобрява спрямо НВск, която дружествата биха реализирали без отразяване на промяната на цената на природния газ.

Извършеният анализ показва, че отчетената отрицателна стойност на НВск от дружествата се дължи преди всичко от завишените разходи за CO_2 квоти спрямо утвърдените, вследствие на по-високата цена и закупените количества.

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 01.07.2019 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 стойности 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 2018 г., през отчетния ценови период 01.07.2018 – 30.06.2019 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.

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 са взети предвид мотивираните обосновки на дружествата за включените обекти и съоръжения със съответните стойности, отчетните разходи през 2018 г., както и възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности, както и извършения анализ на планираните и реално изпълнените ремонтни дейности през изминалия ценови период. 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 2018 г.

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски и социални разходи са допускани увеличения на стойностите, в сравнение с отчетените такива в рамките до 10%, при мотивирани обосновки за необходимостта, икономическа целесъобразност или значително изоставане на средната работна заплата в дружеството в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2018 г. в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 1 846 лв., съгласно данни на НСИ и финансовото състояние на дружеството. В общия случай, при пропуски в изискванията за обосновка, разходът за заплати е коригиран до отчетената стойност през 2018 г.;

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. **Нормата на възвръщаемост на собствения капитал** за всички дружества от сектора е определена съгласно т. 37 от Указания-НВ, при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ (принципът за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите), макроикономическата среда, специфичните условия на регулиране на дружествата, както и осигуряване на финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи, произтичащи от законови задължения и е **7%. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал** е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като средно претеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал, при пределна пазарна цена на привлечения капитал **3,57%**, на основата на данни на БНБ към 31.12.2018 г. /Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия/.

4. Прогнозните количества произведена 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 2018 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 2018 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 2018 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, постигани в топлофикационни мрежи в България от 17,5%, 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;

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 2018 г., периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 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 включат 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. Въз основа на данните от изминалия ценови период и краткосрочната прогноза за текущия ценови период се установява, че цените на горивата са стабилни и устойчиви като тенденция.

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 въз основа на утвърдената с Решение № Ц-10 от 28.03.2019 г. на „Булгаргаз" ЕАД цена на природния газ в размер на **475,96 лв./knm^3** и при отчитане на индивидуалните разходи на дружествата за пренос на природен газ през газопреносната и газоразпределителните мрежи.

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **90,49 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO_2) за производство на електрическа енергия са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 20.12. от Указания-НВ, като от изчислените емисии на база прогнозните количества горива се приспаднат предвидените безплатни квоти (сума от 1/2 от квотите за 2019 г. и 1/2 от квотите за 2020 г.), по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО (изменена с

Директива 2009/29/ЕО). За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO_2 квоти за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер **25 евро/t** CO_2.

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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите от **25 евро/t**.

14. 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 **- 0,48;**

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” ЕАД, „Топлофикация Бургас” ЕАД, „Веолия Енерджи Варна” ЕАД, „Топлофикация Враца” ЕАД, „Топлофикация Разград” ЕАД, „Юлико Евротрейд” ЕООД, „Топлофикация ВТ” АД и „Овергаз мрежи” АД **- 0,4;**

3. За топлофикационни дружества, работещи с гориво въглища – **0,35;**

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. „Топлофикация Петрич“ ЕАД - 0,49
7. „Оранжерии Петров дол“ ООД - 0,4863
8. „Нова Пауър” ЕООД - 0,4959
9. ЧЗП „Румяна Величкова” - 0,4952
10. „Алт Ко” АД - 0,4691
11. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД - 0,33
12. „Брикел” ЕАД - 0,3927
13. „Солвей Соди” АД - 0,3927
14. „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД - 0,3927
15. „Декотекс” АД - 0,4889
16. „Енергиен център Зебра” ЕООД - 0,49
17. „Белла България” АД - 0,491
18. Димитър Маджаров - 2“ ЕООД - 0,49
19. „Овердрайв“ АД - 0,4708
20. „МБАЛ-Търговище” АД - 0,4966
21. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД - 0,574

15. 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. Определянето на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за ценовия/регулаторен период налага първо да бъде определена прогнозна пазарна цена за базов товар, което е обосновано на стане въз основа на анализ на форуърдните сделки на националната и регионалните борси. След това трябва да бъде определен групов коефициент, който да отразява отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от топлофикационните дружества на пазара ден напред за предходната календарна година.

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.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM[6] и унгарската борса HUPX[7], с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия.

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка една календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице данни, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. През месеците декември 2018 г. и януари 2019 г. на тази платформа са реализирани около 500 MW за календарната 2019 г. от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, но периодите на доставка варират между 01.01.2019 г., 01.02.2019 г., 01.03.2019 г. до 31.12.2019 г. с прекъсване от 01.05.2019 г. и 11.06.2019 г. по време на плановия годишен ремонт на централата. Постигнатите среднопретеглени цени са в диапазона 93 – 97 лв./MWh.

[6] https://www.opcom.ro

[7] https://www.hupx.hu

Следва да се има предвид, че тези ценови нива са постигнати в период на екстремно високи цени на пазара „ден напред“, липса на предлагане на дългосрочни продукти от страна на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ограничени водни запаси, очаквания за студена зима и прогнози за достигане на цените на въглеродните емисии до нива около 40 €/тон през 2019 г., което предопредели очаквания за по-високи цени от пазарните участници.

Предвид горното за определяне на прогнозната пазарна цена е необходимо да се вземат предвид цените на фючърсните сделки на HUDEX[8] и унгарските фючърси на EEX[9] (European Energy Exchange), които достигат нива от около 58 – 59 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 60 €/MWh. Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 9-10 €/MWh, които включват разходи за капацитети[10] и печалба.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO_2 също влияят на цените на електрическата енергия на EEX, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например, прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината.

Освен климатичните особености до голяма степен върху цените влияе и управлението на мощностите в електроенергийната система, като ефективното използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др.

В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват по-ниските нива на фючърсните сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“ и включват в себе си определен процент рискова премия.

При изготвянето на прогнозата са отчетени и следните обстоятелства, които биха могли да повлияят на пазарната цена в посока надолу:

–На пазара за следващия ценови/регулаторен период ще се предлагат допълнителни количества електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от слънчева енергия, показва, че тогава цената на пиковата енергия се понижава значително, което води до намаление на цените за базов товар;

–Излизането на голямо количество електрическа енергия от ВЕИ на пазара ще доведе до големи излишъци в определени часове. Например, високо производство

[8] https://hudex.hu

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

[10] http://www.jao.eu/marketdata/yearlyauctions

на фотоволтаични централи през следобедните часове, съчетано с невъзможност от спиране на конвенционалните централи поради нуждата на оператора от мощности за посрещане на вечерния пик или високо производство на вятърните централи през нощта, когато товарите са ниски;

–Възможност за износ към традиционно по-евтиния от унгарския, румънски пазар на електрическа енергия, който поради възможностите за транзит през България оказва влияние върху гръцкия и турския пазар;

–Плановете за създаване на борсов оператор и стартиране на пазар „ден напред“ и „в рамките на деня“, вместо досегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A. в гръцката пазарна зона до края на 2019 г. Това е възможно да доведе до увеличаване на спреда пик-офпик на гръцкия пазар и да редуцира цената за офпик на българската борса, тъй като в момента се изнася голямо количество електрическа енергия към Гърция в нощните часове поради по-високите цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 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 топлофикационните дружества е обосновано да бъдат използвани предоставените с писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от ЕСО ЕАД данни за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 г. за почасовите графици на тези дружества. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2018 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 2018 г. и постигнатата среднопретеглена цена от топлофикационните дружества на пазара ден напред за 2018 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за тези дружества 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 за производителите 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 (чрез ТЕЦ „София Изток“), „Топлофикация Русе“ 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 – Разград“ АД, „Топлофикация – ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	79,32 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	1,01671
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**90,49 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 90,49 лв./MWh.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА”:

1. „Топлофикация София” ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-01-9 от 01.04.2019 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 II.8 от Писмото и справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2018 г. на хартиен носител.

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

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 95,98 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 255,45 лв./MWh

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

- цена на природен газ - 499,42 лв./knm^3;
- цена на мазут – 546,25 лв./t;
- цена на газьол – 2 016,72 лв./t.

Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2018 г. и обосновка на прогнозните технико-икономически и финансови ценообразуващи елементи за регулаторен период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Отчетни данни:

- ***Производство на топлинна енергия***

Производствената програма на дружеството за 2019 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 2018 г., е в размер на 3 705 111 MWh и е с 3,7% по-малко спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2018 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 881 609 MWh, като увеличението от около 4,16% се дължи на по-големи загуби на топлоносител, вследствие пробивите.

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса. През отчетната 2018 г. в „Топлофикация София” ЕАД са произведени 4 660 236 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 2,45% по-малко от планираното. Причина за по-ниското производство и съответно продажба на топлинна енергия са климатичните фактори, определящи потреблението на топлинна енергия.

- ***Производство на електрическа енергия***

През 2018 г. са произведени 845 898 MWh електрическа енергия, което е с 10,37% по-малко от прогнозираните и се дължи на по-малкия топлинен товар, вследствие

климатичните фактори и:

- *Ограничение на мощността на каскадата 8-8А, поради повреда на трансформатор № 8 в ТЕЦ "София".*
- *Спиране на работата на ТГ 8 поради ремонт на трансформатор № 8 в ТЕЦ „София".*
- *Поява на вибрации на ТГ 9, което налага временно ограничение на мощността от 35 MWe на 27 MWe.*
- *По-късно започване на отоплителен сезон 2018-2019 г. на 07.11.2018 г., поради по–високи външни температури.*

➢ ***Специфичен разход на условно гориво***

Специфичният разход на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия зависи от работещите основни и спомагателни съоръжения за съответния период. Отчетените стойности на този показател са по-ниски за топлопроизводството и електропроизводството, спрямо планираните стойности за 2018-2019 г.

<u>Прогнозни данни:</u>

<u>Продажба на топлинна енергия</u>

При определяне на 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 в размер на 3 812 438 MWh и са с около 2,89% по-големи от базовата 2018 г., като са обусловени от следните предпоставки:

➢ *Отчетните данни за продажба на топлинна енергия показват тенденция на постоянен ръст на продажбата на топлинна енергия с около 2,89% на годишна база.*

➢ ***климатичен фактор** – Денградусите през базовата 2018 г. са 2 431. Това е с около 19,29% по-малко от изчислителните денградуси за гр. София. Формираните денградуси за новия ценови период отразяват едно средно ниво и тенденцията в динамиката на денградусите. Продължителността на отоплителния сезон е приета за 174 дни, което е средна стойност за последните 14 години.*

<u>Производствена програма за периода 01.07.2019 г. ÷ 30.06.2020 г.</u>

Продажбите, технологичните разходи по преноса и собствените нужди определят количеството на произведената топлинна енергия. На база тази енергия е определено прогнозното количество произведена електрическа енергия в двете топлоелектрически централи.

Производство на топлинна енергия

Прогнозираното произведено количество топлинна енергия през новия ценови период е в размер на 4 777 303 MWh, което е с 2,45% по-голямо от произведеното през базовата година, обусловено в най-голяма степен от очакваното увеличение на присъединен топлинен товар и очаквано изменение на климатичните фактори.

➢ ***технологични разходи при преноса на топлинната енергия** - прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия са с относителен дял спрямо отпуснатата топлинна енергия в размер на 18,64%, при относителен дял през базовата година 19,22%. Прогнозираното намаление на относителния дял спрямо базовата година е около 0,58%. В таблицата по-долу е представена промяната в относителните дялове на технологичните разходи по преноса по видове и продадената топлинна енергия за последните две години и за новия ценови период от общата отпусната топлинна енергия от топлоизточниците;*

	2016	2017	2018	2019 - прогноза
Пропуски	4,03 %	4,31 %	4,71 %	4,25 %
Топлоотдаване в АС	0,87 %	0,83 %	0,86 %	0,85 %
Топлоотдаване в ТПМ	13,24 %	13,64 %	13,65 %	13,54 %
Продадена ТЕ и с. н.	81,86 %	81,22 %	80,78 %	81,36 %

Запазен е делът на загубите в абонатните станции (АС) в общия дял на технологичните разходи, който е около 0,85% от отпуснатата топлинна енергия. Прогнозният дял на загубите се запазва, тъй като ефективността на новите съоръжения компенсира повишението, а все повече небитови клиенти предприемат мерки по подмяна на старите АС. Запазва се делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са както следва:

- *199 173 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа.*
- *634 543 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.*
- *39 835 MWh за топлоотдаване от съоръженията в АС.*

***Собствени нужди на инсталациите за производство** – прогнозираните собствени нужди са в размер на 91 314 MWh, което представлява около 1,91% от общото производство. Относителният им дял е запазен спрямо базовата година.*

	2016	2017	2018	2019 - прогноза
Собствени нужди	1,73%	1,63%	1,58%	1,91%
Технологични разходи	18,14%	18,78%	19,22%	18,64%
Продадена ТЕ	80,13%	79,59%	79,2%	79,45%

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продажбите с около 2,89%, при увеличение с около 2,51% на производството. Най-голяма роля за промяната на продажбите има присъединяването на нови клиенти и климатичният фактор.

Производство и продажба на електрическа енергия

За новия ценови период се предвижда производство на 933 637 MWh, които ще бъдат изцяло произведени по високоефективен комбиниран начин за производство на електрическа и топлинна енергия, в съответствие с Наредба № РД-16-267 на Министъра на енергетиката, като това количество е с 10,37% повече спрямо произведеното през 2018 г. в размер на 845 898 MWh.

По-малкото производство на електрическа енергия през отчетната 2018 г. се дължи основно на по-ниския топлинен товар, по-малко денградуси и непроизводство, следствие на:

- *Работа с ограничена електрическа мощност на каскадата 8-8А, поради повреда на янсен на трансформатор № 8 в ТЕЦ "София".*
- *Спиране работата на ТГ 8 поради ремонт на трансформатор №8 в ТЕЦ "София".*
- *Поява на вибрации на ТГ 9, което налага временно ограничение на мощността от 35MWe на 27MWe.*
- *По късно започване на отоплителен сезон 2018-2019г. на 7.11.2018 г., поради по–високи външни температури.*

Предвижда се увеличение на произведеното количество електрическа енергия

следствие въвеждането на нова противоналегателна турбина ТГ ст. №4 в ТЕЦ „София Изток“ с инсталирана мощност 40 MW. В съответствие с повишеното производство се предвижда увеличение на собствените нужди и загубите от трансформация, които са в размер на 187 800 MWh.

Планираната за реализация енергия е 745 837 MWh, което представлява увеличение с 9% спрямо отчетената през 2018 г. в размер на 684 096 MWh. Прогнозната стойност е съобразена с климатичните фактори, промяната на потреблението, следствие присъединяване на нови потребители, промяната на ефективността с въвеждането на ТГ4, промяна на топлинните характеристики на сградния фонд и тренда на произведената електрическа енергия за последните 5 години.

Топлинни мощности

При планирането на топлинните мощности са използвани максималните топлинни товари постигнати на изхода на централите през последните три години. Приложени са извадки от оперативните ведомости, доказващи техните стойности.

Горива за производство

Необходимото гориво за производство през новия ценови период възлиза на 697 198,74 knm^3 природен газ и 74,46 t газьол. Количествата са формирани на база планираните специфични разходи на условно гориво, които са в пряка зависимост от избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

В Решение № Ц-10 от 1.07.2018 г. за „Топлофикация София“ ЕАД е определен коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия ***0,48****.*

В представения ценови модел дружеството счита за необходимо да бъде приложен коефициент ***0,33****. Видно от отчетните данни отношението на продадената електрическа енергия, съотнесена към продадената топлинна енергия за 2018 г., е съответно* ***0,185****.*

Предложеното съотношение оптимизира цената на основната услуга на дружеството - продажба на топлинна енергия и продажбата на произведената високоефективна комбинирана електрическа енергия.

Енергийна ефективност

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,94%, която е с около 1,53% по-ниско 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: нетен специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 140,39 kg/MWh, формиран за компанията и брутен специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 189,65 g/kWh. Специфичният разход на условно гориво за производство на топлинна енергия е планиран, малко по-висок от този през базовата година. Специфичният разход на условно гориво за производството на електрическа енергия е малко по-нисък от постигнатия през 2018 г. Специфичните разходи на условно гориво зависят в най-голяма степен от вида и състоянието на съоръженията в работа и режимите, в които се експлоатират избраните съоръжения.

Купена електрическа енергия

Количеството закупена електрическа енергия е планирана със запазване на нивото на средната консумация за петгодишен период. Основната причина е, че купената електрическа енергия е в пряка връзка с дебита на топлоносител в топлопреносната мрежа, който зависи от климатичните условия през отоплителния сезон. Планирането е направено на база среден като продължителност отоплителен сезон от 174 дни.

Прогнозни годишни разходи за дейността за регулаторен период 01.07.2019 г.

– 30.06.2020 г.

1. Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за новия ценови период 2019 - 2020 г. е 121 214 хил. лв. или с 12% повече спрямо отчетените през 2018 г.

По-долу е дадена подробна информация за основните разходи и обосновка на факторите, водещи до изменението им спрямо базисния период.

Разходи за амортизации

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 определен метод на амортизация.

Разходите за амортизация за новия ценови период са на стойност 30 279 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период. Планирани са на нивото от 2018 г., като завишението е в резултат на прибавения разход за амортизацията на новия ТГ 4, който е въведен в експлоатация в края на 2018 г. В разходите за амортизация не е отчетено завишението на амортизационните разходи в резултат на извършената преоценка на „имоти машини и съоръжения“ към 31.12.2018 г., която би следвало да бъде призната при следващия регулаторен преглед. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а 3 500 хил. лв. са отнесени общо за двата продукта, формирани от амортизационните отчисления на активите за комбинирано производство.

Разходи за ремонт

Планирането на разходите за ремонти за периода 2019 - 2020 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 9 124 хил. лв. и формират 1,7% от предложените годишни разходи за ценовия 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 5 059 хил. лв., разпределени, както следва:

- 2 445 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт, отнесени към топлинната енергия. Те включват предвидените ремонти в централите, произвеждащи само топлинна енергия, на стойност 1 432 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 1 013 хил. лв.;

- 419 хил. лв. са разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в двете централи с комбинирано производство и дела на ДМА за производство на електроенергия в Справка - РБА;

- разходите за ремонт, отнесени и за двата продукта, са на стойност 2 195 хил. лв., получени спрямо дела на ДМА за комбинирано производство;

- Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност 4 065 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 абонатни станции; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.

По т. 2, от раздел I на Писмото на Комисията са представени подробни справки за изпълнените и планираните разходи за ремонт за регулирана дейност, представени по позиции и стойности.

Разходи за заплати и възнаграждения

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за новия регулаторен период са на стойност 40 399 хил. лв., което представлява увеличение спрямо отчета за 2018 г. с 16%. Покачването е в резултат на извършената индексация на работните заплати вследствие увеличението на минималната работна заплата за страната от месец януари 2019 г. с 9,8% и спазването на Колективния трудов договор на дружеството. Средната брутна работна заплата за дружеството от 01.01.2019 г. е в размер на 1 482,20 лв. и все още остава значително по-ниска от средната заплата в сектор „Енергетика“, която по данни на НСИ за 2018 г. е в размер на 1 808 лв.

Прогнозните разходи за персонала имат за цел да осигурят баланс между финансовото състояние и размера на разходите за възнаграждения, запазвайки политиката по трудовите възнаграждения през последните години, която е ориентирана към плавно нарастване на разходите, следвайки общата тенденция за нарастване на доходите на заетите в страната.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 20 186 хил. лв. и е планиран на нивото на базисната година. 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. Като цяло разходите са планирани на нивото на тези от 2018 г., като общото завишение се дължи на следните позиции:

- Експертни и одиторски разходи са завишени спрямо 2018 г. с 36 хил. лв. Предвиденото увеличение се дължи на разходи за одиторски услуги във връзка с първоначалното внедряване на нови международни счетоводни стандарти (МСФО 9 и МСФО 15), както и лицензирана оценка на дълготрайни материални активи и материални запаси.

- Предвиденото увеличение на разходите за работно облекло е в размер на 74 хил. лв. и е съобразено с предстоящо сключване на нов договор за доставка на работно облекло и лични предпазни средства.

- При прогнозирането на съдебните разходи е взета предвид новата разпоредба на

чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ, според която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания".

Планираните съдебни разходи за новия регулаторен период в размер на 3 600 хил. лв. са предвидени на нивото на платените държавни такси по заведени нови дела за 2018 г., които са в размер на 3 680 хил. лв.

Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството за периода 2019 -2020 г. 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 402 909 хил. лв., като завишението спрямо отчета за 2018 г. е 18%.

Разходите за природен газ са на стойност 348 198 хил. лв. и представляват 86% от всички променливи разходи. Изчислени са при цена от 499,42 лв./knm^3, получена съгласно Приложение 5, в т.ч.:

- *в т.ч.: 473,67 лв./ knm^3 (44,80 лв/MWh) - действаща цена на природен газ в сила от 01.01.2019 г. съгласно Решение № Ц-19 от 28.12.2018 г. на КЕВР;*
- *0,54 лв./knm^3 – среднопретеглена цена за пренос през газопроводи, собственост на „Овергаз мрежи" АД към ВОЦ на дружеството;*

Цени за пренос и достъп през газопреносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз" ЕАД за газовата година 01.10.2018 г. - 30.09.2019 г.

- *4,25 лв./knm^3 - цена за пренос;*
- *20,96 лв./knm^3 - среднопретеглена цена за достъп, изчислена спрямо заявени от „Топлофикация София" ЕАД количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт.*

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид за новия регулаторен период са предвидени в размер на 26 395 хил. лв. Изчислението им е извършено съгласно указанията на Комисията, при цена 22,00 евро/t и по формулата за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, публикувана на интернет страницата на ИАОС, при емисионен фактор 55,64 tCO_2/TJ. Общото прогнозно количество генерирани емисии е в размер на 1 335 450 t. От тях са приспаднати полагащите се на дружеството безплатни квоти по Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ) и Националния план за инвестиции (НПИ) за 2018 и 2019 г., в резултат на което, прогнозното количество за закупуване е в размер на 613 408 t.

2019 - 2020 г. - прогноза					
	Количество	Цена		Стойност, без ДДС	
	тона	евро/тон	лева	хил. евро	хил. лв
Генерирани емисии за периода	1 335 450	22,00	43,03	29 380	57 464
Безплатни квоти по НПИ за 2019 г.	25 815	22,00	43,03	568	1 111
Безплатни квоти по ЕСТЕ за 2019 г.	388 577	22,00	43,03	8 549	16 720
Безплатни квоти по ЕСТЕ за 2020 г.	307 650	22,00	43,03	6 768	13 238
За закупуване	**613 408**	**22,00**	**43,03**	**13 495**	**26 395**

Към 31.03.2019 г. „Топлофикация София" ЕАД не е закупила необходимите квоти за покриване на генерираните емисии през 2018 г. В съответствие с Международните стандарти за финансово отчитане във финансовия отчет на дружеството към 31.12.2018 г. е начислена провизия за бъдещ разход за покупка на тези квоти в размер на 34 838 хил. лв., изчислена при цена от 24,68 евро/t (борсова цена на EEX към 28.12.2018 г.) и 721 726 t – прогнозно необходимо количество за покупка. Също така, през м. април 2018 г. е отчетен разход от 6 388 хил. лв. за покупка на квоти генерирани през 2017 г., който влиза във финансовия отчет за 2018 г. По този начин общият разход за квоти в отчета за 2018 г., посочен в ценовия модел е на стойност 41 266 хил. лв.

От изключително значение за ликвидността и финансовата стабилност на дружеството е своевременното възстановяване на разходите, които ще бъдат извършени за покупката на квотите от 2018 г. В тази връзка дружеството настоява те да бъдат взети предвид от Комисията при окончателното решение за цените за новия регулаторен период в сила от юли 2019 г., за което дружеството ще предостави необходимата допълнителна информация. В отделна справка дружеството предоставя информация по т. 9 от Раздел I от Писмото. Отчетни данни от изисканата информация за количествата емисии, закупени за 2018 г. и за ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Разходите за консумативи (химикали и реагенти) са в предвидени на нивото на отчета и са в размер на 850 хил. лв.

Прогнозните променливи разходи за вода са в размер на 4 790 хил. лв. Планираното увеличение с 11% спрямо базисната година отразява увеличението в сила от 01.01.2019 г. на цената на питейната и промишлената вода, както и на услугите по отвеждане и пречистване.

Дружеството не предвижда разходи за външни услуги в променливите разходи.

2. Регулаторна база на активите (РБА)

РБА за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г. е в размер на 424 911 хил. лв., изчислена в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2018 г. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2018 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. В съответствие с Указания-НВ, за регулаторния период в стойността на дълготрайните активи не е включена извършената преоценката на ДМА към 31.12.2018 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 59 784 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 61 730 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия и между производството и преноса е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната енергия / дейност.

3. Норма на възвръщаемост

Нормата на възвръщаемост на капитала за ценови период 2019 - 2020 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 7,59%, като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2018 г. Съгласно изискванията в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана е норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, равна на утвърдената от Комисията за последния регулаторен период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 0,13% и е формирана от лихвата по държавно-гарантиран инвестиционен заем от Международната банка за възстановяване и развитие (МБВР), по силата на заемно споразумение от 18 юли 2003 г.

С писмо вх. № Е-14-01-15 от 02.05.2019 г. дружеството е представило изисканата информация с писмо № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г.

В обосновката на получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения „Топлофикация София“ ЕАД посочва, че през 2018 г. е отчело такива приходи в размер на 1 675 746,51 лв., като стойността им не е включена в отчетните и прогнозни ценообразуващи елементи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,20% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия

период са с 1,25% 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 19,53% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 51,19% и разходите заплати и възнаграждения с 25,09%.

През следващия регулаторен период дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 2,45%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	101 406	107 774	117 206	121 213	4 007	3,42%	19 807	19,53%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	28 287	29 757	33 855	30 280	-3 575	-10,56%	1 993	7,05%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	6 035	4 985	6 250	9 124	2 874	45,98%	3 089	51,19%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	32 296	34 793	37 862	40 399	2 537	6,70%	8 103	25,09%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	17 431	18 406	20 051	21 659	1 608	8,02%	4 228	24,26%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	8 306	8 522	9 220	9 806	586	6,35%	1 500	18,06%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	9 125	9 884	10 831	11 853	1 023	9,44%	2 728	29,90%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	17 357	20 267	19 622	20 184	562	2,87%	2 827	16,29%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	10 275	13 239	12 289	12 556	267	2,17%	2 281	22,20%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	428,49	424,56	486,82	499,42	13	2,59%	71	16,55%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	9 919	4 985	6 250	9 124	2 874	45,98%	-795	-8,01%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5 119	2 140	2 780	5 059	2 280	82,02%	-60	-1,17%
I.2.	по преноса	хил. лв.	4 800	2 845	3 471	4 065	594	17,12%	-735	-15,31%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	76 562	34 567	50 201	78 440	28 238	56,25%	1 877	2,45%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	49 797	21 516	33 742	46 671	12 929	38,32%	-3 126	-6,28%
II.2.	по преноса	хил. лв.	26 765	13 051	16 459	31 768	15 309	93,01%	5 003	18,69%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	4 697 221	4 586 720	4 682 955	4 685 989	3 034	0,06%	-11 232	-0,24%
1.1.	гореща вода	MWh	4 697 221	4 586 720	4 682 955	4 685 989	3 034	0,06%	-11 232	-0,24%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	93 439	73 516	83 295	91 314	8 019	9,63%	-2 125	-2,27%
2.1.	гореща вода	MWh	5 843	4 435	5 053	5 947	894	17,68%	104	1,78%
2.2.	пара	MWh	87 596	69 082	78 241	85 367	7 126	9,11%	-2 230	-2,55%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,95%	1,58%	1,75%	1,91%	0,0016	9,37%	-0,0004	-2,00%
3.1.	гореща вода	%	0,12%	0,10%	0,11%	0,13%	0,0002	17,58%	0,0000	2,03%
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	4 790 660	4 660 236	4 766 250	4 777 303	11 053	0,23%	-13 357	-0,28%
4.1.	гореща вода	MWh	4 703 064	4 591 154	4 688 009	4 691 936	3 927	0,08%	-11 127	-0,24%
4.2.	пара	MWh	87 596	69 082	78 241	85 367	7 126	9,11%	-2 230	-2,55%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	1 925 714	2 059 154	2 020 671	1 850 748	-169 923	-8,41%	-74 966	-3,89%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	12 606	26 584	32 506	36 655	4 149	12,76%	24 049	190,77%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	1 021 000	845 898	928 801	933 637	4 836	0,52%	-87 363	-8,56%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	190 250	168 889	191 821	187 800	-4 021	-2,10%	-2 450	-1,29%
		%	18,63%	19,97%	20,65%	20,11%	-0,005	-2,60%	0,015	7,95%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	830 750	677 009	736 981	745 837	8 856	1,20%	-84 913	-10,22%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	830 750	677 009	736 981	745 837	8 856	1,20%	-84 913	-10,22%
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	0	0	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	6 563 235	6 190 021	6 466 763	6 526 970	60 207	0,93%	-36 264	-0,55%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	4 488 053	3 962 339	4 279 210	4 500 152	220 942	5,16%	12 099	0,27%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	2 075 182	2 227 681	2 187 554	2 026 819	-160 735	-7,35%	-48 363	-2,33%
9	ОБЩА ефективност	%	84,22%	84,47%	83,16%	82,94%	-0,002	-0,27%	-0,013	-1,53%
10	Топлинна ефективност	%	61,47%	63,12%	61,45%	62,19%	0,007	1,19%	0,007	1,17%
11	Електрическа ефективност	%	22,75%	21,35%	21,70%	20,75%	-0,010	-4,41%	-0,020	-8,80%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	93,40%	93,63%	93,86%	93,12%	-0,007	-0,78%	-0,003	-0,30%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	218	138	144	152	8	5,21%	-66	-30,42%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	133	144	144	142	-2	-1,46%	9	6,92%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	3 850 815	3 705 111	3 765 224	3 812 438	47 214	1,25%	-38 377	-1,00%
10.1.	гореща вода	МВтч	3 850 815	3 705 111	3 765 224	3 812 438	47 214	1,25%	-38 377	-1,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	846 406	881 609	917 732	873 551	-44 181	-4,81%	27 145	3,21%
		%	18,02%	19,22%	19,60%	18,64%	0	-4,88%	0	3,45%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	846 406	881 609	917 732	873 551	-44 181	-4,81%	27 145	3,21%
		%	18,02%	19,22%	19,60%	18,64%	0	-4,88%	0	3,45%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация София” ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	98 652	98 652	117 206	153 415	18 554	54 763
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	337 638	376 688	391 632	302 719	14 944	-73 969
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**17 755**	**17 960**	**-37 340**	**-19 786**	-55 300	-37 746
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	454 045	493 300	471 498	436 348	-21 802	-56 952
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	830 750	830 750	757 907	757 907		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	830 750	830 750	736 981	736 981	-93 769	-93 769
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	20 926	20 926	20 926	20 926
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	3 850 815	3 850 815	3 765 224	3 765 224		
с гореща вода	МВтч	3 850 815	3 850 815	3 765 224	3 765 224	-85 591	-85 591
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	148,16	163,65	163,65			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	85,95	92,80	92,80			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	421 732	426 613	426 613	426 613		
Собствен капитал	хил. лв.	179 621	179 621	179 621	179 621		
Дял на собствения капитал	%	26,01%	26,01%	26,01%	26,01%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	510 997	510 997	510 997	510 997		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	510 997	510 997	510 997	510 997		
Дял на привлечения капитал	%	73,99%	73,99%	73,99%	73,99%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	2,96%	2,96%	2,96%	2,96%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	4,21%	4,21%	-8,75%	-4,64%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-22,71%**	**-8,47%**		

НВск по отчет за ценовия период е -22,71% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният отрицателен размер на НВск, спрямо утвърдената НВск, е вследствие на реализираното по-малко количество електрическа и топлинна енергия при завишени условно-постоянни и променливи разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -8,47%, вследствие на по-ниските продажби на електрическа и топлинна енергия и ръст на условно–постоянните разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени разходите за цялостната дейност на дружеството.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на високата цена на закупените количества CO_2 квоти в размер на 43,03 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 14,20 лв./t, независимо, че закупените количества CO_2 квоти са по-малки от заложените в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. „Топлофикация София“ ЕАД отчита ***загуба*** в размер на 19 786 хил. лв. при ***загуба*** за предходната 2017 г. от 34 817 хил. лв. Реализираният общ всеобхватен доход за годината е положителен в размер на 301 733 хил. лв. при отрицателна стойност за 2017 г. от 35 696 хил. лв., което се дължи основно на извършената преоценка на нефинансови активи.

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 2018 г. бележат ръст спрямо предходната година с 15,57%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 9,65%.**

Общите приходи в състава си включват приходи от продажби на топлинна и електрическа енергия в размер на 412 562 хил. лв., други приходи от 23 316 хил. лв., от тях с най-голям относителен дял са приходи от дялово разпределение 8 746 хил. лв., приходи от неустойки по просрочени вземания 7 659 хил. лв. и приходи от финансирания – безвъзмездни средства по програми и проекти, свързани с активи 4 024 хил. лв.

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г, показват, че „Топлофикация София“ ЕАД не разполага със собствен капитал да обслужва финансовите си задължения и да обезпечи изпълнението на инвестиционната програма със

собствени средства. Показателят за общата ликвидност през 2018 г. е влошен спрямо предходната година в резултат на ръста на текущите търговски задължения, но независимо от това неговата стойност е в размер, който определя възможността на дружеството да обслужва текущите си задължения със собствени оборотни средства.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 21% собствен капитал и 79% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 16% собствен капитал и 84% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 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 2018 г. приходите от дейността спрямо предходната година бележат ръст с 55 338 хил. лв., в т. ч. от топлинна енергия с 33 918 хил. лв. и от електрическа енергия с 21 654 хил. лв.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 17 065 хил. лв. на 9 717 хил. лв. или със 7 348 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, както и значителното неизпълнение на инвестиционната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани инвестиции в преноса на топлинна енергия – 26 765 хил. лв.;

- изпълнени инвестиции в преноса на топлинна енергия – 13 051 хил. лв., съгласно представените данни в справка № 3 и т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 9 124 хил. лв. на 4 985 хил. лв. или с 4 139 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 6 035 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 4 985 хил. лв., съгласно представените данни в справка № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 40 399 хил. лв. на 35 525 хил. лв., или с 4 874 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2018 г. в размер на 32 296 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 21 659 хил. лв. на 19 174 хил. лв. или с 2 485 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2018 г. в размер на 17 431 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 676 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 20 184 хил. лв. на 19 405 хил. лв., или със 779 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход и липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност и необходимостта от увеличението, а именно:

- Горива за автотранспорт
- Работно облекло
- Вода, отопление и осветление
- Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт
- Квалификация
- Опазване на околна среда

- разходите за въоръжена и противопожарна охрана в преноса на топлинна енергия е коригиран от 769 хил. лв. на 0 хил. лв., като немотивиран и неприсъщ разход, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи в преноса на топлинна енергия е коригиран от 1 208 хил.

лв. на 0 хил. лв., като немотивирана стойност, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за вода и разходите за закупена енергия са коригирани съответно с 310 хил. лв. и с 502 хил. лв. в преноса, до нивото на отчетените през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 26 395 хил. лв. на 29 980 хил. лв. или с 3 585 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 613 408 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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 № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 480 762 knm^3 на 459 762 knm^3 с 21 000 knm^3, на стойност 10 500 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия с 2,67% по-висока от отчетената такава, поради увеличение на производството на топлинна енергия с 315 401 MWh, или с 12% в комбинираната част, поради постоянната работа на новата мощност в ТЕЦ „София-Изток“, в съответствие с т. 5 от общия подход.

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 873 551 MWh (18,64%) на 818 551 MWh (17,48%) или с 55 000 MWh до достигане на стойността на вече постигани от дружеството загуби от топлоотдаване и изтичане (например през 2015 г.), в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

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) – 199,80 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 199,80 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 109,31 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 96,79 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
   - Необходими годишни приходи – 523 336 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 491 327 хил. лв., от които условно-постоянни – 97 934 хил. лв. и променливи – 393 393 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 421 729 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,59%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 745 837 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 867 438 MWh

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

С писмо с вх. № Е-14-49-6 от 29.03.2019 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. II.8. 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.;

2. Годишен доклад за 2018 г. за изпълнение на лицензионните дейности на дружеството с писмо с вх. № Е-14-49-7 от 29.03.2019 г.;

3. Годишен финансов отчет за 2018 г. с писмо с вх. № Е-14-49-8 от 29.03.2019 г.

4. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД към м. 02.2019 г.

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

- Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 104,23 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 103,23 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 103,23 лв./MWh;

- Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 190,33 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 503,68 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на дружеството е следната:

I. Изходни параметри и нормативни основания при подаване на заявление за определяне на цените за енергия за регулаторен период от 01.07.2019 г.:

- *Обща норма на възвръщаемост на капитала преди данъци – 7,09%, при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 7,0%, определена с решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР;*
- *Регулаторна база на активите – изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ;*
- *Планирани продажби на топлинна енергия в размер на 235 169 MWh или увеличение от 11,0% спрямо отчета за 2018 г., на база нормални средногодишни външни температури за региона на гр. Пловдив през следващия ценови период;*
- *Размер на технологичните разходи 100 787 MWh или 30% от производството на топлинна енергия – (планиран спад от 9,97% спрямо базисната 2018 г., поради извършени инвестиции в топлофикационната мрежа и очаквано повишено количество на продажбите);*
- *Планирани продажби на електрическа енергия 307 090 MWh (увеличени с 35,7% спрямо 2018 г., поради извършен ремонт на нова когенерация през предходната година), като прогнозата е за 296 214 MWh комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство, а 10 876 MWh комбинирана електрическа енергия;*
- *Цена на природния газ в размер на 44,80 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно Решение № Ц-19 от 28.12.2018 г. на КЕВР;*
- *Цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз" ЕАД и е съобразена производствена програма на дружеството;*
- *Калкулирани са разходи от 1 175 хил. лв. за акциз на природния газ, съгласно Указания-НВ и стойността, посочена в модела за калкулация на цените;*
- *Преференциална цена на произведената от високоефективно комбинирано производство електрическа енергия;*
- *Цена на произведената електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП съгласно подхода, приет с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. на КЕВР;*
- *Оборотен капитал – поради факта, че с коефициент от 76,02 дни оборотният капитал надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2019 г. е калкулиран, като 1/8 от паричните годишни оперативни разходи;*
- *Разходите за балансиране по Правила за търговия с електрическа енергия се*

планират на база на отчетните количества небаланси от 2018 г., остойностени с планови цени за новия регулаторен период;

- *Калкулация и признаване на разходи от 111 хил. лв. за балансиране по договор за продажба на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД.*

II. Ценообразуващи елементи и образуване на цени, в сила от 01.07.2019 г.

1. Разходите за природен газ са определени при цена 44,80 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно Решение № Ц-19 от 28.12.2018 г. и цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа 2,54 лв./MWh;

2. Условно-постоянни разходи в размер на 22 924 хил. лв.;

3. Намаление на разходите за амортизация, отразяващи инвестициите, извършени от дружеството, и полезния живот на съществуващите активи.

4. Разходите за ремонт се планира да се увеличат спрямо отчетните разходи от 2018 г., като са планирани съобразно 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.

1	Разходи за амортизации	хил. лв.	**9 780**	**9 256**	**-524**
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	**955**	**1 680**	**725**

Разходи за ремонти, планирани по обекти:

- Ремонт на помпи LAC на стойност 173 хил. лв.

- Разходи за външни услуги от страна на „Сименс“ АД на стойност 1 098 хил. лв.

- Ремонт на път ХВО-вход на стойност 96 хил. лв.

5. Планира се увеличение на разходите, свързани с персонала през 2019 г., основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения.

6. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, нарастват с 2,7%, като основните групи от разходи, включени в този компонент, са изброени в табличен вид. Разходите са планирани на база на отчетните разходи от 2018 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 2,8% за периода януари - декември 2018 г., спрямо периода януари - декември 2017 г.

7. 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 в „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, планираните приходи от присъединяване на нови клиенти и 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 2,8% за периода януари - декември 2018 г., спрямо периода януари - декември 2017г.

8. Променливите разходи са в размер на 45 062 хил. лв.

9. Увеличени са разходите за материали, в които основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са калкулирани с цена на природен газ от 44,80 лв./MWh (без ДДС и акциз). Разходът за акциз на природния газ възлиза на 1 175 хил. лв. Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи са планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. Не се прогнозират разходи за външни услуги в променливите разходи.

10. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е включено към „Национален план за инвестиции на Република България за периода от 2013 до 2020 г.“ („НПИ“) 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, в които за инсталациите са определени количествата безплатни квоти емисии CO_2, генерирани само от топлопроизводство, за целия 3-ти период 2013 г. – 2020 г. на ЕСТЕ.

Представен е актуален статус на квотите/емисиите към момента.

За периода 2019-2020 г. дружеството включва 2 698 хил. лв. прогнозни разходи за емисии парникови газове CO_2. Разходите за закупуване на емисии се определят като от

емисиите CO_2 за производството се приспаднат предвидените безплатни квоти и се остойностят с цена на емисиите 22 евро/t;

11. Разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия се оценяват на 515 хил. лв., като се планират на база сумарен небаланс в размер на 2,5% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2018 г.;

12. Калкулация и признаване на разходи от 111 хил. лв. за балансиране по договор с „Булгаргаз“ ЕАД за продажба на природен газ, калкулирани като процент от планираното количество природен газ, предвидено за консумация, по 10% от неговата стойност. Към заявлението за цените е приложен действащ договор с „Булгаргаз“ ЕАД, съдържащ клаузите за небаланс.

Бележка: Поради добавените редове за „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ” и „Разходи за балансиране - Природен Газ” в Справка № 1 „Разходи” към променливите разходи от модела за ценообразуване, се е наложило да бъде променена формулата в клетка „F 109” в Справка №4 „ТИП-ПРОИЗ” от модела за ценообразуване. Формулата е променена, така че „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ” (клетка “G 97” в справка 1 „Разходи”) да бъдат ценообразуващ елемент само в цената на електрическата енергия, защото, според дружеството, тези разходи се отнасят пряко към производството и продажбата на електрическа енергия. „Разходи за балансиране - Природен Газ” (клетка „G 98” в справка № 1 „Разходи”) следва да се разпределят между производството на двата продукта електрическа енергия и топлинна енергия чрез коефициент.

Поради промени 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 високоефективна комбинирана електрическа енергия на преференциална цена, съответно и комбинирана електрическа енергия без постигнати показатели за висока ефективност на 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 цена да бъде калкулирана за количествата произведена високоефективна комбинирана електрическа енергия.

Пазарната цена е определената от КЕВР с Решение Ц-10 от 01.07.2018 г., съгласно указанията, дадени с Писмото на КЕВР, (70,65 лв./MWh). Тази цена е вписана в Справка № 4 „ТИП-ПРОИЗ” в клетка „F 119“ като цена за комбинирана електрическа енергия, съгласно глава трета, раздел I б. „Б“, т.19 от Указания-НВ и в „F 120“ като цена за некомбинирана електрическа енергия, съгласно глава трета, раздел I, б.“Б“, т. 20 от Указания-НВ.

13. Възвръщаемостта е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7,0% преди данъци, норма на възвръщаемост на привлечения капитал преди данъци 1,17% и данък печалба от 10%;

14. Количества на продажбите:

- топлинна енергия - 235 169 MWh;

- електрическа енергия: ТЕЦ „Пловдив – Север“ е централа за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, с обособени 2 инсталации съгласно изискванията на Наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г. (Наредба № РД-16-267) за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

Инсталация 1: КПГЦ отговаря на инсталация по чл. 2, т. 5 от Наредба № РД-16-267 – представляваща комбиниран парогазов цикъл и включваща: газова турбина с електрически генератор с номинална мощност 30 MWe, котел-утилизатор с допълнителна горивна система към него за производство на прегрята пара и парна турбина (ТГ-4) с противоналягане с бойлер-кондензатор и електрически генератор с номинална мощност 19,6 MWe.

Инсталация 2: ТГ-2 отговаря на инсталация по чл. 2, т. 2 от Наредба № РД-16-267 – представляваща парна турбина с противоналягане с бойлер-кондензатор с един регулируем пароотбор и електрически генератор с номинална мощност 30 MWe;

Произвежданата електрическа енергия и от двете инсталации е изцяло по комбиниран начин.

Съгласно Наредба № РД-16-267 и издаваните сертификати от КЕВР до настоящия момент инсталациите произвеждат:

– високоефективна комбинирана електрическа енергия - 296 214 MWh;

– комбинирана електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП - 10 876 MWh.

III. Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2018 г.

С Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. от страна на КЕВР е извършана следната корекция в т. 2 от „Образуване на цените“ - „стойността на активите е коригирана с 66 000 хил. лв., в съответствие извършените обезценки на активите през 2016 г. и 2017 г. до тяхната пазарна стойност, стойността на активите по балансова стойност, съгласно представения счетоводен баланс към 31.12.2017 г., в съответствие с чл. 14, ал. 3, т. 4 от НРЦЕЕ и чл. 9, ал. 5, т. 4 от НРЦТЕ, а именно в признатата стойност на нетекущите активи не се включва стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи.“

Дружеството счита, че приложеният подход в ценово решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. не трябва да се прилага в бъдещото ценово решение, тъй като извършената обезценка на активи в предходни години не е изготвена по смисъла на чл. 9, ал. 5, т. 4 от НРЦТЕ, а именно не е изготвяна оценка от лицензиран оценител и не е правена съпоставка с пазарните нива на сходни активи.

Извършената обезценка е изготвена за целите на годишния финансов отчет и изискванията на МСС 36 и отразява резултатите от изготвен и верифициран от одитора тест за оценка на възстановимата стойност на активите на генериращата парични потоци бизнес единица.

По смисъла на МСС 36 в случай, че сумата на дисконтираните очаквани парични потоци от генериращата парични потоци бизнес единица (в случая ЕВН Топлофикация) е по-ниска от балансовата стойност на активите към датата на счетоводния баланса, то балансовата стойност следва да се коригира до стойността на дисконтираните парични потоци.

Това изискване на МСС 36 се налага с цел потребителите на финансовите отчети да могат да придобият ясна представа за финансовото състояние на предприятието към определен момент. Ясното представяне на информация към потребителите на финансови отчети изисква оценката на активите да е съобразена с потенциала им за генериране на бъдещи приходи. Признаването на загуба от обезценка постига именно тази цел. Това, обаче, не би следвало да има отношение към регулаторната оценка на активите.

От друга страна регулаторната оценка на активите има за цел да осигури възстановяване на капиталовите разходи на регулираните предприятия. В този смисъл регулаторната стойност на активите към даден момент трябва да отразява невъзстановената част от първоначалните инвестиционни разходи за придобиване на даден регулаторен актив, определена въз основа на утвърден от регулаторния орган полезен живот.

В тази връзка направената обезценка следва да се елиминира при определяне на балансовата стойност на активите в края на базовата година за целите на ценовото регулиране.

Дружеството счита, че интерпретацията в Решение № Ц-10 от 01.07.2018, че балансовата стойност е коригирана до тяхната пазарна стойност са несправедливи и не отразяват логиката, заложена в нормативната уредба за целите на регулиране по метода „норма на възвръщаемост на капитала”.

Отчитането на обезценената стойност на активите за регулаторни цели, без паралелно да се калкулира финансовият ефект от признатата загуба от обезценка в стойността на необходимите приходи, би породило безкрайна спирала от бъдещи обезценки,

което ще доведе до декапитализация на дружеството и застрашаване на лицензионната дейност.

В тази връзка дружеството счита, че компонента „А – призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им“, като част от формулата за калкулиране на РБА, е справедливо оценена, като са елиминирани ефектите от обезценка за счетоводни цели.

В подкрепа на твърдението, че цената на придобиване на активите е пазарна, са приложени линкове с настоящи оферти за закупуване на газова турбина Siemens- SGT 700, каквато е инсталирана в ЕВН ТР:

https://new.siemens.com/us/en/products/energy/power-generation/gas-turbines/sgt-700.html
http://tubaturbine.de/en/buy-plants.html
http://tubaturbine.de/de/anlagen-kaufen.raw?task=download&fid=336
http://www.china-power-contractor.cn/An-uninstalled-brand-new-Siemens-SGT-700-for-sale.html

Приложена е и извадка от тръжната процедура по изграждане на новите когенерациони мощности в ЕВН ТР, от където е видно, че дружеството е избрало най-ниската оферта.

Съгласно направения анализ и описаното становище за новия регулаторен период ценовия компонент „А“ от формулата за РБА е калкулиран на обща стойност 240 744 хил. лв., а компонента „АМ“ на стойност 93 014 хил. лв., като са елиминирани ефектите от направената обезценка за счетоводни цели.

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 електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се представя в таблица № 4 „РБА на активите за електрическа и топлинна енергия” от Справка № 2 – „РБА”, като стойността им се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с „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 електрическа и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г.

Активите на производствена централа ОЦ „Пловдив 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 2018 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За 2018 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство са 114 204 h, а тези, свързани с пренос 80 108 h. На тази база 58,77% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 41,23% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Получената стойност за производството след това се разпределя между производство на топлинна енергия и производство на електрическа енергия с 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 електрически и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г.

IV. Обосновка на вътрешно-груповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е планирано да използва проектно-консултантски услуги,

административни и технически вътрешно-групови услуги, както и договор за командироване на персонал с намерение постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно-консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал включват: проектно-ориентирани услуги, текущи, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал, подпомагащи по-ефективното извършване на основните дейности на дружеството.

Проектно-консултантски услуги

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.

Планираните услуги, посочени по-долу, се основават на сключени договори 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 административни услуги, чийто обхват и съдържание е в областта на счетоводството и други финансови услуги.

Възнаграждението (цената) на услугите се определя по метода на „увеличената стойност“, в която се включват всички преки и непреки разходи, необходими за извършване на конкретната услуга. Добавя се и надценка в размер на 5%, изчислена върху разходите. Предмет на договори са следните услуги:

- *Счетоводство и други финансово-административни услуги;*
- *Правни и корпоративни услуги;*
- *Покупки и склад;*
- *IT и телекомуникация;*
- *Човешки ресурси;*
- *Фактуриране;*
- *Клиентско обслужване.*

Технически услуги

Планираните технически услуги се основават на сключен договор между „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г. и сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно които „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставят услуги относно дейността „фактуриране“.

Методиката за ценообразуване включва систематиката за калкулация по метода на „увеличената стойност“, за прилагането на която се калкулира и съответно фактурира договорените по тези договори услуги с увеличена себестойност в размер на 5% (пет процента) от реалната стойност на услугата. В стойността на услугата (цената на услугата) се включват всички директни и индиректни разходи, необходими за извършването на конкретната услуга; Всички услуги се калкулират на база на отработени часове за всяка конкретна услуга.

Услуги по договор за командироване на персонал

Планираните услуги, 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 който ЕВН АГ Австрия предоставя на дружеството персонал, който приема инструкциите на дружеството за периода на командироване и за упражняване контрол върху извършената му работа на база определено работно място чрез осигурени необходими ресурси за предоставяне на услугите.

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%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 6,68% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 16,03% по- ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 40,87% при прогнозирани 30,00% за ценовия период.

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

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,52% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 58,35%, въпреки намалените разходи за заплати и възнаграждения със 11,38%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика Прогноза 2019 – Отчет ценови период**	Изменение в %	**Разлика Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.**	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	21 386	22 082	22 567	22 567	0	0,00%	1 181	5,52%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	9 346	9 780	9 686	9 686	0	0,00%	340	3,64%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	858	955	1 359	1 359	0	0,01%	501	58,35%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 712	3 171	3 290	3 290	0	0,00%	-422	-11,38%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	874	809	841	841	0	0,05%	-33	-3,75%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	660	607	606	656	50	8,24%	-5	-0,70%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	213	202	235	235	0	0,00%	21	10,01%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	6 680	7 456	7 482	7 482	0	0,00%	802	12,01%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 848	2 872		2 881	2 881	0,00%	33	1,16%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	84	88	91	91	0	0,00%	7	8,01%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	391,78	437,60	487,81	487,80	0	0,00%	96	24,51%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика Прогноза 2019 – Отчет ценови период**	Изменение в %	**Разлика Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.**	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	858	955	1 359	1 359	0	0,01%	501	58,35%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	746	904	1 289	1 289	0	-0,02%	543	72,79%
I.2.	по преноса	хил. лв.	112	51	70	70	0	0,55%	-42	-37,61%
II.	Инвестиции ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	10 676	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	7 699	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	2 977	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	338 168	353 018	342 762	335 955	-6 806	-1,99%	-2 212	-0,65%
1.1.	гореща вода	MWh	338 168	353 018	342 762	335 955	-6 806	-1,99%	-2 212	-0,65%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	17 973	36 145	24 625	21 845	-2 780	-11,29%	3 872	21,55%
2.1.	гореща вода	MWh	1 882	2 137	2 069	2 025	-44	-2,10%	144	7,63%
2.2.	пара	MWh	16 091	34 008	22 556	19 820	-2 737	-12,13%	3 729	23,17%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	5,05%	9,29%	6,70%	6,11%	-0,006	-8,91%	0,011	20,98%
3.1.	гореща вода	%	0,55%	0,60%	0,60%	0,60%	0,000	-0,12%	0,000	8,28%
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	356 140	389 164	367 387	357 800	-9 586	-2,61%	1 660	0,47%
4.1.	гореща вода	MWh	340 050	355 155	344 831	337 981	-6 850	-1,99%	-2 069	-0,61%
4.2.	пара	MWh	16 091	34 008	22 556	19 820	-2 737	-12,13%	3 729	23,17%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	21 632	21 776	19 528	12 528	-7 000	-35,85%	-9 104	-42,09%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	302 220	237 981	299 262	319 290	20 028	6,69%	17 070	5,65%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	12 040	11 763	11 395	12 200	805	7,06%	160	1,33%
		%	3,98%	4,94%	3,81%	3,82%	0,0001	0,35%	-0,0016	-4,09%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	290 180	226 218	287 867	307 090	19 223	6,68%	16 910	5,83%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	275 093	216 805	275 627	296 214	20 588	7,47%	21 121	7,68%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	15 087	9 413	12 240	10 876	-1 364	-11,15%	-4 211	-27,91%
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	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	779 377	730 444	797 507	803 447	5 940	0,74%	24 070	3,09%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	755 436	706 796	776 261	789 903	13 642	1,76%	34 468	4,56%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	23 941	23 648	21 246	13 543	-7 703	-36,25%	-10 398	-43,43%
9	ОБЩА ефективност	%	81,91%	80,54%	80,19%	81,37%	0,012	1,47%	-0,005	-0,66%
10	Топлинна ефективност	%	41,90%	46,87%	41,64%	40,95%	-0,007	-1,67%	-0,010	-2,28%
11	Електрическа ефективност	%	40,01%	33,67%	38,55%	40,42%	0,019	4,85%	0,004	1,04%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	90,35%	92,08%	91,92%	92,50%	0,006	0,64%	0,021	2,38%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	124	149	129	124	-5	-3,65%	0	0,22%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	177	159	178	180	3	1,52%	3	1,97%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	236 717	211 915	202 674	235 169	32 495	16,03%	-1 549	-0,65%
10.1.	гореща вода	МВтч	236 717	211 915	202 674	235 169	32 495	16,03%	-1 549	-0,65%
10.2.	пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	101 450	141 103	140 088	100 787	-39 301	-28,05%	-664	-0,65%
		%	30,00%	39,97%	40,87%	30,00%	0	-26,60%	0	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	101 450	141 103	140 088	100 787	-39 301	-28,05%	-664	-0,65%
		%	30,00%	39,97%	40,87%	30,00%	0	-26,60%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	21 386	21 386	22 567	20 140	1 181	-1 246
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	36 602	41 149	43 356	36 175	2 207	-4 974
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**6 330**	**6 370**	**-1 625**	**1 571**	-7 995	-4 799
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	64 318	68 905	64 298	**57 886**	-4 607	-11 019
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	290 180	290 180	287 867	287 867		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	275 093	275 093	275 627	275 627	534	534
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	15 087	15 087	12 240	12 240	-2 847	-2 847
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	236 717	236 717	202 674	202 674		
с гореща вода	МВтч	236 717	236 717	202 674	202 674	-34 043	-34 043
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	153,37	163,33	163,33			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	83,69	90,86	90,86			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	88 974	89 542	89 542	89 542		
Собствен капитал	хил. лв.	141 826	141 826	141 826	141 826		
Дял на собствения капитал	%	90,40%	90,40%	90,40%	90,40%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	15 054	15 054	15 054	15 054		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.			0	0		
- кредити	хил. лв.	15 054	15 054	15 054	15 054		
Дял на привлечения капитал	%	9,60%	9,60%	9,60%	9,60%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	0,86%	0,86%	0,86%	0,86%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,11%	7,11%	-1,81%	1,75%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-1,72%**	**1,66%**		

НВск по отчет за ценовия период е -1,72% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетената отрицателна НВск, спрямо утвърдената НВск, е вследствие на реализираното по-малко количество топлинна енергия при завишени условно-постоянни и променливи разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е положителна величина в размер на 1,66%, вследствие на намалените разходи спрямо утвърдените от Комисията, независимо, че в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 43,03 лв./t при условие че на дружеството за ценовия период не са утвърдени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД за 2018 г. е положителна стойност в размер на 1 561 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 1 571 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по планове с дефинирани доходи в размер на 10 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е отрицателен в размер на 36 850 хил. лв., формиран от ***загуба*** в размер на 36 734 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по планове с дефинирани доходи в размер на 116 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 услуги за 2018 г. намаляват спрямо предходната година с 4,17%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 44,22%.**

Коефициентът на обща ликвидност за 2018 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) в размер на 0,61 е намален спрямо 2017 г., когато е 0,70 и

показва, че дружеството все още не разполага с достатъчно свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,57 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 0,83 и показва, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 45% собствен капитал и 55% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 46% собствен капитал и 54% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 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 2018 г. приходите от дейността спрямо предходната година са намалени с 2 391 хил. лв., докато приходите от продажба на топлинна енергия са нараснали с 2 329 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 **3 349** хил. лв. на **2 235** хил. лв. или с **1 114** 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 1 680 хил. лв. на 1 435 хил. лв. или с 245 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., завишена с 50%, 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 2018 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 530 хил. лв. на 3 490 хил. лв. или с 40 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 3 171 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 515 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 515 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА" са извършени следните корекции:

- оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството" количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 190,38 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 190,38 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 99,89 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 97,58 лв./MWh
3. 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 – 96,58 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 80 108 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 69 133 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 521 хил. лв. и променливи – 47 612 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 154 791 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,09%
- Електрическа енергия – 307 090 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 296 214 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 10 876 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 235 169 MWh

3. „Топлофикация Плевен" ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-04-7 от 01.04.2019 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.9., I.11., II.8. и отчетни справки за 2018 г. по прилагането на ЕССО.

Допълнително с писмо с вх. № Е-14-04-7 от 02.04.2019 г. е представено: копие от доклада на независимия одитор, доклад за дейността на дружеството с всички пояснителни приложения към него и отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2018 г. и за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. на хартиен носител

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

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 85,19 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 87,96 лв./MWh;
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 218,89 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 499,79 лв./knm^3 (без ДДС).

От копието на публикацията е видно, че дружеството е обявило по-високи цени на енергия от предложените за утвърждаване в КЕВР.

Обосновката на „Топлофикация-Плевен" ЕАД е следната:

Изчисленията за новия регулаторен период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. са разработени със следните параметри:

1. Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови период, са на база отчетените данни за предходните няколко години, като разчетът е направен на основа на оптимално натоварване на основните съоръжения през разчетния период. През м. юли се предвижда да приключи планов ремонт на котел-утилизатора, затова предвидената за производство електроенергия е по-малко в сравнение с останалите месеци на регулаторния период. 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 146,44 $g_{у.г.}$/kWh, а за топлинната енергия е 145,12 $kg_{у.г.}$/MWh при постигнати през 2018 г. съответно 148,90 $g_{у.г.}$/kWh и 145,25 $kg_{у.г.}$/MWh.

2. Заложените в разчета за новия ценови период технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Очакваната за новия ценови период ефективност е 80,04%. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Предвижда се произведената електрическа енергия да бъде 321 700 MWh, а собствените нужди да бъдат 24 700 MWh, без да се закупува

електрическа енергия през периода, или 7,68% от произведената електрическа енергия.

3. Предвижда се незначително увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението с около 5 800 MWh и леко увеличение на нивото реализирана топлинна енергия с топлоносител водна пара. Реализираната пара ще достигне до 37 600 MWh.

4. При тези допускания разходът на природен газ за разчетния период е 101 780 knm^3 или увеличение с 5,25%, без използване на резервно гориво – мазут.

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 коефициента на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 195 344 t CO_2. От тях за закупуване са 167 007 t CO_2 по цена 25,00 евро/t. Тази цена е сформирана на база настоящата цена на емисиите CO_2 – 25 евро/t.

6. В справка „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.

8. Изчисленията на прогнозните разходи са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2018 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2018 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., 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 2018 г. в размер на 90 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 новия ценови период са предвидени разходи за застраховане в размер на 101 хил. лв.

10. Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2018 г., като в стойността им за новия регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите по инвестиционна програма до 30.06.2020 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 499,79 лв./knm^3.

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 276 хил. лв. на тази позиция, 52 хил. лв. са за доставката на тези масла. Маслото, което се използва за газовите турбини, е авиационно масло. Средният разход варира обикновено в рамките на 300 – 400 l/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 за 2018 г. са 4 117 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. са 4 374 хил. лв. и прогнозните за новия регулаторен период от 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. - 4 755 хил. лв. 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 е включен частично предстоящият основен ремонт на газовата турбина, която е част от основното оборудване за комбинирано производство на топлинна електрическа енергия. Предвидени са марки за диверсификация на изпозвания от дружеството за гориво природен газ и въвеждане в нормите за емисии съществуващите ЕК 4 и ЕК 5. Планирано е да се извърши рехабилитация на топлофикационни отклонения и да се изградят нови такива за включване на нови абонати. Общо разходите в представената инвестиционна програма са на стойност 6 379 хил. лв. Подробна обосновка на ремонтната и на инвестиционната програма е представена в приложените документи.

14. Нормата на възвръщаемост на капитала е 8,05% и е изчислена на база 6% възвръщаемост на собствения капитал, равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период и действащата данъчна ставка на корпоративния данък върху печалбата. Дружеството отбелязва, че нормата на възвръщаемост 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.

15. В съответствие с указанията, дадени в Писмото на КЕВР за изчисленията за новия ценови период, в справка „Коефициенти" е заложен фиксиран коефициент за разпределение на горивото в производството – 0,4.

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

С писмо с вх. № Е-14-04-7 от 02.05.2019 г. дружеството е представило исканата информация и документи с писмо № Е-14-00 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

В представената обосновка на получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения дружеството посочва, че за преодоляване на проблема със събиране на вземанията, основно от битови клиенти, в края на 2015 г. е създадено специализирано звено „Събираемост" към отдел „Продажби" с цел пълно обхващане и конкретна работа с длъжниците. Звеното включва юрисконсулти, специалисти по контрол на плащанията и специалисти за работа с просрочени задължения. За отчетния период получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения са в размер на 158 хил. лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 5,73% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 5,95% по-високи количества реализирана топлинна енергия с пара и с 8,32% по-високи количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 1,67% по-високи от отчетените за ценовия период, като са по- високи с 0,61% за горещата вода и по-високи с 5,49% за водната пара. Отчетените специфични разходни норми за електрическа енергия са с 0,51% по-високи от прогнозираните, а за топлинна енергия са с 0,29% по-ниски.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР със 7,11% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), основно от намалените разходи за ремонт с 20,59% и намалените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 22,69% при условията на увеличение на разходите за заплати и възнаграждения със 17,12%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи със 171,45%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	17 261	14 482	15 030	16 034	1 004	6,68%	-1 227	-7,11%
Разходи за амортизации	хил. лв.	4 284	3 887	3 977	4 166	189	4,75%	-118	-2,75%
Разходи за ремонт	хил. лв.	5 988	4 117	4 374	4 755	381	8,71%	-1 233	-20,59%
Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 294	3 537	3 630	3 858	228	6,28%	564	17,12%
Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	928	920	951	1 006	55	5,78%	78	8,41%
осигурителни вноски	хил. лв.	643	631	656	707	51	7,77%	64	9,95%
социални разходи	хил. лв.	285	289	295	299	4	1,36%	14	4,91%
Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 909	2 021	2 098	2 249	151	7,20%	-660	-22,69%
Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 588	891	919	982	63	6,86%	-606	-38,16%
Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	422,31	423,98	482,72	499,79	17	3,54%	77	18,35%
Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	5 988	4 117	4 374	4 755	381	8,71%	-1 233	-20,59%
в топлоизточника	хил. лв.	5 808	3 992	4 286	4 516	230	5,37%	-1 292	-22,25%
по преноса	хил. лв.	180	125	88	239	151	171,59%	59	32,78%
Инвестиции ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 350	142	452	6 379	5 927	1311,28%	4 029	171,45%
в топлоизточника	хил. лв.	1 664	50	398	5 959	5 561	1397,24%	4 295	258,11%
по преноса	хил. лв.	686	92	54	420	366	677,78%	-266	-38,78%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	443 000	428 325	424 290	445 630	21 340	5,03%	2 630	0,59%
1.1.	гореща вода	MWh	346 870	351 650	345 650	362 510	16 860	4,88%	15 640	4,51%
1.2.	пара	MWh	96 130	76 675	78 640	83 120	4 480	5,70%	-13 010	-13,53%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	39 000	38 917	39 130	41 300	2 170	5,55%	2 300	5,90%
2.1.	гореща вода	MWh	30 300	32 146	31 750	34 200	2 450	7,72%	3 900	12,87%
2.2.	пара	MWh	8 700	6 771	7 380	7 100	-280	-3,79%	-1 600	-18,39%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	8,09%	8,33%	8,44%	8,48%	0	0,45%	0	4,83%
3.1.	гореща вода	%	8,03%	8,38%	8,41%	8,62%	0	2,47%	0	7,31%
3.2.	пара	%	8,30%	8,11%	8,58%	7,87%	0	-8,27%	0	-5,18%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	482 000	467 242	463 420	486 930	23 510	5,07%	4 930	1,02%
4.1.	гореща вода	MWh	377 170	383 796	377 400	396 710	19 310	5,12%	19 540	5,18%
4.2.	пара	MWh	104 830	83 446	86 020	90 220	4 200	4,88%	-14 610	-13,94%
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	303 500	303 859	303 720	321 700	17 980	5,92%	18 200	6,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	23 500	22 871	22 820	24 700	1 880	8,24%	1 200	5,11%
		%	7,74%	7,53%	7,51%	7,68%	0	2,19%	0	-0,84%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	280 000	280 988	280 900	297 000	16 100	5,73%	17 000	6,07%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	280 000	280 988	280 900	297 000	16 100	5,73%	17 000	6,07%
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	922 451	920 683	909 673	958 626	48 953	5,38%	36 175	3,92%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	922 451	920 683	909 673	958 626	48 953	5,38%	36 175	3,92%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,93%	79,53%	80,03%	80,04%	0	0,02%	0	-1,09%
10	Топлинна ефективност	%	48,02%	46,52%	46,64%	46,49%	0	-0,33%	0	-3,20%
11	Електрическа ефективност	%	32,90%	33,00%	33,39%	33,56%	0	0,51%	0	2,00%
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	149,20	148,90	147,19	146,44	-1	-0,51%	-3	-1,85%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	141,10	145,25	144,70	145,12	0	0,29%	4	2,85%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	253 010	236 547	226 965	245 000	18 035	7,95%	-8 010	-3,17%
10.1.	гореща вода	МВтч	208 800	201 599	191 475	207 400	15 925	8,32%	-1 400	-0,67%
10.2.	пара	МВтч	44 210	34 948	35 490	37 600	2 110	5,95%	-6 610	-14,95%
11	Технологични разходи - общо	MWh	189 990	191 778	197 325	200 630	3 305	1,67%	10 640	5,60%
		%	42,89%	44,77%	46,51%	45,02%	0	-3,19%	0	4,98%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	138 070	150 051	154 175	155 110	935	0,61%	17 040	12,34%
		%	39,80%	42,67%	44,60%	42,79%	0	-4,07%	0	7,49%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	51 920	41 727	43 150	45 520	2 370	5,49%	-6 400	-12,33%
		%	54,01%	54,42%	54,87%	54,76%	0	-0,19%	0	1,40%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Плевен” ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	17 261	17 261	15 030	32 181	-2 231	14 920
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	50 158	55 599	61 195	43 814	5 596	-11 785
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**2 355**	**2 396**	**205**	**-3 388**	-2 191	-5 784
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	69 774	75 256	76 430	**72 607**	1 174	-2 649
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	280 000	280 000	289 000	289 000		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	280 000	280 000	289 000	289 000	9 000	9 000
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	253 010	253 010	245 000	245 000		
с гореща вода	МВтч	208 800	208 800	207 400	207 400	-1 400	-1 400
с водна пара	МВтч	44 210	44 210	37 600	37 600	-6 610	-6 610
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	181,15	197,28	197,28			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	69,31	74,27	74,27			
Ц гв	лв/МВтч	76,58	80,15	80,15			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	39 797	40 477	40 477	40 477		
Собствен капитал	хил. лв.	39 847	39 847	39 847	39 847		
Дял на собствения капитал	%	51,93%	51,93%	51,93%	51,93%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	36 884	36 884	36 884	36 884		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	28	28	28	28		
- кредити	хил. лв.	36 856	36 856	36 856	36 856		
Дял на привлечения капитал	%	48,07%	48,07%	48,07%	48,07%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,92%	5,92%	0,51%	-8,37%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-2,38%**	**-11,25%**		

НВск по отчет за ценовия период е -2,38% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетената отрицателна стойност на НВск, спрямо утвърдената НВск, е вследствие на изпреварващия ръст на променливите разходи спрямо намалението на условно-постоянните разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -11,25%, вследствие на по-високите разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,90 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупени по-големи количества CO_2 квоти спрямо количествата заложени в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения от „Топлофикация Плевен“ ЕАД одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. текущият финансов резултат е ***загуба*** в размер на 3 388 хил. лв., при отчетена ***загуба*** от 5 857 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 2018 г. са увеличени спрямо предходната година с 27%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 22%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,25, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2017 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,37, 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 0,24, 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 2018 г. е 20% собствен капитал и 80% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 25% собствен капитал и 75% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 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 2018 г. приходите от продажба спрямо предходната година са се увеличили с 14 850 хил. лв., в т. ч. от топлинна енергия с 3 164 хил. лв. и от електрическа енергия с 11 744 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 **350** хил. лв. на **298** хил. лв. или с **52** хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 4 755 хил. лв. на 4 117 хил. лв. или с 638 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 5 988 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 4 117 хил. лв., съгласно представените данни в справка № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 8 167 хил. лв. на 7 712 хил. лв. или с 455 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 157 784 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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 „НВК" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 9,37% на 3,57%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

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

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 213,41 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 213,41 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 122,92 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,04 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 85,19 лв./MWh

1.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 84 223 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 82 091 хил. лв., от които условно-постоянни – 15 186 хил. лв. и променливи – 66 905хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 37 869 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,63%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 297 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 207 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 600 MWh

4. „Топлофикация Бургас" ЕАД

С писмо вх. № Е-14-13-6 от 01.04.2019 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 е приложена информация по т. II.8. и справки с отчетна информация за 2018 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 – 81,65 лв./MWh;
2. Цена за комбинирана електрическа енергия – 216,86 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ – 496,78 лв./knm^3.

Обосновка на техническо-икономическите данни и прогнозна информация за регулаторен период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

В Справка № 1 в прогнозните разходи 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 01.07.2019 г. - 30.06.3020 г. са определени, като са анализирани заявените такива и отчетните за 2018 г., и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия ценови 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 началото на месец март 2019 г., начисленията върху ДА само за електрическа енергия представляват 994 хил. лв., а за топлинна енергия са разпределени на териториален принцип по направления „Производство" – 136 хил. лв. и „Пренос" – 50 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, представляват 147 хил. лв.

1.2.Обосновка на разходите за ремонт

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 100 хил. лв., в т. ч. 1 850 хил. лв. в направление „Производство" и 250 хил. лв. в направление „Пренос". От начислените към направление „Производство" разходи за ремонт – 1 783 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 25 хил. лв. - за топлинна енергия, и 42 хил. лв. - общо за двата продукта.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а

разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ лицензионните дейности, и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 159 души работници и служители. Дружеството се управлява от Съвет на директорите, състоящ се от 4 човека.

Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са 2 736 хил. лв., от които 1 860 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Производство на топлинна и електрическа енергия" и 876 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Пренос на топлинната енергия".

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях, през новия ценови период спрямо същите за 2018 г. се дължи на 10 (десет) процентно увеличение на средствата за работна заплата от 01.01.2019 г., както и на това, че през 2018 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 2 188 работни дни в резултат на обезщетения по болест и майчинство, както и с 49 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2018 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. 95 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 2018 г. са 4,10% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. са предвидени 5,48%.

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

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период са определяни на база отчетените разходи през 2018 г. Общият им размер по отчет за 2018 г. е 757 хил. лв., а този за новия ценови период е 829 хил. лв. или увеличението е с 72 хил. лв. Заложеният по-голям размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, през периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. спрямо тези за 2018 г. се наблюдава при следните позиции:

- *Разходите за застраховки са завишени поради това, че през месец януари 2019 г. е подписана полица за 48 960 лв. като финансово обезпечение на задълженията на „Топлофикация - Бургас" ЕАД към „Булгаргаз" ЕАД по сключено споразумение между страните, представляващо застраховка „Разни финансови загуби" с начало 29.01.2019 г. и край 30.09.2019 г., т. е. за 8 месеца. Увеличението на разходите за застраховки е с 18 хил. лв. от м. юли до м. септември 2019 г., т. е. за 3 месеца от новия регулаторен период.*
- *През 2019 г. дружеството продължава да води съдебни дела. Материалният интерес по заведените дела е голям, което обуславя и очаквания по-голям размер на съдебните разходи за периода;*
- *Безплатна предпазна храна – Ръководството на дружеството има намерение за увеличение не само на заплатите, но и на средствата за безплатна предпазна храна;*
- *Разходите за такса „събрано инкасо" са прогнозирани в размер на 120 хил. лв., като размерът им се формира от възнагражденията на изпълнителите по сключените договори за събиране на вземания като: ТП „Български пощи", „Ипей" АД, „Изипей" АД, „Транскарт" ЕАД и „Ер Ен Трейдинг" ЕООД, както и комисионните, събирани от банките върху постъпленията от клиенти по микро-сметката и чрез ПОС-терминалните устройства. Предвидената по-голяма сума е свързана с очакванията за увеличаване на цената на топлинната енергия и на събираемостта;*
- *Поради ниските цени, утвърдени от КЕВР за отчетната 2018 г., и в следствие от това занижен входящ паричен поток в дружеството, част от планираните разходи не бяха извършени. Увеличените в прогнозата разходи за работно облекло, материали за текущо поддържане и предпазни средства по охрана на труда гарантират нормалното функциониране на дружеството.*

1.4. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. не се планират 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 2018 г. също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности. Посочените приходи от услуги в размер на 1 хил. лв. са от промяна на партиди, съгласуване и заверка на скици.

1.5. Обосновка на променливите разходи

1.5.1. Обосновка на разходите за горива

Разходите за горива в енергийната и водогрейна части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 496,78 лв./knm^3.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период е приет в размер на 95,98 g/kWh$_e$ при отчетна стойност на показателя 96,95 g/kWh$_e$ за 2018 г., т.е. с 1,10% по-нисък.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство е приет в размер на 200,02 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 199,58 kg/MWh$_{th}$ за 2018 г., т.е. по-високо с 0,22%.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано, с обща ефективност 81% и икономия на гориво в размер на 20,5%, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2019 г. - 06.2020 г. е приет в размер на 139,72 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 136,58 kg/MWh$_{th}$ за 2018 г., т. е. с 2,29% по-висок.

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.

1.5.2.1. Обосновка на разходите за вода за подпитка.

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2019-30.06.2020 г. е приет в размер на 8,65 m^3/h, при разход за 2018 г. 8,62 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 0,38 лв./m^3 и такса за правото

за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3.

1.5.2.2. Обосновка на разходите за вода за технологични нужди.

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 1,88 лв./m^3, при цена на питейната вода от ВиК Бургас 2,442 лв./m^3 към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди се формира от цените на ВиК Бургас за канал – 0,38 лв./m^3, пречистване 0,727 лв./m^3 и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m^3, т. е. обща цена 1,177 лв./m^3.

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

Приетата стойност за новия регулаторен период е в съответствие с постигнатите стойности за периода 2015 г. – 2018 г.

1.5.2.3. Обосновка на разходите за вода битови нужди.

За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Бургас при цена 2,442 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 отнесени към 1 ден за последните години са представени в табличен вид.

Приетата стойност на показателя за новия регулаторен период е в съответствие със средната от отчетните стойности за последните четири години, т. е. 10,71 m^3/ден.

Таксата за правото за водоползване на сондажна вода е в размер на5 хил. лв.

Общият разход за вода за регулаторния период е определен на 85 хил. лв.

1.5.3. *Обосновка на разходите за закупена електроенергия*

Разходите за електроенергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС. Тези разходи 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 и за новия регулаторен период е в размер на 8,304 kWh/MWh_{th}, в съответствие с планираното количество реализирана топлинна енергия.

Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън" ЕООД е определен при цена 0,01733 лв./(kW.ден). „Топлофикация Бургас" ЕАД има присъединени 926 АС към електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън" ЕООД с обща присъединена мощност 10 650 kW. Общият разход за закупуване на електрическа енергия е определен в размер на 262 хил. лв.

1.5.4. *Обосновка на разходите за консумативи*

Разходите за консумативи включват разходи за солен разтвор, 25% натриева основа , разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи.

- Разходите за солен разтвор са планирани в размер на 66 хил. лв.;

- Разходите за натриева основа са размер на 41 хил. лв.;

- Общият разход за масло през новия регулаторен период възлиза на 350 хил. лв., формиран от разход на масло в размер на 1,41 kg/мото-час, при нормативен разход на двигателите, предоставен от производителя – 1,5 kg/мото-час, т. е. с 12% по-ниско от нормативния и при общ годишен пробег за всички двигатели 50 246 мото-часа, и задължителна подмяна на отработеното масло на всеки 2000 мото-часа в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка, т. е. 24 бр. подмени с обем 1800 l. Количеството на маслото за допълване е в размер на 17 100 l.

- Разходите за запалителни свещи са планирани в размер на 39 хил. лв.;

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

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 1 033 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 – 235,28 лв./MWh$_e$., изчислена като среднопретеглена от издадените фактури за небаланс за новия ценови период.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система" са прогнозирани в размер на 1 192 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 217,20 лв./MWh$_e$., изчислена по приложения ценови модел – справки от № 1 до № 9.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса за новия ценови период са на обща стойност 21 хил. лв. Определени са в размер на 5,5% от изразходените количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (150 лв./t), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (общо 65,60 лв./t), плюс таксата за превоз на отпадъците на разстояние общо 35 km в двете посоки по 3,34 лв./km.

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

Предстоящите за закупуване емисии въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия са определени като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, топлинна и и електрическа енергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Прогнозното количество емисии CO_2 за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер 74 802 t е изчислено съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период, посочено в таблицата, възлиза на 57 210 t CO_2. Прогнозната цена на тон емисии CO_2 е 25 евро/t.

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

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2018 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 31.12.2018 г.

РБА е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

2.1.<u>Обосновка на признатата стойност на ДА и тяхното разделяне между двата продукта</u>

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.

2.1.<u>Обосновка на стойността на оборотния капитал и разпределянето му между двата продукта</u>

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.

Получената стойност на оборотния капитал за Пренос на топлинна енергия" е 265 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия", в размер на 3 848 хил. лв., е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справка № 2 - РБА.

<u>III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА</u>

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2018 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвръщаемост 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 договорите за кредити и техните лихвени ставки. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

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 за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 189 936 MWh_{th} и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 663 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2015 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия.

Отклонението на прогнозното количество на топлинна енергия за собствени нужди за новия регулаторен период спрямо същите количества за всички периоди варира от +5.47% до -8.20%.

Приетото прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 3 663 MWh_{th}.

Общото количество произведена топлинна енергия в размер на 193 559 MWh_{th} е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 189 936 MWh_{th} и количеството топлинна енергия за собствени нужди 3 663 MWh_{th}.

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 на цялата инсталация възлиза на 50 246 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител. Приетата прогнозна средна електрическа мощност е в размер на 2,300 MW_e на мото-час и произведената електрическа енергия е в размер на 115 556 MWh_e.

Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и електрическа енергия, загубена при трансформацията на 110 kV в съоръженията на НЕК ЕАД. и възлиза на 109 743 MWh_e.

Приетата прогнозна средна топлинна мощност е 2,430 MW_{th} на мото-час и количеството произведена топлинна енергия е в размер на 122 077 MWh_{th}.

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 193 559 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 122 077 MWh_{th}. Това количество възлиза на 71 522 MWh_{th}.

V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период 01.07.2019 - 30.06.2020 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 138 847 MWh, което включва топлинна енергия за отопление – 60 936 MWh и за битово-горещо водоснабдяване – 77 911 MWh.

Топлинната енергия за отопление е определена въз основа на анализа на показателя по отчетни данни за 2018 г. и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2018/2019. За новия регулаторен период очакваното количество топлинна енергия за отопление се планира в размер 60 936 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 6,36 ^oC и обща сума на ден-градусите за годината 2 022.

Топлинната енергия за отопление не е свързана с консумираната топлинна енергия за БГВ и по тази причина за регулаторния период количеството ѝ е с увеличение от 4,27% спрямо отчетеното за 2018 г. и съставлява 77 911 MWh_{th}.

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. Приетата стойност на този показател е в размер на 42 101 MWh_{th} и е с 0,25% по-ниска от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2015 г. - 2018 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по години от 2015 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в АС – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на показателя е 4 520 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2019 - 30.06.2020 г. в размер на 4 468 MWh_{th} е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 8,6 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 74,22 и 46,50 ^oC. Това е с около 1,32% по-ниско от същото отчетено количество за 2018 г. и с 5,36% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за всичките анализирани периоди от 2015 г.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за новия период е сума от прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи и е в размер на 51 089 MWh_{th}.

Като резултат от изложеното по-горе отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 189 936 MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени със 2,09% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени с 0,54% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са намалени с 0,68% 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 20,23% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт със 135,96%, разходите за заплати и възнаграждения с 10,01%, при условията на намалени разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 24,77%.

Дружеството прогнозира през новия регулаторен период намаление на разходите за инвестиции с 1,45%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	6 436	5 468	6 018	7 738	1 720	28,58%	1 302	20,23%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 247	1 165	1 275	1 327	52	4,08%	80	6,42%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	890	470	514	2 100	1 586	308,56%	1 210	135,96%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2 487	2 443	2 675	2 736	61	2,28%	249	10,01%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	734	633	672	746	74	11,01%	12	1,63%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	584	503	541	596	55	10,17%	12	2,05%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	150	130	131	150	19	14,50%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 102	757	882	829	-53	-6,01%	-273	-24,77%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	706	436	554	483	-71	-12,82%	-223	-31,59%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	417,50	415,86	481,00	496,78	16	3,28%	79	18,99%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	7	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.	2 100	470	514	2 100	1 586	308,56%	0	0,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 850	287	337	1 850	1 513	448,96%	0	0,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	250	183	177	250	73	41,24%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	2 131	1 211	1 400	2 100	700	50,00%	-31	-1,45%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 948	1 088	1 200	1 800	600	50,00%	-148	-7,60%
II.2.	по преноса	хил. лв.	183	123	200	300	100	50,00%	117	63,93%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	189 541	189 012	189 541	189 936	395	0,21%	395	0,21%
1.1.	гореща вода	MWh	189 541	189 012	189 541	189 936	395	0,21%	395	0,21%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 656	3 602	3 656	3 663	7	0,19%	7	0,19%
2.1.	гореща вода	MWh	3 656	3 602	3 656	3 663	7	0,19%	7	0,19%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,89%	1,87%	1,89%	1,89%	0	-0,02%	0	-0,02%
3.1.	гореща вода	%	1,89%	1,87%	1,89%	1,89%	0	-0,02%	0	-0,02%
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	193 197	192 615	193 197	193 599	402	0,21%	402	0,21%
4.1.	гореща вода	MWh	193 197	192 615	193 197	193 599	402	0,21%	402	0,21%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	70 736	70 837	73 454	71 522	-1 932	-2,63%	786	1,11%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	113 321	114 864	113 194	115 556	2 362	2,09%	2 235	1,97%
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	113 321	114 864	113 194	115 556	2 362	2,09%	2 235	1,97%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	107 037	109 033	107 037	109 743	2 706	2,53%	2 706	2,53%
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	6 284	5 831	6 157	5 813	-344	-5,59%	-471	-7,50%
		%	5,55%	5,08%	5,44%	5,03%	0	-7,52%	0	-9,28%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	360 342	367 222	365 080	370 271	5 191	1,42%	9 929	2,76%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	283 186	288 473	280 397	288 930	8 533	3,04%	5 744	2,03%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	77 156	78 749	84 683	81 341	-3 342	-3,95%	4 184	5,42%
9	ОБЩА ефективност	%	81,97%	80,78%	81,77%	80,98%	-0,008	-0,97%	-0,0099	-1,21%
10	Топлинна ефективност	%	41,95%	40,97%	41,40%	40,98%	-0,004	-1,01%	-0,0097	-2,31%
11	Електрическа ефективност	%	40,02%	39,82%	40,37%	39,99%	-0,004	-0,93%	-0,0002	-0,06%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	91,68%	89,95%	86,74%	87,93%	0,012	1,37%	-0,0375	-4,09%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	102,18	102,13	98,88	100,96	2,080	2,10%	-1	-1,19%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	175,87	179,78	180,80	181,17	0,371	0,21%	5	3,02%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	138 101	138 199	138 101	138 847	746	0,54%	746	0,54%
10.1.	гореща вода	МВтч	138 101	138 199	138 101	138 847	746	0,54%	746	0,54%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	51 440	50 814	51 440	51 089	-351	-0,68%	-351	-0,68%
		%	27,14%	26,88%	27,14%	26,90%	-0,002	-0,89%	-0,002	-0,89%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	51 440	50 814	51 440	51 089	-351	-0,68%	-351	-0,68%
		%	27,14%	26,88%	27,14%	26,90%	-0,002	-0,89%	-0,002	-0,89%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Бургас” ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	6 436	6 436	6 018	**11 670**	-418	5 234
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	19 440	21 545	22 716	18 303	1 171	-3 242
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**1 257**	**1 276**	**525**	**-193**	-751	-1 469
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	27 133	29 257	29 259	**29 780**	2	523
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	107 037	107 037	107 037	107 037		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	107 037	107 037	107 037	107 037	0	0
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	138 101	138 101	138 101	138 101		
с гореща вода	МВтч	138 101	138 101	138 101	138 101	0	0
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	167,28	182,92	182,92			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	66,83	70,09	70,09			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	16 896	17 159	17 159	17 159		
Собствен капитал	хил. лв.	37 383	37 383	37 383	37 383		
Дял на собствения капитал	%	91,20%	91,20%	91,20%	91,20%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	3 606	3 606	3 606	3 606		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	3 606	3 606	3 606	3 606		
Дял на привлечения капитал	%	8,80%	8,80%	8,80%	8,80%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,44%	7,44%	3,06%	-1,12%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**2,68%**	**-0,77%**		

НВск по отчет за ценовия период е 2,68% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетената по-ниска положителна стойност на НВск, спрямо утвърдената НВск се дължи основно на увеличените променливи разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -0,77%, вследствие на отчетените по-високи разходи, спрямо утвърдените от Комисията, тъй като са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,90 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупени по-големи количества CO_2 квоти, спрямо заложените количества в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. общият всеобхватен доход на „Топлофикация Бургас” ЕАД е ***загуба*** в размер на 444 хил. лв., формиран от ***загуба*** в размер на 193 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** в размер на 251 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е ***печалба*** в размер на 263 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 120 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***печалба*** в размер на 143 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 2018 г. бележат ръст спрямо предходната година с 18,95%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват с 23,93%.**

Една от причините за влошаването на финансовия резултат се дължи на увеличените други разходи в частта на разходи за допълнителни квоти съгласно НПРК и на отписани вземания, независимо намалените финансови разходи от 2 707 хил. лв. на 573 хил. лв.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,97, което показва, че дружеството има възможност да създаде условия за осигуряване на необходимите собствени средства за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Общата ликвидност за 2018 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,10, 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 2017 г. е 1,66 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствен финансов ресурс да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 63% собствен капитал и 37% привлечен капитал, докато за 2017 г. е 74% собствен капитал и 26% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 2 100 хил. лв. на 470 хил. лв. или с 1 630 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 890 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 470 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 736 хил. лв. на 2 691 хил. лв., или с 45 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 2 443 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 746 хил. лв. на 701 хил. лв. или с 45 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 633 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 2 245 хил. лв. на 1 579 хил. лв. или с 666 хил. лв., до нивото на отчетените през 2018 г., в съответствие със запазване на количествата произведената енергия през новия ценови период;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 2 797 хил. лв. на 2 168 хил. лв. или с 629 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 44 352 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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 „НВК" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,18% на 3,57%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 196,18 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 196,18 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,69 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,29 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 31 983 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 30 809 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 998 хил. лв. и променливи – 24 811 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 16 910 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,94%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 109 743 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 138 847 MWh

5. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД

С писма с вх. № Е-14-53-4 от 05.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявления за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин, на хартиен носител. Допълнително с писмо с вх. № Е-14-53-4 от 08.04.2019 г. е представена информацията и на електронен носител. Към заявленията е приложена прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на информацията съгласно т. I.8, I.9., I.11., I.12., и II.9 от писмото.

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

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 91,48 лв./MWh;

2. Цена на електрическа енергия, произвеждана по високоефективен комбиниран начин – 233,25 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са изчислени при цена на природен газ 502,10 лв./knm^3 (без акциз, пренос, достъп и ДДС).

От копието на публикацията е видно, че дружеството е обявило по-ниска цена на топлинната енергия от предложената за утвърждаване в КЕВР.

Към заявленията са изложени следните аргументи и пояснения, относно технико-икономическите и финансови прогнози за новия ценови период от 01.07.2019 г.:

1. Производствена програма и продажби на енергия.

През ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. се предвиждат следните производствени показатели:

a)	*Производство на ТЕ*	*94 021 MWh*
b)	*Доставена ТЕ за реализация, без включени търговски отстъпки*	*70 068 MWh*
c)	*Собствени нужди и потребление на ТЕ*	*3 874 MWh*
d)	*Загуби по преноса на ТЕ*	*20 080 MWh*
e)	*Производство на високоефективна комбинирана ЕЕ*	*69 326 MWh*
f)	*Продажба на ЕЕ*	*66 574 MWh*
g)	*Собствени нужди на ЕЕ*	*2 752 MWh*
h)	*Потребление на горива (природен газ по долна калоричност)*	*196 366 MWh*
i)	*Обща ефективност на инсталацията за комбинирано производство*	*79,2%*

Предложените количества и производствената рамка се основават на:

- *Резултатите от текущия ценови период 2018 - 2019 г.;*
- *Прогнозните данни за ден-градуси за следващия отоплителен период 2019 - 2020 г. на база средни данни за последните 5 отоплителни сезона;*
- *Планирани мерки за търговско развитие, в т. ч. привличане на нови клиенти за отопление и БГВ чрез присъединяване на нови сгради и чрез подменяне на съществуващи сградни инсталации за БГВ и преминаване към хоризонтални инсталации за отопление;*

2. Условно-постоянни разходи.

2.1. Разходи за ремонт и поддръжка

Разходите за ремонт и поддръжка за новия регулаторен период са определени на база необходимостта от ремонт и поддръжка за второто полугодие на 2019 г., както и първото полугодие на 2020 г. и възлизат на 1,601 хил. лв. Разходите за ремонт и поддръжка за текущия регулаторен период 2018/2019 възлизат на 1,274 хил. лв., а тези за отчетната 2018 г. на 921 хил. лв., като увеличението на разходите спрямо отчетната 2018 г. в текущия регулаторен период се дължи на по-високите разходи за ремонт и поддръжка на основната и второстепенната топлопроводни мрежи. Предвидените в следващия регулаторен период по-високи разходи за ремонт и поддръжка се дължат на необходимостта от извършване на междинен ремонт на 30 000 работни часа на КГ№ 2 според изискванията на завода-производител „Йенбахер". Тези разходи са включени в разходите за ремонт и поддръжка, защото възстановяват производствените характеристики на съоръженията, без да добавят качествени или количествени подобрения и затова са предвидени в ремонтната програма на дружеството.

В разходите за ремонт и поддръжка са включени и:

- *Планово обслужване на КГ№ 1, 2, 3, 4, 5 по отработени часове и изисквания на завода-производител, включващо профилактика на турбо-апаратите и генераторите;*
- *Планово обслужване на водогрейни котли – възстановяване на изолация, ремонт и профилактика на нагревни повърхности, горивна система, газоходи, КИП и А, режимни настройки, проверка за плътност и т. н.;*
- *Превантивна поддръжка на мрежови помпи и спомагателни съоръжения в централата;*
- *Годишна профилактика на силови трансформатори 20/6,3 kV и трансформатори СН 6,3/0,4 kV;*
- *Годишна метрологична проверка на средства за измерване;*
- *Планова профилактика на ел. уредби 20 kV, 6 kV, 0,4 kV, прекъсвачи, релейни защити;*
- *Ремонт и профилактика на основна и второстепенна топлопроводна мрежа, ревизия и ремонт на камери, арматура и компенсатори.*

2.2. Разходи за амортизации

Разходите за амортизация за бъдещия регулаторен период са 2 278 хил. лв. Те са определени на база амортизационната политика на дружеството и при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базисната година, включително и капитализираните към 31.12.2018 г. Увеличението с 12% спрямо отчетените разходи за амортизация през 2018 г. се дължи основно на придобитите през 2018 г. дълготрайни активи, на стойност общо 2 308 хил. лв. (в преобладаващата им част заприходени в инвентарната книга в края на годината).

2.3. Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите са определени на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. Разходите за заплати възлизат на 1 448 хил. лв., като са увеличени с 12% спрямо базисната година и 4% спрямо текущия регулаторен период. Увеличението е резултат от увеличения щат на дружеството, което увеличение включва – увеличение на дежурния оперативен персонал 2 служители, увеличение на ремонтния персонал с 4 служители, увеличение на инженерно-техническия персонал с 1 служител, увеличение на административния персонал с 2

служители. Общо средно-списъчният персонал на дружеството е увеличен с 9 служители и възлиза на 64 човека спрямо 53 човека през отчетната 2018 г., което изисква съответното увеличение на фонд работна заплата и съответните социални разходи и осигуровки.

2.4. Други разходи, пряко свързани с лицензионната дейност

Тези разходи за следващия регулаторен период възлизат на 1 735 хил. лв. и са на нивото на отчетените през базовия (отчетната 2018 г.) и настоящия регулаторен период.

2.4.1. Разходи за управление

Разходите за консултантски услуги по управление са пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ и не са неприсъщи за дейността на дружеството. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД регулярно отчита, съответно планира такъв вид разход, като част от УПР на дружеството.

В посочената позиция се отчитат разходи за ползваните от дружеството експертни услуги по управление на дейността във всичките й направления, които се предоставят регулярно от централата на Групата „Веолия“. Тези разходи, фактурирани от „Веолия Енерджи България“ ЕАД на „Веолия Енерджи Варна ЕАД включват възнаграждение за управление от страна на „Veolia Environment S. A.“ (компанията-майка).

Дружествата от Група „Веолия“ в България за дейностите в енергетиката получават срещу възнаграждение услуги по управление от компанията-майка чрез „Веолия Енерджи България“ ЕАД. Разходите за това възнаграждение се разпределят от „Веолия Енерджи България“ ЕАД между различните дружества от Групата в България, пропорционално на относителния дял на всяко от тях в приходите от продажби. Разходите са въз основа на двата договора, описани по-долу, подписани между „Veolia Environnement S.A.“ и „Веолия Енерджи България“ ЕАД:

- „Договор за лиценз на новата търговска марка“, подписан на 15.09.2014 г. Този договор определя, срещу възнаграждение, правото на лицензополучателя (подразделенията на Група „Веолия“ на територията на България, в областта на енергетиката) да използват: марката „Веолия“, както и логото и марките, образувани от тяхната транслитерация в процеса на регистрация, и както може да се наложи в бъдеще; домейн имената (имената на домейните и свързаните с тях услуги, включително и без ограничение на електронна поща, интранет и интернет адреси); включително и условията на „Веолия“ в дефинираната географска зона (тук, на територията на България) за преотстъпване на лиценза на това право на всеки субект, част от групата „Веолия“, намиращ се в географската зона.

- „Договор за услуги“, подписан на 15.09.2014 г. По този договор „Veolia Environnement S.A.“, компанията-майка се задължава да предоставя услуги (общо управление и администрация, търговски и иновации, технически и експлоатационни, финансови, правни, комуникация, за възлагане на поръчки, човешки ресурси управление, ИТ услуги, други услуги) към всяко предприятие от Групата в рамките на дефинираната географска зона (тук, на територията на България). Таксата за тези услуги включва, както преките разходи за предоставяните услуги, така и непреките разходи, които се разпределят между всички структури на групата по целия свят пропорционално на нивото на продажбите си.

- Разходи по Договор за разполагаемост на персонал:

Дейностите на Веолия в сектор „Енергетика“ в България са разделени в три различни юридически лица. Въпреки това, има една напречна организация на национално ниво на разположение за общите нужди на всички субекти. В рамките на тази организация „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД ползва услуги за управление по договор за разполагаемост на персонал, и конкретно от следните лица:

Директор на Веолия за дейностите в България, който също е и член на борда на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, но не получава възнаграждение за това от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД;

Финансов директор на Веолия за дейностите в България, който също е и член на борда на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, но не получава възнаграждение за това от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД;

Директор човешки ресурси на Веолия в България и Директор развитие на дейностите на Веолия в България, които също не получават възнаграждение за това от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД.

Разходите, фактурирани на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за услугите по договора за разполагаемост на персонал, се оценяват на базата на действителните разходи за специалистите на разположение по договора, като се вземат предвид възнаграждението им, разходите за бизнес пътувания, телефонни разходи, разходи за автомобили и т. н., както и времето, посветено от тях на управлението на дейността на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД.

По този начин в дружеството, което е част от групата на Веолия, се прилагат унифициран подход и практики по управление на дейностите в енергетиката. Ползването на експертния опит на водещи специалисти в рамките на Групата, спестява на дружеството по-високи разходи за консултантски и експертни услуги, които иначе биха били предоставяни от външни доставчици и водещи до допълнителни разходи за наемане на експертен персонал.

Отбелязва се, че в разходите, декларирани в позицията „Комисионни за управление“ няма дублиране на разходи, които вече да са били включени в разходната позиция „Разходи за заплати и възнаграждения“. Предвид на това, дружеството счита, че разходите за консултантски услуги по управление за новия регулаторен период от 506 хил. лв. следва да бъдат признати като присъщи разходи за дейността на дружеството.

3. Променливи разходи.

Променливите разходи са съгласно производствената програма и ефективността на производство, както от инсталациите за комбинирано производство, така и от инсталациите за производство на топлинна енергия.

Ефективността на производството (топлопроизводство и комбинирано производство) и икономията на първично гориво при комбинираното производство се поддържат на високи нива и както и през отчетната 2018 г. и настоящия регулаторен период. Ефективността на преноса се предвижда да бъде подобрена чрез оптимизиране на термо-хидравличните режими на работа на централата и мрежата.

Цената на горивото, заложена в модела за следващия регулаторен период 2019/2020 г., е съгласно насоките на Комисията, равна на настоящата цена на природния газ, като към нея са прибавени разходите за капацитет и пренос, съгласно изчисленията в Приложение 5.

Цената на закупените въглеродни емисии за отчетната 2018 г. е средно-претеглената цена на реално закупените от дружеството емисии за покриване на задълженията към Националния регистър за квоти на емисии парникови газове за 2018 г. – 23 000 t закупени CO_2 квоти на цена 18,77 евро/t и 350 t закупени CO_2 квоти на цена 21,6 евро/t. Цената на въглеродни емисии за следващия регулаторен период е приета 22 евро/t съгласно дадените указания в Писмото на Комисията, а количествата са съгласно предвидената производствена програма с приспадане на безплатните квоти за топлинна и електрическа енергия, които дружеството очаква да получи през първото тримесечие на 2020 г.

Общият размер на променливи разходи за новия регулаторен период е 13 058 хил. лв.

4. РБА и инвестиции.

Регулаторната база на активите е изготвена според изискванията на Комисията, на база наличните дълготрайни активи по баланса на дружеството към 31.12.2018 г. Съгласно Указания-НВ инвестициите за 2019 г. не са отчетени в РБА за новия ценови период, независимо от планираната дата на капитализация на съответните активи.

5. ***Работен капитал*** *- определен е при стриктно спазване на методиката на КЕВР, на база средните салда на материалните запаси, търговските вземания и задължения и признатия размер на паричните разходи.*

6. Норма на възвръщаемост на собствения капитал.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е заложена в моделите за ценообразуване на 7,00% - равна на определената от Комисията за текущия регулаторен период 2018/2019 г.. Дружеството отбелязва, че нормата на възвръщаемост на капитала за топлофикационния сектор според утвърдените практики в ЕС би трябвало да е на нива от

10% и тези нива трябва да бъдат постигнати и в България, като част от ЕС, за осигуряване на устойчивост на развитието на дружествата от топлофикационния бранш.

7. Искане за компенсиране на разходи за емисии за предходен ценови период

При утвърждаване на преференциалната цена на електрическата енергия за настоящия ценови период (от 01.07.2018 г.до 30.06.2019 г.) с Решение № Ц-010 от 01.07.2018 г., КЕВР е приела за ценообразуващ разход на „Веолия Енерджи Варна" ЕАД реално закупените от дружеството количества въглеродни емисии през 2017 г., като така определеният ценообразуващ елемент не е прогнозен и не се отнася за периода, за който е утвърдена цената. Този подход е в противоречие с разпоредбата на чл. 31, т. 2 от ЗЕ, регламентираща цените на енергийните предприятия да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им, както и с установената съдебна практика на ВАС (Решение № 16269/27.12.2018 г. по адм. дело 2292/2018 г.; Решение № 2334 от 21.02.2018 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 2019/2017 г; Решение № 430 от 11.01.2019 г. на ВАС по адм. дело № 4876 от 2018 г., и др.).

През декември 2018 г. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД е сключило и реализирало сделка за закупуване на 27 000 t CO_2 емисии при единична цена от 18.77 евро/t (обща стойност: 506 790 евро, или 991 195,09 лв.), което е видно от приложените към настоящето заявление документи:

- *Договор с „Veolia Environment Finance" за закупуване на емисиите,*
- *Потвърждение от „Националния регистър за търговия с квоти за емисии на парникови газове" за получаване на закупените емисии и*
- *Извадка от „Националния регистър за търговия с квоти за емисии на парникови газове" с информация за отразената в регистъра транзакция на получаване на емисиите.*

Допълнително към горното, през март 2019 г., „Веолия Енерджи Варна" ЕАД е сключило и реализирало сделка за закупуване на 350 t CO_2 емисии при единична цена от 21,60 евро/t (обща стойност: 7 560 евро, или 14 786.07 лв.), което е видно от приложените към настоящето заявление документи:

- *Кореспонденция потвърждение за поръчаната и извършена сделка с „Veolia Environment Finance" за закупуване на емисиите,*

Видно от горното е, че реално направените от „Веолия Енерджи Варна" ЕАД разходи за емисии парникови газове за покриване на задълженията на дружеството за 2018 г. са 1 005 981,17 лв., което представлява увеличение на тези разходи близо два пъти спрямо предвидените по Решение № Ц-010 от 01.07.2018 г. на Комисията разходи от 522 793,36 лв. Разликата между направения реален разход за закупуване на CO_2 емисии и определения от КЕВР размер се явява некомпенсиран от определените от КЕВР цени разход за емисии в размер на 483 187,81 лв., за който дружеството е направило изрично искане на основание чл. 38, ал. 2 във връзка с чл. 38, ал.1 от НРЦЕЕ (заявление за изменение действащата цена на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г. и изм. с Решение № Ц-15 от 01.10.2018 г.).

Предвид на това, че Комисията не се е произнесла по заявлението, дружеството предявява настоящето искане за компенсиране на посочените разходи за закупуване на CO_2 емисии в размер на 483 187,81 лв. през новия ценови период.

8. Приложение 5 – „Определяне цена на природен газ по месеци за ценовия период на дружество".

В Приложение № 5 с цел коректно изчисление на цената на газа, която след това участва във формиране на цената на топлинната и електрическата енергия, е предложено да се направят следните редакции:

- *Да се използват цените за тримесечен, месечен и дневен капацитет за съответстващите им периоди от справката, дадена в страница 1 на файла – „Цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз" ЕАД за газовата година 01.10.2018 г. - 30.09.2019 г. в съответствие с Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. на КЕВР, приети с решение по т. 6 от протокол № 276 от 29.05.2018 г. на*

Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

- *В месеците юли, август и септември 2019 г. да се използват вече договорените с доставчиците капацитети за газовата 2019 г. (01.10.2018-30.09.2019) – клетки E11:G18*
- *Горната промяна налага редакция на формулата за разходите за пренос, които за тези месеци трябва да се изчислят според пренесените количества, а не според договорените капацитети – клетки E24:G24.*

С писмо с вх. № Е-14-53-4 от 02.05.2019 г. дружеството е представило изисканата с писмо изх. № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г. информация.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е декларирало, че няма приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. Дружеството не 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 „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД.

Разходите за адвокатски хонорари по непогасени присъдени вземания остават за сметка на дружеството.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период със 2,60% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 6,51% 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 0,30% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 17,59% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 43,37% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 40,37%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика Прогноза 2019 – Отчет ценови период**	Изменение в %	**Разлика Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.**	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	6 343	6 350	6 945	7 459	514	7,40%	1 116	17,59%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 967	2 035	2 140	2 278	138	6,45%	311	15,81%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 825	921	1 274	1 601	327	25,67%	-224	-12,27%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 010	1 293	1 391	1 448	57	4,10%	438	43,37%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	305	339	359	397	38	10,58%	92	30,16%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	166	209	214	212	-2	-0,93%	46	27,71%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	139	130	145	185	40	27,59%	46	33,09%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 236	1 762	1 781	1 735	-46	-2,58%	499	40,37%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	806	560	696	747	51	7,33%	-59	-7,32%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	424,04	418,46	483,51	502,10	19	3,84%	78	18,41%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика Прогноза 2019 – Отчет ценови период**	Изменение в %	**Разлика Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.**	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	1 825	921	1 274	1 600	326	25,59%	-225	-12,33%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 824	642	941	1 344	403	42,83%	-480	-26,32%
I.2.	по преноса	хил. лв.	1	279	333	256	-77	-23,12%	255	25500,00%
II.	Инвестиции ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димесия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	87 350	85 151	85 805	90 147	4 342	5,06%	2 797	3,20%
1.1.	гореща вода	MWh	87 350	85 151	85 805	90 147	4 342	5,06%	2 797	3,20%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 546	3 835	3 875	3 874	-1	-0,01%	328	9,25%
2.1.	гореща вода	MWh	3 546	3 835	3 875	3 874	-1	-0,01%	328	9,25%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	3,90%	4,31%	4,32%	4,12%	-0,002	-4,63%	0,002	5,62%
3.1.	гореща вода	%	3,90%	4,31%	4,32%	4,12%	-0,002	-4,63%	0,002	5,62%
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	90 896	88 986	89 680	94 021	4 341	4,84%	3 125	3,44%
4.1.	гореща вода	MWh	90 896	88 986	89 680	94 021	4 341	4,84%	3 125	3,44%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	20 487	21 976	21 137	22 629	1 492	7,06%	2 142	10,46%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	68 068	66 922	67 559	69 326	1 766	2,61%	1 258	1,85%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 471	2 543	2 675	2 752	77	2,87%	281	11,36%
		%	3,63%	3,80%	3,96%	3,97%	0,0001	0,25%	0,0034	9,34%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	65 597	64 379	64 884	66 574	1 689	2,60%	977	1,49%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	65 597	64 379	64 884	66 574	1 689	2,60%	977	1,49%
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	192 066	187 495	189 265	196 366	7 101	3,75%	4 300	2,24%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	170 140	164 351	167 262	172 864	5 602	3,35%	2 724	1,60%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	21 926	23 144	22 003	23 502	1 500	6,82%	1 576	7,19%
9	ОБЩА ефективност	%	79,31%	79,16%	79,05%	79,16%	0,001	0,14%	-0,001	-0,18%
10	Топлинна ефективност	%	39,30%	38,44%	38,66%	39,06%	0,004	1,02%	-0,002	-0,61%
11	Електрическа ефективност	%	40,01%	40,72%	40,39%	40,10%	-0,003	-0,71%	0,001	0,24%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	93,44%	94,95%	96,07%	96,28%	0,002	0,23%	0,028	3,05%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	113	112	113	113	0	-0,27%	0	-0,29%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	185	186	186	184	-1	-0,62%	-1	-0,47%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	66 819	64 133	65 786	70 068	4 281	6,51%	3 249	4,86%
10.1.	гореща вода	МВтч	66 819	64 133	65 786	70 068	4 281	6,51%	3 249	4,86%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	20 531	21 018	20 019	20 080	60,612	0,30%	-451	-2,20%
		%	23,50%	24,68%	23,33%	22,27%	-0,011	-4,53%	-0,012	-5,23%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	20 531	21 018	20 019	20 080	60,612	0,30%	-451	-2,20%
		%	23,50%	24,68%	23,33%	22,27%	-0,011	-4,53%	-0,012	-5,23%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Веолия Енерджи Варна” ЕАД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Веолия Енерджи Варна” ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	6 344	6 344	4 804	**9 366**	-1 540	3 022
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	10 234	11 351	11 427	9 180	76	-2 171
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**1 429**	**1 436**	**1 726**	**-551**	290	-1 987
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	18 007	19 131	17 957	**17 995**	-1 174	-1 136
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	65 597	65 597	64 884	64 884		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	65 597	65 597	64 884	64 884	-713	-713
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	66 819	66 819	54 786	54 786		
с гореща вода	МВтч	66 819	66 819	54 786	54 786	-12 033	-12 033
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	189,15	204,39	204,39			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	83,80	85,71	85,71			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	27 755	27 895	27 895	27 895		
Собствен капитал	хил. лв.	11 948	11 948	11 948	11 948		
Дял на собствения капитал	%	44,38%	44,38%	44,38%	44,38%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	14 977	14 977	14 977	14 977		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	1	1	1	1		
- кредити	хил. лв.	14 976	14 976	14 976	14 976		
Дял на привлечения капитал	%	55,62%	55,62%	55,62%	55,62%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,05%	3,05%	3,05%	3,05%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,15%	5,15%	6,19%	-1,98%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**9,11%**	**-0,57%**		

НВск по отчет за ценовия период е 9,11% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на намалените условно-постоянни разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -0,57%, вследствие на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството, т. е. и за нерегулираната дейност.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 36,78 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 9,64 лв./t, независимо закупеното по-малко количество CO_2 квоти спрямо заложеното в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представеният неодитиран годишен финансов отчет за 2018 г., „Веолия Енерджи Варна” ЕАД отчита ***загуба*** в размер на 487 хил. лв., докато през 2017 г. е отчетена ***печалба*** в размер на 170 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 намаляват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 13.39%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. с 15,48%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че е налице тенденция на влошаване спрямо предходната година:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,37, 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 2017 г. е 0,52, 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 2018 г. е незначително променена от тази за 2017 г. и е 30% собствен капитал и 70% привлечен капитал.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 766 хил. лв. на 369 хил. лв. или с 397 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 1 601 хил. лв. на 921 хил. лв. или с 680 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 1 825 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 921 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 448 хил. лв. на 1 293 хил. лв. или със 155 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2018 г. в размер на 1 293 хил. лв., поради факта, че дружеството авансово е повишило размера на работната заплата с повече от 10%, в сравнение с утвърдената стойност в цените през 2018 г. в размер на 1 010 хил. лв. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 397 хил. лв. на 339 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2018 г. в размер на 339 хил. лв., поради факта, че дружеството авансово е повишило размера на разхода с повече от 10%, в сравнение с утвърдената стойност в цените през 2018 г. в размер на 305 хил. лв. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 1 735 хил. лв. на 858 хил. лв., или с 877 хил. лв., като за описаните по-долу позиции разходът е коригиран изцяло, в съответствие с т. 1 от общия подход, поради липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност и необходимостта за дейностите по лицензията от този разход и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, а именно:

- Експертни и одиторски разходи - 261 хил. лв.;
- Комисиони за управление - 506 хил. лв.;
- Други разходи - 91 хил. лв.

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 1 875 хил. лв. на 1 916 хил. лв. или с 41 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 29 320 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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 № 4 „ТИП в производството" количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в

горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 205,66 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 205,66 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 115,17 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,39 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
   - Необходими годишни приходи – 19 815 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 18 391 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 291 хил. лв. и променливи – 13 099 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 28 253 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 5,04%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 66 574 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 70 068 MWh

6. „Топлофикация - Враца" ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-06-3 от 29.03.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа енергия и топлинна енергия с гореща вода, произведени по 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. 8, I. 9, I.11 и II.8.

Допълнително с писмо с вх. № Е-14-06-3 от 18.04.2019 г. дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2018 г.

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

- преференциална цена на електрическа енергия – 242,81 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 103,92 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 505,99 лв./knm^3.

Обосновката на дружеството на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2019 г. е следната:

Като база за изготвяне на прогнозата за формирането на цените на топлинната и електрическата енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период от 01.07.2019 г. е използвана отчетната информация за 2018 г. Прогнозните разходи са съпоставими с отчетените такива през предходната година. Увеличение е извършено само за разходите, за които е на лице обективна причина за промяната им. По групи, разходите са, както следва:

I. Условно-постоянни разходи

Прогнозата на условно-постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2018 г. и очакваните промени по видове разходи за прогнозния период, в това число:

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 има малко увеличение в резултат на новопостъпилите през 2018 г. активи, главно от нови абонатни станции.

2. Разходите за ремонт са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Увеличението спрямо отчета за предходната година се дължи на следните фактори:

a. Ремонтите на газовия двигател в ОЦ „Младост" до 70 000 h, съгласно предписанието на производителя. Ремонтите са наложителни и не може да бъдат пропуснати, защото трябва да се гарантира надеждната работа на съоръжението, като това е отразено в ремонтната програма. Предложението, което не обхваща аварийните ремонти, е дадено в Приложение 2. През м. август 2019 г. предстои ремонт на 60 000 h, договор по реда на ЗОП е даден в Приложение 3.

b. Предстоящ е ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска" (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. На етапа има сключено рамково споразумение за доставка на резервни части – Приложение 4. Оферта на доставчика е дадена в Приложение 5.

c. Предстоят основни ремонти на турбокомпресорите, които са сериозно амортизирани и състоянието им се отразява на енергийната ефективност на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Оферта за първото техническо обслужване и ремонт е дадена в приложение 6. На този етап е сключено рамково споразумение – Приложение 7.

d. Подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност, която ще бъде извършена със собствени сили.

3. Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са разчетени на база достигнати разходи през 2018 г., увеличени с разходите във връзка с увеличение на минималната работна заплата от 01.01.2019 г. 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.

4. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности, са прогнозирани на база постигнати такива по отчет за 2018 г. В прогнозата за следващия регулаторен период тези разходи бележат намаление спрямо отчета за 2018 г. с 63 хил. лв. По-съществените промени има в следните позиции:

- *Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материали за текущо поддържане са разчетени за новия ценови период с минимално увеличение, свързано с по-високите цени на горивата и материалите.*
- *Разходите за застраховки са в размера, постигнат през 2018 г. В прогнозата за новия ценови период е заложен действителният размер на разходите, съгласно сключените застрахователни полици.*
- *Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни и одиторски услуги, вода, осветление и отопление, безплатна предпазна храна по Наредба 11, охрана на труда, командировки, разходи за публикации се запазват в порядъка на отчета за 2018 г..*
- *Разходи за абонаментно поддържане са намалени спрямо отчета с 96 хил. лв. поради факта, че през следващия регулаторен период няма да бъде извършвана проверка на търговските уреди за измерване на топлинна енергия /топломери/.*
- *Разходите за наеми също са разчетени в размер, по-нисък от постигнатия през предходната година, тъй като приключва договорът за наем на използвано от дружеството*

оборудване на трети лица.

- *Съдебните разходи са в размер, равен на отчета за 2018 г.*
- *Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, Изипей, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от абонатите и ползва услугите на други фирми. Тук са включени и разходите по отчета на уредите за дялово разпределение от фирмите, които се явяват като подизпълнители на „Топлофикация-Враца“ ЕАД. Тези разходи се запазват на нивото на отчетените през 2018 г.*

II. <u>Променливи разходи</u>

1. Разходите за гориво за прогнозния период 2019 г./2020 г. са изчислени на база количество гориво и утвърдената от 01.01.2019 г. цена на природния газ, увеличена с добавката за капацитет – 505,97 лв./knm^3, без ДДС.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи като цяло са запазени на нивото от 2018 г. и са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите за консумативи/химикали и реагенти са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. 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 минимално увеличение в размер на 11 хил. лв., свързано с предвидения режим на работа, предстоящите основни ремонти на съоръженията и преносната мрежа.

3. В разходите за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2018 г. е заложено увеличение в размер на 11 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 Приложение № 2 – РБА са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2018 г. Стойността на финансиранията за дълготрайни активи е съгласно изготвения баланс към 31.12.2018 г.

Стойността на оборотния капитал е определена в размер на 1/8 от признатите годишни разходи за дейността, без разходите за амортизации, и резултатът от изчислението на оборотния капитал съгласно приложената формула е отрицателна величина (-771 хил. лв.).

IV. <u>Цени</u>

В резултат на така прогнозираните разходи, количества произведена и реализирана топлинна и електрическа енергия и използвания ценови модел и указания на Комисията са формирани предложените от дружеството цени на енергия.

Ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия за новия ценови период. Вземайки предвид финансово-икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и на безработицата, липсата на реално работеща икономика в града и региона, дружеството предлага Комисията да утвърди действащата в момента цена на топлинната енергия и през новия ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-06 от 02.05.2019 г. дружеството е представило изисканата с писмо изх. № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

Представена е следната обосновка за приходите от юрисконсултски възнаграждения:

На база отчета за приходите и разходите за 2018 г. и приложенията към него, през 2018 г. дружеството е отчита приходи от възстановени съдебни разходи общо за 93 309,86 лв., в т. ч. от битови абонати – 78 744,79 лв. и 19 565,07 лв. от стопански абонати

Приходите от възстановени съдебни разходи представляват извършени от дружеството и

присъдени от съда разходи, направени във връзка с водените съдебни процедури срещу клиенти на дружеството с цел събиране на просрочени задължения, които не са платени в законно определения срок. Юрисконсултското възнаграждение е част от тези разходи.

На база аналитичната информация за плащанията по присъдените вземания в полза на дружеството, в т. ч. на признати от съда и възстановени съдебни разходи, събраните суми за присъдени юрисконсултски възнаграждения са общо 27 900.00 лв., в т. ч. от битови клиенти - 27 050,00 лв. по 541 бр. съдебни дела.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 0,19% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 3,95% 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 занижени с 1,87% 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 29,46% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 56,88% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 91,48%. 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	5 347	5 103	5 056	6 922	1 866	36,91%	1 575	29,46%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	899	987	997	1 008	11	1,10%	109	12,12%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 431	537	550	2 245	1 695	308,18%	814	56,88%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2 026	1 998	1 921	2 122	201	10,46%	96	4,74%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	381	350	358	379	21	5,87%	-2	-0,52%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	371	346	353	369	16	4,53%	-2	-0,54%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	10	4	5	10	5	100,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	610	1 231	1 230	1 168	-62	-5,04%	558	91,48%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	462	541	532	440	-92	-17,29%	-22	-4,76%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	423,68	420,60	482,48	505,99	24	4,87%	82	19,43%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	1 431	537	550	2 245	1 695	308,18%	814	56,88%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 431	401	450	2 146	1 696	376,89%	715	49,97%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	136	100	99	-1	-1,00%	99	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%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	119 686	121 881	119 808	122 092	2 283	1,91%	2 406	2,01%
1.1.	гореща вода	MWh	119 686	121 881	119 808	122 092	2 283	1,91%	2 406	2,01%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	1 394	1 257	1 349	1 257	-92	-6,84%	-137	-9,83%
2.1.	гореща вода	MWh	1 394	1 257	1 349	1 257	-92	-6,84%	-137	-9,83%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,15%	1,02%	1,11%	1,02%	-0,001	-8,50%	-0,001	-11,49%
3.1.	гореща вода	%	1,15%	1,02%	1,11%	1,02%	-0,001	-8,50%	-0,001	-11,49%
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	121 080	123 139	121 158	123 349	2 191	1,81%	2 269	1,87%
4.1.	гореща вода	MWh	121 080	123 139	121 158	123 349	2 191	1,81%	2 269	1,87%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	61 067	63 433	61 350	62 975	1 625	2,65%	1 908	3,12%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	60 332	59 801	60 440	60 666	226	0,37%	334	0,55%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	4 284	4 077	4 332	4 450	118	2,73%	166	3,89%
		%	7,10%	6,82%	7,17%	7,34%	0,002	2,35%	0,002	3,31%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	56 048	55 725	56 108	56 215	107	0,19%	167	0,30%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	56 048	55 725	56 108	56 215	107	0,19%	167	0,30%
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	220 650	223 272	223 463	225 656	2 193	0,98%	5 005	2,27%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	155 019	153 502	155 369	156 060	691	0,44%	1 041	0,67%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	65 631	69 769	68 093	69 596	1 502	2,21%	3 964	6,04%
9	ОБЩА ефективност	%	76,73%	77,03%	76,53%	76,75%	0,002	0,30%	0,000	0,03%
10	Топлинна ефективност	%	37,81%	38,08%	37,63%	37,88%	0,003	0,68%	0,001	0,18%
11	Електрическа ефективност	%	38,92%	38,96%	38,90%	38,87%	0,000	-0,07%	0,000	-0,12%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	93,05%	90,92%	90,10%	90,49%	0,004	0,43%	-0,026	-2,75%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	95	93	95	94	0	-0,24%	-1	-1,20%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	182	183	185	184	-1	-0,61%	2	1,02%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	80 179	80 796	77 724	80 796	3 071	3,95%	617	0,77%
10.1.	гореща вода	МВтч	80 179	80 796	77 724	80 796	3 071	3,95%	617	0,77%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	39 507	41 086	42 084	41 296	-788	-1,87%	1 789	4,53%
		%	33,01%	33,71%	35,13%	33,82%	-0,013	-3,71%	0,008	2,47%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	39 507	41 086	42 084	41 296	-788	-1,87%	1 789	4,53%
		%	33,01%	33,71%	35,13%	33,82%	-0,013	-3,71%	0,008	2,47%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация - Враца“ ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	5 347	5 347	5 056	**8 641**	-291	3 294
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	10 965	12 243	13 808	10 468	1 565	-1 775
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**745**	**755**	**-714**	**-697**	-1 469	-1 452
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	17 057	18 345	18 150	**18 412**	-195	67
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	56 048	56 048	56 108	56 108		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	56 048	56 048	56 108	56 108	60	60
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	80 179	80 179	77 724	77 724		
с гореща вода	МВтч	80 179	80 179	77 724	77 724	-2 455	-2 455
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	190,49	206,27	206,27			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	79,59	84,62	84,62			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	11 007	11 166	11 166	11 166		
Собствен капитал	хил. лв.	11 281	11 281	11 281	11 281		
Дял на собствения капитал	%	73,83%	73,83%	73,83%	73,83%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	3 999	3 999	3 999	3 999		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	3 999	3 999	3 999	3 999		
Дял на привлечения капитал	%	26,17%	26,17%	26,17%	26,17%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,77%	6,77%	-6,39%	-6,24%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-6,54%**	**-6,36%**		

НВск по отчет за ценовия период е -6,54% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният отрицателен размер на НВск, спрямо утвърдената НВск се дължи на намалените продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и завишените променливи разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -6,36%, вследствие на завишените условно-постоянни разходи при намалени приходи от продажби на топлинна енергия спрямо утвърдените от Комисията.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,90 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупените по-големи количества CO_2 квоти, спрямо заложените в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г., „Топлофикация Враца“ ЕАД отчита нетна ***загуба*** в размер на 697 хил. лв. спрямо отчетената през 2017 г. ***печалба*** в размер на 618 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 за 2018 г. нарастват спрямо предходната година с 10,94%;**
- **Разходите от оперативната дейност нарастват с 21,07%.**

Въз основа на направения анализ на обща балансова структура може да се направи извода, че през 2018 г. „Топлофикация Враца” ЕАД не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения. През текущата година дружеството не притежава достатъчно собствени средства, с които да инвестира в нови дълготрайни активи, както и ще среща затруднения да покрива финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 39% собствен капитал и 61% привлечен капитал, а за 2017 г. е 49% собствен капитал и 51% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 г. справки по ЕССО за целите на регулирането с приложен одиторски доклад в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2018 г. приходите за дейността бележат ръст спрямо предходната година с 1 750 хил. лв., вследствие на увеличените продажби на топлинна и електрическа енергия.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации са коригирани от 1 008 хил. лв. на 814 хил. лв. или с 194 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 35 г. срок за амортизация в преноса на топлинна енергия и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 2 245 хил. лв. на 806 хил. лв. или с 1 439 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., завишена с 50% 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 2018 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

-разходите, допълнително добавени като „Други", са коригирани от 580 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 580 хил. лв., в съответствие с т. 1 от общия подход и липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност и необходимостта за дейностите по лицензията от този разход и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 780 хил. лв. на 1 136 хил. лв. или с 644 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период. в размер на 23 234 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,66% на 3,57% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 211,80 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 211,80 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 121,31 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 90,98 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 19 256 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 18 560 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 681 хил. лв. и променливи – 13 879 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 507 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,63%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 56 215 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 796 MWh

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

С писмо с вх. № Е-14-05-4 от 01.04.2019 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. I.9., I.11. и II.8. от Писмото.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2019 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 268,02 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175,88 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на природен газ – 601,92 лв./knm^3 (без акциз и ДДС) и

- цена на биомаса – 160 лв./t при калоричност 4 500 kcal/kg.

От публикацията във в-к „Борба“ от 27.02.2019 г. е видно, че дружеството е обявило по-ниска от заявената цена на топлинна енергия (94, 00 лв./MWh, без ДДС).

Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., е следната:

I. УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. РАЗХОДИ ЗА АМОРТИЗАЦИИ

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2018 г. са 140 хил. лв., в т. ч. 99 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 41 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Прогнозните разходи за амортизации за новия ценови период са 154 хил. лв. Завишени са общо с 14 хил. лв., както следва:

**Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия 7 хил. лв. /амортизация на реконструкция през 2018 г. на коминно тяло на Котел ПТ 10 с би гориво за производство на ТЕ/.*

**Разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия са намалени в сравнение с отчетените за 2018 г., поради изхабяване на част от активите.*

В прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. съгласно Указания-НВ.

На консервираните активи не се начисляват амортизации, не се предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период.

Прогнозни разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия – 118 хил. лв., в т. ч. за производство на електрическа енергия 90 хил. лв., за производство на топлинна енергия – 28 хил. лв.

Прогнозни разходи за амортизации на ДА в преноса на топлинна енергия за ценовия период от 01.07.2019 г. - 36 хил. лв.

Други промени в амортизациите не се очакват, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. РАЗХОДИ РЕМОНТИ

Отчетените разходи за ремонт през 2018 г. общо са 116 хил. лв., в т. ч. отнесени към производството на електрическа енергия 83 хил. лв., към производството на топлинна енергия 9 хил. лв. и към преноса на топлинна енергия 24 хил. лв. Приложен е отчет на ремонтна и инвестиционна програма за 2018 г.

Прогнозните разходи за ремонт в производството за следващия ценовия период са 583 хил. лв. – в производството на електрическа енергия 465 хил. лв., в производството на топлинна енергия – 20 хил. лв. и общо за двата продукта 98х.лв.

Прогнозните разходи за ремонт в преноса са 24 хил. лв.

Общо прогнозни разходи за ремонт – 607 хил. лв.

Условно-постоянните разходи, отнесени към електрическата енергия, включват регулярно обслужване, ремонт и поддръжка на газовия бутален двигател, според предписанията на производителя, в интервал на всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 h работа. Разходите ремонт след 40 000 и 80 000 мото-часа работа (основен ремонт), включващи останалите видове ремонти, са отнесени към инвестиции.

2.1. Разходи за запалителни свещи – 6,7 хил. лв.

2.2. Разходи за масло – 78,2 хил. лв., формиран от разхода на масло, съгласно документацията, предоставена от производителя, и предписаната периодична подмяна на отработеното масло.

2.2.1. Разход на масло за двигателя – 49,48 хил. лв.

Нормативният разход на масло, според документацията, предоставена от производителя е 1,5 kg/мото-час.

2.2.2. Разходи за подмяна на отработеното масло – 28,8 хил. лв.

Задължителна подмяна на отработеното масло на всеки 2 000 мото-часа, в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка, 5 бр. за периода. При обем на картера 1800 l.

Количеството на подменяното отработено масло е редуцирано с 20% спрямо броя на смените и пълния картерен обем на двигателя, поради компенсация на обема на доливаното масло между регулярните смени.

2.3. Разходи за ремонти и рехабилитация

2.3.1. Разходи за рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация

С цел поддържане на максимална стойност на общата термична ефективност на когенерационния агрегат, през периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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;*
- *Доохладител/утилизатор на димните газове.*

Общата стойност на предвидените разходи по тази точка, предвиждащи пълна подмяна на утилизатора на димни газове, възлиза на 45 хил. лв.

2.3.2. Разходи за рехабилитация на системата за мониторинг и управление на работата когенерационната инсталация

Предвид изтичащия период на поддръжка на използваната версия на системата за мониторинг и управление (съгласно обявената търговска политика на производителя) на работата на двигателя ще бъде извършена пълна ревизия и подмяна на модули, критични за

безаварийната работа на двигателя. Предвидените разходи по тази точка са определени на 120 хил. лв., 15% от необходимите разходи за цялостна подмяна на системата.

2.3.3. Разходи за ремонт на електрическия генератор на когенерационната инсталация

Предвиден е ремонт на електрическия генератор на когенерационната инсталация след настъпила авария. Протокол от проведена дефектовка на генератора е представен, също и събрани оферти за ремонт в базата на ремонтната организация. Средната стойност на ремонта, според представените оферти, възлиза на 120 хил. лв. Представените оферти не включват разходите по демонтаж, такелажни дейности, транспорт и последващ монтаж на генератора, стойността на тези разходи е оценена на 80 хил. лв. Общата стойност по тази точка възлиза на 200 хил. лв.

2.3.4. Рехабилитация на турбокомпресорите на двигателя

Предвижда се рехабилитация на турбокомпресорите на двигателя, преди началото на отоплителен сезон 2019/2020, през месец август 2019 г. Предвидените разходи по тази точка възлизат на 80 хил. лв.

2.3.5. Рехабилитация на антивибрационно окачване на двигателя

Предвидена е еднократна инспекция (измерване на вибрации) и рехабилитация на антивибрационото окачване на двигателя (подмяна на демпфери). Предвидените средства за изпълнение на тази точка са 55 хил. лв.

3. РАЗХОДИ ЗА ЗАПЛАТИ И ВЪЗНАГРАЖДЕНИЯ

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови период от. са 549 хил. лв.

Завишени са с 55 хил. лв. в сравнение с отчетените 494 хил. лв. за 2018 г. в резултат на:

- увеличението на РЗ на работещите в дружеството е базирано на увеличението на МРЗ с 9,8% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2018 г. в отрасъла по данни на НСИ – 48 хил. лв., месечно увеличение на ФРЗ – 4 000 лв.

Списъчният брой на персонала към 31.12.2018 г. е 41 работници и служители и изп. директор.

Дружеството изпитва затруднение в набирането на персонал, поради което с повишаване на възнагражденията се цели приближаване до нивото на възнагражденията в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

- Увеличение на разходите за работна заплата със 7 хил. лв., поради предстоящо пенсиониране през новия ценови период на двама работника – обезщетение по чл. 222, ал. 3 от КТ.

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 01.07.2019 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 690 хил. лв.

5.1. Горива за транспорт – 19 хил. лв., завишени с 5 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2018 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на котел ПТ 10 с дървесен чипс и по-големия разход за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на ТЕ“ - причината са честите аварии на топлопреносната мрежа.

5.2. Материали за текущо поддържане – 35 хил. лв.

Разходите включват подмяната на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, свещи и др. Завишени са с 10 хил. лв. в производството в сравнение с отчетените за 2018 г., поради честите аварии на котел ПТ 10 и нуждата от текущ ремонт.

В дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с непрекъснатите 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 2018 г., поради сключване на договор за охрана, който беше прекратен през 2017 г.

5.4. Разходи за наем включват:

1. Наем на „Газов генераторен комплект № 7 – 5027 /когенератор/ съгласно Договор за наем с „Топлофикация Бургас“ ЕАД .

2. Наем на Телехендер „MANITU“ /телескопичен манипулатор / съгласно Договор от 01.02.2010 г. 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 – завишена с 3 хил. лв., поради назначаване н нови работници и служители.

5.6. Разходи за екология - 4 хил. лв. включват:

Верификация годишни доклади емисии парникови газове, във връзка с участие в Европейска схема на търговия с квоти на емисии парникови газове и такса за депониране на отпадъци от Котел ПТ 10.

II. ПРИХОДИ ОТ ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ И УСЛУГИ.

Не са прогнозирани приходи от присъединяване на нови потребители, защото от няколко години няма такива.

III.ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Прогнозната информация по приложения изчислителен модел е разработена с действаща цена на природен газ към момента на подаване на заявлението – 601,92 лв./knm^3, без ДДС и акциз, на „Овергаз Север“ АД, който е доставчик на природен газ за „Топлофикация ВТ“ АД.

Разходи за вода

Отчетените разходи за вода в производство за 2018г. са 319 х.лв.

За ценовия период 01.07.2019 г.-30.06.2020 г. разходите за вода са завишени с 31 хил. лв. в производство във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие – за технологични нужди – очистване на димни газове от прах чрез воден скубер и поради повишение на цената на водата от 01.08.2018 г. и от 01.01.2019 г. на В и К „Йовковци“ ООД, гр. В. Търново.

Разходите за акциз за 2018 г. са 178 хил. лв.

През новия ценови период разходите за акциз са 186 хил. лв. и са свързани с увеличеното количество природен газ за новия ценови период.

Дружеството съобщава, че плаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия, тъй като издадената му лицензия е за производство на топлинна енергия.

IV. СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНА НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА ПРИВЛЕЧЕНИЯ КАПИТАЛ КЪМ 31.12.2018 г. - представена е справка, съгласно която нормата на възвръщаемост на привлеченият капитал е 6,74%.

Поради забавените плащания за топлинна енергия от битови, бюджетни, общински абонати „Топлофикация ВТ“ АД се затруднява при плащане на авансовите вноски за природен газ, особено при започване на отоплителния сезон.

Трябва да се отчете и по-високата цена на природния газ, по която дружеството купува от „Овергаз Север“ ЕАД – с 99,60 лв./knm^3, без ДДС.

Това налага ползването на кредити за оборотни средства и търсенето на други алтернативни горива за производство на топлинна енергия, с цел намаляване зависимостта на „Топлофикация ВТ“ АД от „Овергаз Север“ ЕАД.

V. РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ НА ДРУЖЕСТВОТО

Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2018 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

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.

Разпределение на дълготрайните активи при производството между електрическа и топлинна енергия е извършено, както следва:

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 - 48%

3,1 MW топлинна - 52%.

Отчетната стойност на всички останали активи в производството е отнесена към топлинната енергия.

Разпределението на дълготрайните активи между производството на ЕЕ, ТЕ 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.

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 64,32% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 19,65% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 25,31%, прогнозните за новия ценови период са 48,43%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 52,28% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт със 279,38%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 69,12%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 16,67%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 383	1 392	1 453	2 106	653	44,94%	723	52,28%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	218	140	146	154	8	5,48%	-64	-29,36%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	160	116	146	607	461	315,75%	447	279,38%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	494	494	510	549	39	7,65%	55	11,13%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	103	91	95	106	11	11,58%	3	2,91%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	101	91	95	106	11	11,58%	5	4,95%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	2				0	0,00%	-2	-100,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	408	551	556	690	134	24,10%	282	69,12%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	282	267	300	316	16	5,33%	34	12,06%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	530,65	523,94	583,62	601,92	18	3,14%	71	13,43%
III.	Цена на биомаса	лв./t	115,00	112,45	150,00	160,00	10	6,67%	45	39,13%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	315	116	146	607	461	315,75%	292	92,70%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	290	92	125	583	458	366,40%	293	101,03%
I.2.	по преноса	хил. лв.	25	24	21	24	3	14,29%	-1	-4,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	120	52	52	100	48	92,31%	-20	-16,67%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	100	43	40	80	40	100,00%	-20	-20,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	20	9	12	20	8	66,67%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	33 010	42 826	32 370	39 597	7 227	22,33%	6 587	19,95%
1.1.	гореща вода	MWh	33 010	42 826	32 370	39 597	7 227	22,33%	6 587	19,95%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	517	1 000	2 418	1 000	-1 418	-58,64%	483	93,42%
2.1.	гореща вода	MWh	517	1 000	2 418	1 000	-1 418	-58,64%	483	93,42%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,54%	2,28%	6,95%	2,46%	0	-64,56%	0	59,74%
3.1.	гореща вода	%	1,54%	2,28%	6,95%	2,46%	0	-64,56%	0	59,74%
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	33 527	43 826	34 788	40 597	5 809	16,70%	7 070	21,09%
4.1.	гореща вода	MWh	33 527	43 826	34 788	40 597	5 809	16,70%	7 070	21,09%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	8 647	19 660	19 400	14 101	-5 299	-27,31%	5 454	63,07%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	23 100	19 830	12 409	22 469	10 060	81,07%	-631	-2,73%
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	23 100	19 830	12 409	22 469	10 060	81,07%	-631	-2,73%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	21 300	18 959	12 238	20 109	7 871	64,32%	-1 191	-5,59%
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	1 800	871	171	2 360	2 189	1280,12%	560	31,11%
		%	7,79%	4,39%	1,38%	10,50%	0	662,20%	0	34,79%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	71 781	81 391	61 005	84 572	23 567	38,63%	12 791	17,82%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	62 409	57 150	33 263	63 688	30 425	91,47%	1 279	2,05%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	9 372	24 241	27 742	20 884	-6 858	-24,72%	11 512	122,83%
9	ОБЩА ефективност	%	76,05%	75,23%	76,30%	75,31%	0	-1,29%	0	-0,97%
10	Топлинна ефективност	%	39,04%	40,54%	38,99%	40,03%	0	2,67%	0	2,55%
11	Електрическа ефективност	%	37,01%	34,70%	37,31%	35,28%	0	-5,43%	0	-4,69%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	92,26%	81,10%	69,93%	67,52%	0	-3,45%	0	-26,82%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	125	104	73	117	44	60,92%	-8	-6,37%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	186	187	204	203	-1	-0,55%	16	8,85%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	21 260	18 874	17 068	20 422	3 354	19,65%	-838	-3,94%
10.1.	гореща вода	МВтч	21 260	18 874	17 068	20 422	3 354	19,65%	-838	-3,94%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	11 750	23 952	15 302	19 175	3 873	25,31%	7 425	63,19%
		%	35,60%	55,93%	47,27%	48,43%	0	2,44%	0	36,04%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	11 750	23 952	15 302	19 175	3 873	25,31%	7 425	63,19%
		%	35,60%	55,93%	47,27%	48,43%	0	2,44%	0	36,04%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация ВТ” АД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация ВТ” АД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 383	1 383	1 453	**2 489**	70	1 106
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	4 772	5 198	4 824	5 277	-374	79
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**61**	**63**	**-2 007**	**-1 633**	-2 070	-1 696
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	6 216	6 644	4 270	**6 133**	-2 374	-511
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	21 300	21 300	12 238	12 238		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	21 300	21 300	12 238	12 238	-9 062	-9 062
некомбинирана електрическа енергия	МВтч			0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	21 260	21 260	17 068	17 068		
с гореща вода	МВтч	21 260	21 260	17 068	17 068	-4 192	-4 192
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	202,68	218,89	218,89			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	89,32	93,24	93,24			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	1 563	1 616	1 616	1 616		
Собствен капитал	хил. лв.	1	1	1	1		
Дял на собствения капитал	%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	6 353	6 353	6 353	6 353		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	6 353	6 353	6 353	6 353		
Дял на привлечения капитал	%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	3,91%	3,91%	-124,18%	-101,05%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-687799,03%**	**-555519,65%**		

НВск по отчет за ценовия период е -687 799,03% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е в размер на -555519,65% в резултат на завишените условно-постоянни и променливи разходи при условие на занижени продажби.

Съществен момент за „Топлофикация ВТ“ АД е ниския дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 43,03 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t, независимо закупените по-малки количества CO_2 квоти спрямо заложените в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „Топлофикация Велико Търново“ АД за 2018 г. отчита ***загуба*** в размер на 1 615 хил. лв. спрямо 2017 г., когато отчита ***печалба*** в размер на 571 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 нарастват през 2018 г., спрямо 2017 г. с 12,41 %;**
- **Общите разходи от оперативна дейност нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 20,58%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита загуба в размер на 1 184 хил. лв., а от дейността „пренос и реализация на топлинна енергия“ загуба в размер на 670 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2018 г., както и в края на 2017 г. остава влошена, и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт са коригирани от 607 хил. лв. на 116 хил. лв. или с 491 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 година, поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 160 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 116 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 549 хил. лв. на 544 хил. лв., или с 5 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 494 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 106 хил. лв. на 101 хил. лв., или с 5 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 91 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- 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, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за закупена енергия са коригирани от 405 хил. лв. на 308 хил. лв. или с 97 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2018 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 508 хил. лв. на 481 хил. лв. или със 17 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период. в размер на 9 834 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,74% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 19 175 MWh (48,43%) на 7 175 MWh (18,12%) или с 12 000 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

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) – 237,94 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 237,94 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 147,45 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 100,01 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 8 027 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 946 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 348 хил. лв. и променливи – 6 599 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 260 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 109 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 32 422 MWh

8. „Топлофикация-Разград“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-16-3 от 01.04.2018 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.8.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2019 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 241,26 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 98,34 лв./MWh.

Така предложените цени на енергия са изчислени при цена на природен газ в размер на 607,95 лв./knm^3.

Обосновката на „Топлофикация Разград“ ЕАД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., е следната:

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2018 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, а именно: произведена топлинна и електрическа енергия; инсталирана топлинна и електрическа мощност; отчетна и балансова стойност на активите за производство на електрическа и топлинна енергия; брой персонал.

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.

2. Разходи за ремонт

Дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 27 хил. лв., разпределени както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 12 хил. лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 13 хил. лв.;*
- *Отнесени към преноса – 2 хил. лв.*

Основен дял от разходите за ремонт заемат извършените през годината ремонтни дейности на Инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия

/ИКПТЕЕ/ на обща стойност приблизително 21 хил. лв., разпределени по равно в топлинната и електрическа енергия. Извършените ремонти са свързани с подмяна на цилиндрова втулка на ИКПТЕЕ – 5 хил. лв., монтаж и демонтаж на цилиндрови глави на ИКПТЕЕ, подмяна на уплътнения на цилиндрови глави и проверка за изпускане на изгорели газове – 9 хил. лв., подмяна на радиални лагери на турбокомпресорни агрегати – 7 хил. лв. Допълнително са отчетени други ремонтни дейности на стойност около 2 хил. лв., както и разходи за материали за ремонт на обща стойност 4 хил. лв., 2 хил. лв. от които са свързани с материали за извършване на ремонтни дейности по проблемни участъци от топлопреносната мрежа.

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 116 хил. лв. са разпределени както следва:

- *Отнесени към електрическата енергия – 23 хил. лв.;*
- *Отнесени към топлинната енергия – 46 хил. лв.;*
- *Отнесени към преноса – 47 хил. лв.*

Разходите са планирани на база ремонтните програми на дружеството за 2019 г. и 2020 г. – ***Приложение 1****, както следва:*

- *„Профилактика инвертори“ – Налични са четири броя инвертори на мрежови циркулационни помпи и димни вентилатори. Правилната работа на тези инвертори изисква профилактика и ремонт в оторизирана база на производителя. Работните часове между два профилактични ремонта изтичат този летен сезон.*
- *„Ремонт на камери“ – налични са 6 бр. камери по градската мрежа, които са наводнени и е нужно да бъдат ремонтирани /отводняване, възстановяване на улични настилки, ремонт на опори, уплътнения и т. н./.*
- *„Котли – ревизия и ремонт“ – в експлоатация са 6 бр. пламъчнотръбни котли, чиято профилактика през летния сезон включва почистване на димогарни тръби, отстраняване на течове, ревизия на салници на спирателна и регулираща апаратура, ремонт и почистване на задна камера, профилактика на предпазна и КИП А, ревизия на взривни клапи.*
- *„Филтри – ревизия и ремонт“ – Налични са 4 бр. йонообменни филтъра, на които профилактични ремонти се извършват на всеки 7 500 h експлоатация. Ревизира се дозиращата система – помпи, уплътнения и КИП.*
- *„Ремонт на горивопроводи“ – горивопроводите от резервоарите за резервно гориво до котлите, както и съпътстващата парна линия минават под общински път, където е локализиран пропуск. Отстраняването му налага последващо възстановяване на пътя и съпътстващата инфраструктура, което оскъпява ремонта.*
- *„Ремонт на мрежови помпи“ – налични са две мрежови циркулационни помпи със задължителен профилактичен ремонт на всеки 8 000 работни часа – почистване, пясъкоструене, салникови набивки, клемореди.*
- *„Покривни вентилатори – задължителен профилактичен ремонт на покривните вентилатори е изискване за съоръжения, работещи съвместно с газова инфраструктура“*
- *Ремонт на генераторен прекъсвач - Включването на генератора към мрежа 20 kV се осъществява от прекъсвач, монтиран в КРУ. Поради дългогодишна употреба са износени контактните накрайници на изваждаемия прекъсвач. Необходимо е да се подменят и регулират контактните накрайници.*
- *Ремонт на разединители - разпределителната уредба 20 kV на „Топлофикация – Разград” ЕАД има 10 бр. килии, снабдени с по един или два разединителя. При включване контактната система на много от тях е нагоряла и ножовете се разминават. Предвижда се подмяна и настройка на ножовете на контактната система.*
- *Ремонт на заземителна и мълниезащитна уредба - поради увеличение на заземителното съпротивление е необходимо добавянето на допълнителни заземители за подобряване на заземителното съпротивление.*
- *Трансформатор 4 kVA 20/10 kV профилактика и ремонт - поради факта, че трансформаторът е монтиран на открито и се наблюдава стареене от външните климатични фактори по материалите е необходима подмяна на кабелни глави на*

захранващите кабели.

- *„РУ 20 kV ремонт“ - в разпределителната уредба са монтирани стари защити с по два токови трансформатори. Необходимо е добавяне на допълнителни трансформатори за подобряване работата на защитите. На един от изводите са монтирани токови трансформатори със голяма стойност и трябва да се подменят с по малки. От дългогодишна употреба е необходимо и подмяната на подпорни изолатори.*
- *Ремонтни дейности по участъци от топлопреносната мрежа – невъзможността за отделяне на парични средства за подмяна на участъци от топлопреносната мрежа води до възникването на пробиви по мрежата. Същите се локализират и отстраняват чрез минимални ремонтни дейности, които да позволят нормалното протичане на дейността. За новия регулаторен период са планирани по-голям брой разходи за ремонтиране на набелязани проблемни участъци.*

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите за заплати и възнаграждения са планирани на база отчетените такива за 2018 г. За новия период е предвидено минимално увеличение, дължащо се от една страна на увеличението на минималната работна заплата, считано от 01.01.2019 г., и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати, от друга – увеличение на работните заплати на ключови длъжности с цел обезпечаване на човешкия ресурс.

4. Начисления за осигурителни вноски и социални разходи

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.

Планирано е увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности спрямо отчетените такива с 16% или 66 хил. лв.

Разходите за горива за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали са планирани на база постигнатите разходи през 2018 г.

Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане, спрямо отчетните такива с приблизително 41 хил. лв., като планът е изготвен на база на отчета, а изменението е в резултат на увеличения брой планирани технически обслужвания на ИКПТЕЕ.

Основен дял от отчетените материали за текущо поддържане за 2018 г. съставляват разходите за материали за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 работни часа. През 2018 г. са извършени 2 профилактики на обща стойност 34 хил. лв.

Сключеният с производителя договор за профилактична поддръжка на ИКПТЕЕ е изтекъл в края на м. януари 2018 г. В последствие извършването на профилактика на всеки 2 000 работни часа е ангажимент на дружеството. С изтичането на договора за профилактични обслужвания се отчита намаление на разходите за абонаментна поддръжка, като за сметка на това се констатира увеличение на разходите за материали за текущо поддържане.

Основният дял от планираните материали за текущо обслужване (75 хил. лв.) е свързан с предстоящите технически обслужвания, като за новия регулаторен период са предвидени три профилактики/технически обслужвания, както следва:

- *м. август 2019 г. – техническо обслужване на 60 хил. работни часа на приблизителна стойност – 39 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър, филтър за вентилиране на картер, о-пръстени, клапани на предкамерите и др.*
- *м. декември 2019 г. – техническо обслужване на 62 хил. работни часа на приблизителна стойност – 13 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър и др.*
- *м. март 2020 г. – техническо обслужване на 64 хил. работни часа на приблизителна стойност – 23 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свещи, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър, филтри за вентилиране на картер, о-пръстени и др.*

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, абонаментно поддържане, телефони и абонаменти, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, безплатна храна, съдебни разходи и др. –планирани са на база постигнатите разходи през 2018 г. Наеми, служебни карти и пътувания, изпитания на съоръженията, приходи от присъединяване и услуги, приходи от топлоносител не са планирани.

Управление на човешките ресурси – включват разходи за организиране на подбор и набиране на персонал, оценка на потенциала, изготвяне на индивидуални планове за развитие, провеждане на обучения за повишаване квалификацията на служителите, изготвяне на трудови договори, допълнителни споразумения и съответните длъжностни характеристики, изготвяне на справки, декларации и други документи за подаване пред НСИ, Инспекция по Труда, РИОКОЗ, провеждане на тръжни процедури свързани със здравно осигуряване, животозастраховане и други, управление условията на труд – осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, медицинско обслужване, ежегодни профилактични прегледи. Планирани са на база годишните разходи за 2018 г.

Други външни услуги – планирани са на база постигнатите разходи през 2018 г., като допълнително е планирано увеличение с 25 хил. лв. в частта на производството, дължащо се на планирано почистване на мазутните резервоари с цел отстраняване на възникнали проблеми по системата за подгряване на мазут.

II. Променливи разходи

1. Разходи за материали

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и за производство на топлинна енергия са формирани се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство и за производството на топлинна на енергия. Цената на природния газ е в размер на 607,95 лв./knm^3 и включва цена за природен газ в размер на 473,67 лв./knm^3, цена за пренос 4,22 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 24,42 лв./knm^3, цена за разпределение на природен газ в размер на 99,05 лв./knm^3 и цена за снабдяване с природен газ в размер на 6,59 лв./knm^3 (Решение на КЕВР № Ц-16/17.08.2017 г.). Цените са преизчислени в лв./knm^3 чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,573 kW/m^3 (Решение на КЕВР № Ц-19/28.12.2018 г.).

1.2. Разходи за вода - на база годишните разходи за 2018 г.

1.3. Разходи за закупена енергия – планирано е увеличение с общо 8,6%, с по 3 хил. лв. в производството и преноса.

Увеличението на разхода за закупена електрическа енергия в производството е свързано с наличието на по-голям брой часове престой на ИКПТЕЕ по време на планираните три броя технически обслужвания, две от които попадат в отоплителен сезон 2019 – 2020 г. В този период дружеството няма да може да разчита на произвежданата от него електрическа енергия и ще трябва да закупи такава за да гарантира работния процес.

Увеличението на разходите за закупена електрическа енергия в преноса се свързва основно с повишаването на цените на електрическата енергия.

1.4. Консумативи (химикали, реагенти) – включени са разходи за химикали, реагенти за обработка на циркулиращата вода по топлопреносната мрежа и централата. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по участъците от топлопреносната мрежа и същевременно намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане. Планирани са на база постигнатите разходи през 2018 г., като същевременно е планирано минимално 5% 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. Акциз на въглищата за производство на топлинна енергия – не е планиран.

5. Разходи за емисии парникови газове (CO_2) – планирани са като произведение от количеството емисии на парникови газове, необходимо за закупуване (с приспаднат брой безплатни квоти) и тяхната борсова цена.

Период	*Прогнозни количества емисии CO_2*	*Безплатни квоти*		*За купуване*
2018 г.	*12 339*	*4 439*		*8 000*
		По НПИ	*1 915*	
		За ТЕ за 2019 г. използвани за покриване на задължението за 2018 г.	*2 524*	
01.07.2018 г.-30.06.2019 г.	*12 503*			*8 000*

За целите на годишното приключване, предвид факта, че квотите за емисии на парникови газове за 2019 г. са закупени през периода м. февруари – м. март 2019 г. с протокол е начислена сума в размер 374 хил. лв. (8 000 бр. квоти по цена, действаща в момента на начисляване – 23,9 Евро/t).

Реално разходите за закупените квоти са на обща стойност 320 462,74 лв.

При отчитане и планиране на разходите не са взети предвид разходите съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ, като общият размер на непризнатите за целите на ценообразуването разходи е в размер на 1 076 хил. лв., включващи разходи за обезценка на финансови активи – 332 хил. лв., разходи за обезценка на нефинансови активи – 29 хил. лв., разходи за неустойки – 302 хил. лв., разходите за отписване на вземания – 115 хил. лв., разходи за дялово разпределение – 95 хил. лв., необлагаеми социални разходи – 38 хил. лв., разходи съгласно чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, представляващи ежемесечните вноски към Фонд „Сигурност на електроенергийната система - 133 хил. лв. и др.

Допълнително дружеството отчита инвестиции в размер на 40 хил. лв., разпределени 38 хил. лв. в преноса и 2 хил. лв. в производството. Основният дял на отчетените инвестиционни разходи в преноса са свързани с подмяна на три броя АС на приблизителна стойност 29 хил. лв. Допълнително е отчетено и подобрение на използвания софтуер за събиране на вземания в размер на 9 хил. лв.

За новия регулаторен период са планирани разходи за инвестиции в размер на 404 хил. лв., разпределени 266 хил. лв. в производството и 138 хил. лв. в преноса, съобразени с инвестиционната програма за 2019 г. – ***Приложение 2.***

Дейността на „Топлофикация Разград“ ЕАД 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 4,58% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са със 2,33% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 8,33% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 23,95% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018– 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 9,43%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 584,75%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 219	1 339	1 351	1 511	160	11,84%	292	23,95%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	319	319	320	321	1	0,31%	2	0,63%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	106	27	23	116	93	404,35%	10	9,43%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	498	483	483	494	11	2,28%	-4	-0,80%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	125	94	94	98	4	4,26%	-27	-21,60%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	91	88	88	91	3	3,41%	0	0,00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	34	6	6	7	1	16,67%	-27	-79,41%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	544	416	431	482	51	11,83%	-62	-11,40%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	291	169	169	169	0	0,00%	-122	-41,92%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	530,65	530,93	596,80	607,95	11	1,87%	77	14,57%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	106	27	23	116	93	404,35%	10	9,43%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	100	25	17	69	52	305,88%	-31	-31,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	6	2	6	47	41	683,33%	41	683,33%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	59	40	40	404	364	910,00%	345	584,75%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	30	2	2	266	264	13200,00%	236	786,67%
II.2.	по преноса	хил. лв.	29	38	38	138	100	263,16%	109	375,86%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	34 320	34 882	33 747	33 500	-247	-0,73%	-820	-2,39%
1.1.	гореща вода	MWh	34 320	34 882	33 747	33 500	-247	-0,73%	-820	-2,39%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	800	728	723	800	77	10,65%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	800	728	723	800	77	10,65%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,28%	2,04%	2,10%	2,33%	0,002	11,20%	0,001	2,39%
3.1.	гореща вода	%	2,28%	2,04%	2,10%	2,33%	0,002	11,20%	0,001	2,39%
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	35 120	35 610	34 470	34 300	-170	-0,49%	-820	-2,33%
4.1.	гореща вода	MWh	35 120	35 610	34 470	34 300	-170	-0,49%	-820	-2,33%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	19 163	20 806	19 054	18 000	-1 054	-5,53%	-1 163	-6,07%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	17 640	15 981	16 263	16 900	637	3,92%	-740	-4,20%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 340	1 213	1 193	1 140	-53	-4,43%	-200	-14,93%
		%	7,60%	7,59%	7,33%	6,75%	-0,006	-8,03%	-0,009	-11,20%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	16 300	14 768	15 070	15 760	690	4,58%	-540	-3,31%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	16 300	14 768	15 070	15 760	690	4,58%	-540	-3,31%
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	62 930	61 138	60 559	60 815	256	0,42%	-2 115	-3,36%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	42 401	39 487	40 224	42 000	1 776	4,41%	-401	-0,95%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	20 529	21 651	20 334	18 815	-1 520	-7,47%	-1 714	-8,35%
9	ОБЩА ефективност	%	77,35%	76,12%	76,96%	77,14%	0,002	0,24%	-0,002	-0,27%
10	Топлинна ефективност	%	35,75%	35,65%	36,53%	36,90%	0,004	1,03%	0,012	3,24%
11	Електрическа ефективност	%	41,60%	40,47%	40,43%	40,24%	-0,002	-0,48%	-0,014	-3,28%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	93,35%	96,10%	93,70%	95,67%	0,020	2,10%	0,023	2,49%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	86	85	87	84	-3	-3,97%	-2	-2,87%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	184	179	182	184	2	1,16%	-1	-0,38%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	25 720	23 999	24 060	24 620	560	2,33%	-1 100	-4,28%
10.1.	гореща вода	МВтч	25 720	23 999	24 060	24 620	560	2,33%	-1 100	-4,28%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	8 600	10 883	9 687	8 880	-807	-8,33%	280	3,26%
		%	25,06%	31,20%	28,70%	26,51%	-0,022	-7,65%	0,014	5,78%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	8 600	10 883	9 687	8 880	-807	-8,33%	280	3,26%
		%	25,06%	31,20%	28,70%	26,51%	-0,022	-7,65%	0,014	5,78%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Разград“ ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ЕССО за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 219	1 219	1 351	**3 130**	132	1 911
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	3 858	4 223	4 393	3 653	170	-570
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**120**	**122**	**-586**	**-1 728**	-708	-1 850
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	5 197	5 564	5 158	5 055	-406	-509
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	16 300	16 300	15 070	15 070		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	16 300	16 300	15 070	15 070	-1 230	-1 230
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	25 720	25 720	23 943	23 943		
с гореща вода	МВтч	25 720	25 720	23 943	23 943	-1 777	-1 777
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	193,45	209,27	209,27			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	79,47	83,72	83,72			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	3 076	3 121	3 121	3 121		
Собствен капитал	хил. лв.	1	1	1	1		
Дял на собствения капитал	%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	1 401	1 401	1 401	1 401		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	1 690	1 690	1 690	1 690		
Дял на привлечения капитал	%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	3,91%	3,91%	-18,77%	-55,37%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-18753,12%**	**-64931,80%**		

НВск по отчет за ценовия период е -18 753,12% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните и променливи разходи при спад на продажбите на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -64 931,80%, и се дължи на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като отчета включва всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Съществен момент за „Топлофикация Разград“ ЕАД е ниския дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 43,03 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупените по-големи количества CO_2 квоти спрямо заложените в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „Топлофикация Разград” ЕАД за 2018 г. е отрицателна стойност в размер на 1 728 хил. лв., формиран от реализираната ***загуба*** в размер на 1 728 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е отрицателен в размер на 1 353 хил. лв., формиран от ***загуба*** от 1 350 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***загуба*** от 3 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 се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. с 27,40%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. със 7,72 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, липса на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и невъзможността да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 г. справки по ЕССО за целите на регулирането с приложен одиторски доклад в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2018 г. приходите за дейността бележат ръст спрямо предходната година с 1 057 хил. лв., както и е налице незначителен спад на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 62 хил. лв. на 47 хил. лв. или с 15 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 116 хил. лв. на 27 хил. лв. или с 89 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 106 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 27 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 81 хил. лв. на 40 хил. лв., или с 41 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2018 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други външни услуги" е коригирана от 70 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, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 430 хил. лв. на 458 хил. лв. или с 28 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период. в размер на 9 367 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 5,57% на 3,57% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход;

4. В справка № 4 „ТИП в производството" количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период,

съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 225,25 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 225,25 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 134,76 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 98,40 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
   - Необходими годишни приходи – 5 973 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 5 869 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 295 хил. лв. и променливи – 4 574 хил. лв.
     - Регулаторна база на активите – 2 897 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 3,57%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 760 MWh
   - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 24 620 MWh

<u>9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД” ЕООД, гр. Пловдив</u>

С писмо вх. № Е-14-56-2 от 08.05.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.5, т. II.2 и т. II.4 от писмото, одитиран ГФО за 2018 г. и отчетна информация за 2018 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството предлага за утвърждаване цена за енергия - 43,70 лв., без ДДС, като не е посочено за кой вид енергия се отнася.

Съгласно данните в представения ценови модел изчислените цени на енергия, без ДДС, са следните:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 333,50 лв./MWh; в т. ч. добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 43,70 лв./MWh;

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 395,00 лв./knm^3.

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 152,73% 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 23,20% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на ръста на разходите за разходите за заплати и възнаграждения с 40,00% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 46,15%.

Дружеството 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	431	498	427	531	104	24,36%	100	23,20%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	110	130	128	120	-8	-6,25%	10	9,09%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	170	180	92	190	98	106,52%	20	11,76%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	50	60	118	70	-48	-40,68%	20	40,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	36	56	29	56	27	93,10%	20	55,56%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	35	55	29	55	26	89,66%	20	57,14%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	1	1		1	1	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	65	72	60	95	35	58,33%	30	46,15%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	19	17	60	19	-41	-68,33%	0	0,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	434,13	450,00	309,88	490,00	180	58,13%	56	12,87%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	170	180	92	190	98	106,52%	20	11,76%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	170	180	42	190	148	352,38%	20	11,76%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	50	0	-50	-100,00%	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%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	2 313	1 283	2 496	1 213	94,54%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	2 496	2 313	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%	16,53%	19,05%	9,30%	-0,10	-51,18%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	9,30%	16,53%	19,05%	9,30%	-0,10	-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-общо	MWh	2 752	2 771	1 585	2 752	1 167	73,63%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	2 752	2 771	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	1 997	1 985	1 025	1 997	972	94,83%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	161	89	4	161	157	3925,00%	0	0,00%
		%	8,06%	4,48%	0,39%	8,06%	0,08	1965,91%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 836	1 896	1 021	1 836	815	79,82%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 836	1 896	1 021	1 836	815	79,82%	0	0,00%
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	5 822	5 372		5 669	5 669	0,00%	-152	-2,62%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	5 822	5 372		5 669	5 669	0,00%	-152	-2,62%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	77,18%	80,01%	0,00%	79,25%	1	0,00%	0,021	2,69%
10	Топлинна ефективност	%	42,88%	43,06%	0,00%	44,03%	0	0,00%	0,012	2,69%
11	Електрическа ефективност	%	34,30%	36,95%	0,00%	35,23%	0	0,00%	0,009	2,69%
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	156				0	0,00%	-156	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	172				0	0,00%	-172	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	1 784	1 333	843	1 384	541	64,18%	-400	-22,42%
10.1.	гореща вода	МВтч	1 784	1 333	843	1 384	541	64,18%	-400	-22,42%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	712	980	440	1 112	672	152,73%	400	56,18%
		%	28,53%	42,37%	34,29%	44,55%	0,103	29,91%	0,160	56,18%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	712	980	440	1 112	672	152,73%	400	56,18%
		%	28,53%	42,37%	34,29%	44,55%	0	29,91%	0	56,18%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

„Юлико Евротрейд" ЕООД съгласно представения годишен финансов отчет за 2018 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 22 хил. лв., която се увеличава спрямо 2017 г., когато е в размер на 7 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и невъзможността да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и невъзможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 70 хил. лв. на 66 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 60 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 40 хил. лв. на 30 хил. лв., или с 10 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2018 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 7,93% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса" технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 112 MWh (44,55%) на 912 MWh (36,54%), или с 200 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

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) – 328,00 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 328,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 90,88 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 958 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 921 хил. лв., от които условно-постоянни – 517 хил. лв. и променливи – 404 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 965 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 879 MWh

Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 584 MWh

10. „Овергаз мрежи" АД - ЛОЦ „Овча купел"

С писмо с вх. № Е-15-57-11 от 29.03.2019 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 представено отчетна информация по т. II. 6.

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

- преференциална цена на електрическата енергия – 311,71 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136,85 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 651,41 лв./knm^3 (без ДДС), при калоричност 8 197 kcal/knm^3.

Обосновката на „Овергаз мрежи“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е следната:

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2018 г., и прогнозните основни параметри на регулираната дейност: произведена топлинна и електрическа енергия; инсталирана топлинна и електрическа мощност; отчетна и балансова стойност на активите за производство на електрическа и топлинна енергия; брой персонал. Съгласно ЕССО разходите са планирани като разходи за производство на топлинна и електрическа енергия и разходи за пренос на топлинна енергия.

Условно постоянни разходи

1. Разходи за амортизации

Срокът на годност на амортизуемите 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.

2. Разходи за ремонт

Планирани са съгласно техническите изискванията за ремонт на ко-генераторната инсталация и реализираните разходи на дружеството за ремонт през 2018 г.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Включват разходите за заплати на персонала, зает в съответната дейност - планирани са на база постигнатите разходи през 2018 г.

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.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са планирани на база годишните разходи за 2018 г., реализирани от дружеството за: канцеларски материали; материали за текущо поддържане; застраховки – включват застраховки на имущество и персонал; данъци и такси; пощенски разходи, телефони и абонаменти;абонаментно поддържане; наеми; проверка на уреди; информационното обслужване включва разходи за ползване и поддръжка на компютри, интернет, софтуер за издаване на фактури и експорт на финансови документи за разпределените количества топлинна енергия в система САП; обучение.

Дружеството не планира реализирането на разходи в следните направления: горива за автотранспорт; работно облекло; въоръжена и противопожарна охрана; съдебни разходи; експертни и одиторски разходи; вода, отопление и осветление; безплатна храна; охрана на труда; служебни карти и пътувания; командировки; услуги граждански договори; разходи за публикации; изпитания на съоръженията; разходи за лицензионни такси; такса за събрано инкасо; разходи, свързани с нерегулираната дейност; приходи от присъединяване и услуги; приходи от топлоносител.

Променливи разходи

Разходи за материали

1. Разходите за гориво, необходимо на комбинирано производство на електрическа

енергия, са формирани на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство. Цената на природния газ е в размер на 651,41 лв./knm^3 и включва цена за природен газ в размер на 473,67 лв./knm^3, цена за пренос 4,22 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 24,42 лв./knm^3, цена за разпределение на природен газ в размер на 140,58 лв./knm^{3}и цена за снабдяване с природен газ в размер на 8,52 лв./knm^3 (Решение № Ц-16 от 17.08.2017 г. на КЕВР). Цените са преизчислени чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,573 kW/m^3 (Решение на КЕВР № Ц-1 от 28.12.2018 г.).

2. Разходите за гориво за производство на топлинна енергия са формирани на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на топлоенергия.

3. Разходи за вода, консумативи (химикали, реагенти), разходи за външни услуги; акциз на въглищата за производство на топлинна енергия и разходи за емисии парникови газове (CO_2) не са планирани от дружеството.

Разходите за закупена енергия се формират на база постигнатите разходи за 2018 г.

Акцизът на природния газ се формира на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

Дружеството заявява, че дейността на ЛОЦ „Овча купел“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

С писмо с вх. № Е-15-57-16 от 02.05.2019 г. дружеството е представило допълнителна информация относно количествата електрическа енергия за собствени нужди.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 26,33% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски със 13,94% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 25,39% по-ниски, а за топлинна енергия с гореща вода са с 32,29% по- ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 1,14% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 18,67%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 14,46% и разходите за амортизации с 13,75%. 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	211	213	213	213	0	0,00%	2	1,14%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	32	37	36	36	0	0,00%	4	13,75%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	38	12	12	12	0	0,00%	-26	-68,52%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	75	89	89	89	0	0,00%	14	18,67%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	24	28	28	28	0	0,00%	4	17,19%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	16	19	19	19	0	0,00%	3	18,75%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	8	9	9	9	0	0,00%	1	13,87%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	42	48	48	48	0	0,00%	6	14,46%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	25	19	19	19	0	0,00%	-6	-24,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	541,65	571,93	633,09	651,41	18	2,89%	110	20,26%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	38	12	12	12	0	0,00%	-26	-68,52%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	23	7	7	7	0	0,00%	-16	-69,65%
I.2.	по преноса	хил. лв.	15	5	5	5	0	0,00%	-10	-66,80%
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%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	1 932	1 865	1 583	1 805	222	14,02%	-127	-6,56%
1.1.	гореща вода	MWh	1 932	1 865	1 583	1 805	222	14,02%	-127	-6,56%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	10	43	10	10	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	10	43	10	10	0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,52%	2,23%	0,63%	0,55%	-0,001	-12,23%	0,0004	6,98%
3.1.	гореща вода	%	0,52%	2,23%	0,63%	0,55%	-0,001	-12,23%	0,0004	6,98%
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	1 942	1 908	1 593	1 815	222	13,94%	-127	-6,53%
4.1.	гореща вода	MWh	1 942	1 908	1 593	1 815	222	13,94%	-127	-6,53%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	594	495	393	348	-45	-11,45%	-246	-41,38%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	1 000	984	900	1 137	237	26,33%	137	13,71%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	67	100	80	109	29	36,00%	42	62,41%
		%	6,70%	10,11%	8,89%	9,57%	0,007	7,65%	0,029	42,82%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	933	885	820	1 028	208	25,39%	95	10,22%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	933	885	820	1 028	208	25,39%	95	10,22%
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	3 445	3 393	3 126	3 747	620	19,84%	302	8,76%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	2 794	2 770	2 621	3 145	524	20,00%	352	12,58%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	651	623	505	601	96	19,00%	-50	-7,63%
9	ОБЩА ефективност	%	83,68%	84,99%	79,74%	82,47%	0,027	3,43%	-0,012	-1,45%
10	Топлинна ефективност	%	47,89%	49,46%	45,40%	46,32%	0,009	2,03%	-0,016	-3,28%
11	Електрическа ефективност	%	35,79%	35,53%	34,34%	36,15%	0,018	5,28%	0,004	1,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	91,23%	79,49%	77,80%	57,89%	-0,199	-25,59%	-0,333	-36,54%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	119	112	113	114	1	0,88%	-5	-4,45%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	161	171	184	190	6	3,24%	29	17,72%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	1 897	1 466	1 183	1 565	382	32,29%	-332	-17,50%
10.1.	гореща вода	МВтч	1 897	1 466	1 183	1 565	382	32,29%	-332	-17,50%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	35	399	400	240	-160	-40,00%	205	592,68%
		%	1,79%	21,39%	25,27%	13,30%	-0,12	-47,38%	0,12	641,31%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	35	399	400	240	-160	-40,00%	205	592,68%
		%	1,79%	21,39%	25,27%	13,30%	-0,12	-47,38%	0,12	641,31%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Овергаз мрежи” АД - ЛОЦ „Овча купел“

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	211	211	213	**230**	2	19
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	208	228	218	171	-10	-57
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**56**	**56**	**-54**	**-17**	-110	-73
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	475	495	377	**384**	-118	-111
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	933	933	820	820		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	933	933	820	820	-113	-113
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	1 897	1 897	1 183	1 183		
с гореща вода	МВтч	1 897	1 897	1 183	1 183	-714	-714
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	272,19	287,81	287,81			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	116,08	119,04	119,04			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	719	721	721	721		
Собствен капитал	хил. лв.	670	670	670	670		
Дял на собствения капитал	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	0	0	0	0		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	0	0	0	0		
Дял на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,78%	7,78%	-7,51%	-2,36%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-6,76%**	**-2,12%**		

НВск по отчет за ценовия период е -6,76% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск, е отрицателна величина, която се дължи на намалените продажби, както на електрическата, така и на топлинната енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите, представени в ОПР, изготвен в съответствие изискванията на приетата единна система за счетоводно отчитане (ЕССО) е отрицателна величина в размер на -2,12%, намалена спрямо утвърдената, вследствие на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия при ръст на условно-постоянните разходи.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран неконсолидиран годишен финансов отчет на „Овергаз мрежи“ АД за 2018 г. общият всеобхватен доход на дружеството е положителна величина в размер на 24 571 хил. лв., без реализиране на друг всеобхватен доход. За предходната година общият всеобхватен доход е също положителна величина в размер на 16 666 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 16 771 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценка на задължения за обезщетения при пенсиониране в размер на 105 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и 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 2018 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, отнасяща се за ЛОЦ „Овча купел“, от които е видно, че през 2018 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ отчита ***печалба*** от 59 хил. лв. и от дейността „пренос на топлинна енергия“ ***загуба*** от 76 хил. лв. или общо от регулираната дейност финансовият резултат е ***загуба*** от 17 хил. лв. при ***загуба*** за предходната година в размер на 27 хил. лв.

От анализа на данните могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на топлинна и електрическа енергия нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 4,92%;**
- **Общите разходи за оперативната регулирана дейност също нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 11,30%.**

Активите в регулираната дейност за 2018 г. са на стойност, както следва: нетекущи активи 634 хил. лв. и текущи активи 71 хил. лв., основно от вземания от клиенти и доставчици или общо 705 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 91% собствен капитал и 9% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 55% собствен капитал и 45% привлечени средства.

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 № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- разходът на основно гориво - природен газ, в централата е коригиран с 10 knm^3 до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до средните стойности за ефективност през 2018 г. при издаване на сертификатите за произход, в съответствие с т. 5 от общия подход;

- електрическа енергия за собствени нужди е коригирана от 109 MWh (9,54%) на 59 MWh (5,17%) при отчитане на реалните стойности на разхода и недопускане използването на електрическа енергия за собствено потребление като присъщи за инсталацията собствени нужди.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,17 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Овергаз мрежи" АД (ЛОЦ „Овча купел) за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 310,34 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 310,34 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 123,49 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 528 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 474 хил. лв., от които условно-постоянни – 213 хил. лв. и променливи 261 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 689 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 078 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 565 MWh

11. „Топлофикация Русе" ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-09-5 от 02.04.2019 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 01.07.2019 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 261,38 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара –

131,27 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 122,56 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):
- цена на природен газ – 540,53 лв./knm^3 при калоричност 8 119 kcal/knm^3;
- цена на въглища – 279,00 лв./t при калоричност 5 397 kcal/kg;
- цена на мазут – 779,54 лв./t при калоричност 9 709 kcal/kg;
- цена на биогориво – 103,00 лв./t при калоричност 3 747 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените за изменение цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., както следва:

<u>Производствени показатели</u>

<u>Електрическа и топлинна енергия</u>

Съгласно изискванията на КЕВР към заявлението са приложени данни за 2018 г., а така също и за текущия ценови период 01.07.2018 г. ÷ 30.06.2019 г. Като базова година при планиране на цените от 01.07.2019 г. са използвани данните от 2018 г., като са актуализирани, както следва:

1/ Увеличени са планираните продажби на пара във връзка със заявки за по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите.

2/ Планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода са запазени на нивото на отчетените през 2018 г.

3/ Увеличено е количеството високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия в съответствие с увеличеното производство на топлинна енетргия с топлоносител пара със средни параметри.

4/ Прогнозирано е производство и на некомбинирана електрическа енергия, тъй като в определени периоди топлинните товари може да са недостатъчни за пълно покриване на критериите за високоефективно комбинирано производство.

5/ 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 2018 г. Променен е горивният микс в новия ценови период, поради ограниченията при експлоатацията на горивните инсталации.

Котел № 5 е в основен ремонт. Големият обем на планираните мероприятия включва, както подмяна на износени и негодни за ползване елементи, така и дейности с екологична насоченост. Не се очаква котелът да бъде въведен в работа преди 30.06.2020 г. При тези обстоятелства през новия ценови период от 01.01.2019 г. единствените енергийни парогенератори, които могат да се експлоатират при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са котел № 7 и котел № 8. С писмо с вх. №АО-4886-(4)/08.01.2019 г. „Топлофикация Русе" ЕАД е заявило в РИОСВ - Русе намеренията си за преустройство на котел № 8 за работа с основно гориво природен газ, което ще даде възможност да се спазват пределно допустимите концентрации на вредни вещества в атмосферния въздух, а така също и да не се надхвърлят годишните тавани за емисии, утвърдени за дружеството в Преходния национален план на Р. България. Дружеството има разрешение от МОСВ за експлоатацията на съоръжението с основно гориво природен газ. Прогнозното количеството на природен газ за котел № 8 през новия ценови период е изчислено на база данни за работата на котела през 2018 г. Поради очакваните подобни режими на работа на централата от 01.07.2019 г. за котел № 8 е определено еквивалентно количество природен газ в енергийно изражение, както използваното през 2018 г. гориво за това съоръжение. Другият енергиен парогенератор, който ще се използва през новия ценови период - котел № 7, ще продължи да изгаря вносни въглища със строги изисквания към качествените показатели, гарантиращи както надеждната работа на съоръжението, така и ниски нива на емисии. Природен газ в него ще се използва като спомагателно гориво - за постигане на стабилно горене, необходимите параметри на парата и нормите за допустими емисии.

6/ За новия ценови период от 01.07.2019 г. е планирано увеличение на количеството на отделените въглеродни емисии във връзка с увеличеното производство. Количеството въглеродните квоти, които ще бъдат закупени през новия ценови период, ще е по-голямо от тези за базовия период по следните 2 причини:

- Нарастване на общия обем на отделените емисии във връзка с увеличаване на производството, съответно изгаряне на по-голямо количество гориво през новия период;

- По-малки количества на безплатно разпределяните квоти по чл. 10а и 10в от Директива 2009/29/ЕО.

Дружеството настоява при определяне на преференциалната цена за периода от 01.07.2018 до 30.06.2019 г. КЕВР да отрази, както увеличеното количество квоти за емисии, което следва да бъде закупено през новия ценови период, а така също и увеличението на цените на тези квоти.

<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 01.03.2019 г. - 30.06.2019 г.: 49150 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 6,15 лв./t;

2. *През новия ценови период: 58 500 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 6,15 лв./t;

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2020 - 30.06.2020 год.: 61 500 t по доставна цена 156,50 USD/t ***с включени транспортни разходи до пристанище Русе****, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение - 6,15 лв./t.*

4. По отношение на качеството на основното гориво:

„Топлофикация Русе“ ЕАД е централа със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на електрическа и топлинна енергия е 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. Освен това, съгласно Преходния национален план на Р. България, в който е включено дружеството, разрешените общи количества прах, азотни и серни оксиди, които се отделят при работа на горивните инсталации, намаляват ежегодно. 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“ ЕАД 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 272,85 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе" ЕАД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството" в електронния изчислителен модел за образуване на цените е:

272,85 лв./t + 6,15 лв./t =279,00лв./t, където

6,15 лв./t – 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 1,74347 лв./USD.

II. Цена на природния газ: *за целия разглеждан период е приложена цена в размер на 540,53 лв./knm^3, съгласно Приложение № 5.*

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"ЕАД. При условията на изгаряне на природен газ в производствената централа предварителното резервиране на капацитет за „Топлофикация Русе" ЕАД 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. Цена на мазута: *за разглеждания период цената на течното гориво е 779,56 лв./t.*

IV. 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 01.01.2019 г.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2018 г. с 5%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2018 г. е в размер на 1 427 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 2018 г. е в размер на 1 848 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. При изчисляване на РБА са спазени изискванията на чл. 30 от Указания-НВ.

7. Спазено е указанието за прилагане норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КВЕР за предходния ценови период.

V. В резултат на извършените изчисления по Справки от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2019-2020 г.), са прогнозирани необходимите приходи от дейността в размер на ***101 823*** *хил. лв.*

С писмо с вх. № Е-14-09-5 от 02.05.2019 г. дружеството е допълнително е представило договор за доставка на природен газ и отчетни справки за 2018 г. по ЕССО.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 8,97% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и със 64,20% 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 занижени със 39,72%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 26,33% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за разходи за заплати и възнаграждения с 13,59% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 133,96%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период повишение на общата стойност на инвестиционните разходи с 10,21%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	16 427	17 789	19 062	20 753	1 691	8,87%	4 326	26,33%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	4 518	4 461	4 501	4 907	406	9,02%	389	8,61%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	3 542	2 106	2 824	3 542	718	25,42%	0	0,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	5 189	5 359	5 669	5 894	225	3,97%	705	13,59%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 162	1 357	1 448	1 447	-1	-0,08%	285	24,53%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 144	1 350	1 429	1 440	11	0,78%	296	25,88%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	18	7	19	7	-12	-63,72%	-11	-61,10%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 220	4 738	4 850	5 194	343	7,08%	2 974	133,96%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	918	1 061	1 086	1 165	79	7,27%	247	26,91%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	511,13	503,30	554,52	540,53	-14	-2,52%	29	5,75%
III.	Цена на въглища	лв./t	220,17	236,67	271,21	279,00	8	2,87%	59	26,72%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	3 542	2 106	2 824	3 542	718	25,41%	0	0,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	3 271	1 782	2 427	3 071	644	26,55%	-200	-6,11%
I.2.	по преноса	хил. лв.	271	324	398	471	73	18,44%	200	73,80%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	11 594	2 880	7 814	12 778	4 964	63,52%	1 184	10,21%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	10 610	2 686	7 595	12 478	4 883	64,29%	1 868	17,60%
II.2.	по преноса	хил. лв.	984	194	219	300	81	36,99%	-684	-69,51%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	539 178	482 535	488 142	496 549	8 407	1,72%	-42 629	-7,91%
1.1.	гореща вода	MWh	506 066	426 086	428 487	426 086	-2 401	-0,56%	-79 980	-15,80%
1.2.	пара	MWh	33 112	56 449	59 655	70 463	10 808	18,12%	37 351	112,80%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	145 359	169 965	171 932	174 867	2 935	1,71%	29 508	20,30%
2.1.	гореща вода	MWh	50 737	46 755	49 039	46 755	-2 284	-4,66%	-3 982	-7,85%
2.2.	пара	MWh	94 622	123 210	122 893	128 112	5 219	4,25%	33 490	35,39%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	21,23%	26,05%	26,05%	26,04%	0,000	-0,01%	0,048	22,65%
3.1.	гореща вода	%	9,11%	9,89%	10,27%	9,89%	-0,004	-3,71%	0,008	8,51%
3.2.	пара	%	74,08%	68,58%	67,32%	64,52%	-0,028	-4,17%	-0,096	-12,91%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	684 537	652 500	660 074	671 416	11 342	1,72%	-13 121	-1,92%
4.1.	гореща вода	MWh	556 803	472 841	477 526	472 841	-4 685	-0,98%	-83 962	-15,08%
4.2.	пара	MWh	127 734	179 659	182 548	198 575	16 027	8,78%	70 841	55,46%
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	282 806	305 204	289 224	313 053	23 829	8,24%	30 247	10,70%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	53 883	59 228	57 686	60 751	3 065	5,31%	6 868	12,75%
		%	19,05%	19,41%	19,95%	19,41%	-0,005	-2,70%	0,004	1,85%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	228 924	245 976	231 538	252 302	20 764	8,97%	23 378	10,21%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	215 000	226 674	215 000	233 000	18 000	8,37%	18 000	8,37%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	13 924	19 302	16 538	19 302	2 764	16,71%	5 378	38,62%
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	1 254 676	1 238 769	1 222 652	1 273 098	50 446	4,13%	18 422	1,47%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 254 676	1 238 769	1 222 652	1 273 098	50 446	4,13%	18 422	1,47%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	65,51%	63,59%	63,58%	63,59%	0,000	0,02%	-0,019	-2,93%
10	Топлинна ефективност	%	42,97%	38,95%	39,92%	39,00%	-0,009	-2,31%	-0,040	-9,24%
11	Електрическа ефективност	%	22,54%	24,64%	23,66%	24,59%	0,009	3,95%	0,020	9,09%
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	249	229	240	229	-11	-4,44%	-20	-7,93%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	180	199	194	198	5	2,36%	18	10,18%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	347 208	310 966	194 669	319 644	124 975	64,20%	-27 564	-7,94%
10.1.	гореща вода	МВтч	325 896	276 006	175 480	276 006	100 526	57,29%	-49 890	-15,31%
10.2.	пара	МВтч	21 312	34 960	19 189	43 638	24 449	127,41%	22 326	104,76%
11	Технологични разходи - общо	MWh	191 970	171 569	293 473	176 905	-116 568	-39,72%	-15 065	-7,85%
		%	35,60%	35,56%	60,12%	35,63%	-0,245	-40,74%	0,000	0,06%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	180 170	150 080	253 007	150 080	-102 927	-40,68%	-30 090	-16,70%
		%	35,60%	35,22%	59,05%	35,22%	-0,238	-40,35%	-0,004	-1,07%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	11 801	21 489	40 466	26 825	-13 641	-33,71%	15 024	127,32%
		%	35,64%	38,07%	67,83%	38,07%	-0,298	-43,88%	0,024	6,82%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Русе” ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	16 426	16 426	19 062	**46 359**	2 636	29 933
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	47 843	47 843	49 871	43 901	2 028	-3 942
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**2 898**	**2 898**	**-4 120**	**1 902**	-7 018	-996
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	67 167	67 167	64 813	**92 162**	-2 354	24 995
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	228 924	228 924	231 538	231 538		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	215 000	215 000	215 000	215 000	0	0
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	13 924	13 924	16 538	16 538	2 614	2 614
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	347 208	347 208	312 880	312 880		
с гореща вода	МВтч	325 896	325 896	276 197	276 197	-49 699	-49 699
с водна пара	МВтч	21 312	21 312	36 683	36 683	15 371	15 371
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	172,51	172,51	172,51			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	101,83	101,83	101,83			
Ц гв	лв/МВтч	82,62	82,62	82,62			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	41 765	41 765	41 765	41 765		
Собствен капитал	хил. лв.	64 936	64 936	64 936	64 936		
Дял на собствения капитал	%	78,28%	78,28%	78,28%	78,28%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	18 013	18 013	18 013	18 013		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	13	13	13	13		
- кредити	хил. лв.	18 000	18 000	18 000	18 000		
Дял на привлечения капитал	%	21,72%	21,72%	21,72%	21,72%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,94%	6,94%	-9,86%	4,55%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-10,37%**	**4,26%**		

НВск по отчет за ценовия период е -10,37% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск, е отрицателна величина, която се дължи на значителен ръст на условно-постоянните с 16% и променливите разходи с 4%, при условия на ръст на приходите от продажби на некомбинирана електрическа енергия с 18,7% и на топлинната енергия с топлоносител водна пара със 72% при спад на продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите, представени в ОПР е положителна в размер на 4,26%, вследствие на по-високите приходи от продажби, спрямо утвърдените от Комисията.

Извършеният анализ показва, че завишението на условно-постоянните разходи спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,92 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупените по-големи количества CO_2 квоти, спрямо заложените в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ ЕАД одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. текущия финансов резултат е ***печалба*** в размер на 1 902 хил. лв., при ***печалба*** от 4 435 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 и услуги за 2017 г. бележат ръст спрямо предходната година с 10,62%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 4,63%.**

Влошаването на финансовия резултат основно се дължи на ръста на разходите за покупка на емисии и на финансовите разходи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2018 г. е 1,25, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година **е** 1,32, което означава, че дружеството 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 0,71, 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 2018 г. е 42% собствен капитал и 58% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 49% собствен капитал и 51% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 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 2018 г. приходите за дейността бележат ръст спрямо предходната година с 6 052 хил. лв., в т. ч. от топлинна енергия с 2 292 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 971 хил. лв. на 612 хил. лв. или с 359 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 3 542 хил. лв. на 2 106 хил. лв. или с 1 436 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 3 542 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 2 106 хил. лв., съгласно представените данни в Приложение №3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи по нормативни актове" е коригирана от 2 289 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 289 хил. лв., 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;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 12 035 хил. лв. на 4 623 хил. лв. или със 7 412 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 94 598 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 3,91% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс пропорционално на отчетените количества горива през базисната година в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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" ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 193,34 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 193,34 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 102,85 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,81 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 92,55 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 74 135 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 71 250 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 650 хил. лв. и променливи – 54 601 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 40 181 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,18%
- Електрическа енергия – 252 302 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 233 000 MWh
  - от некомбинирано производство – 19 302 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 43 638 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 276 006 MWh

<u>12. „Топлофикация Перник" АД</u>

С писма с вх. № Е-14-03-6 от 29.03.2019 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.11, т. I.12 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 – 243,63 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 94,29 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 41,33 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, са изчислени със следните цени на горивата:
- цена на въглища – 70,38 лв./t нг при калоричност 2 036 kcal/kg;
- цена на природен газ – 536,55 лв./knm^3 при калоричност 8 200 kcal/knm^3;
- цена на биомаса – 32,30 лв./t при калоричност 3 030 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

Всички отчетни данни на „Топлофикация – Перник" АД за 2018 г. са предоставени на Комисията в одитирания годишен финансов отчет за 2018 г. Прогнозната информация е определена въз основа на избраната 2018 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 (804 211 MWh) през прогнозния период е с 6,27% повече от отчетната година и е в размер на 854 600 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- Предвижда се броят потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се увеличи спрямо отчетния период.

- Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 48,16%. Намеренията на дружеството през новия регулаторен период са те да се намалят до 47,03%.

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 01.07.2019 г. — 30.06.2020 г. 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, 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 296 527 MWh, а за периода 2019-2020 се планира да бъдат произведени 319 200 MWh.

Продадена електрическа енергия

През отчетната 2018 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 87 762 MWh на НЕК ЕАД, 28 081 MWh на крайния снабдител – ЧЕЗ АД и 127 158 MWh на свободния пазар, от които 114 339 MWh ВЕКП, компенсирано с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2018 г. е в размер на 228 387 MWh, през новия регулаторен период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 243 636 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствени потребление на „Топлофикация-Перник“ АД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2018 г.

Електрическа енергия за собствени нужди

Планирано е запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди спрямо отчетените през базовата 2018 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)

Изпълнението на дейностите от ремонтната програма на дружеството е било удължено във времето, поради невъзможност за осигуряване навреме на средства за големи основни ремонти на съоръженията.

През първото полугодие на 2019 г. дружеството е насочило усилията си към извършване на отложените ремонти.

През ценови период 07.2019 г. - 06.2020 г. са предвидени общо разходи за ремонт в размер на 1 074 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.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение, са описани в приложената ремонтна програма за 2019 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.

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 два пакета от економайзер I-ва степен на

ПГ5, ще бъде направен основен ремонт на ТГ5, като за същия ще се закупят и монтират два броя нови хладилни помпи с електрически двигатели и много други дейности, които са описани подробно в инвестиционната програма на „Топлофикация-Перник" АД. За периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. ще се инвестира в ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите. Приложена е инвестиционна програма за 2019 г. и отчет на изпълнението на инвестиционната програма за 2018 г.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2018 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 119 531 хил. лв.

„Топлофикация-Перник" АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционните срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемото 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

Оборотния 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 раздел II, т. 32.5. на Указания-НВ, и е в размер на 22 808 хил. лв.

Норма на възвръщаемост на капитала

Използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал" е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 3,35%, средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2018 г.

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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. разходите за амортизации са на нивото на 2018 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2018 г. възлизат на 8 918 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 7 155 хил. лв. и за осигуровки 1 763 хил. лв. За периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. разходите заплати са завишени на 7 724 хил. лв. и за осигуровки – на 1 960 хил. лв. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2019 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

УПР, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2018 г. с 1,30%, като са отразени в Справка № 1 „Разходи".

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергии.

Променливи разходи

В променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: водоподаване, електрическа енергия и др.

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2018 г.

Основно гориво за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г.

Дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от:

- сурови кафяви въглища, доставяни от „Хийт Енерджи“ ЕООД – приложено е копие на договор № 102 от 2014 г. и допълнителните споразумения към него;

- обогатено енергийно гориво (ОЕГ) - съгласно договор от 01.11.2013 г. между „Топлофикация-Перник“ АД и „Хийт Енерджи“ ЕООД;

- биомаса – Поради постоянно нарастващите борсови цени на квотите парникови газове, с едновременно намаляващите количества на безвъзмездно предоставените такива по различни програми, през новия период е предвидена доставка и изгаряне на 80 000 t биомаса.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2019 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 65,22 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 2 171 kcal/kg (Приложение № 2).

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 320 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 3 362 хил. лв. и включват електроенергия за АС, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар.

Разходите за консумативи възлизат на 670 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 – добавка за котлова вода, ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли, разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт. Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2018 г.

Разходите за външни услуги възлизат на 493 хил. лв.

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 27.03.2019 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”. Към 27.03.2019 г. все още няма верифициран доклад. Очаква се верифициращият орган да утвърди доклада за 2018 г. и незабавно същият ще бъде внесен в ИАОС.

До 30 април ежегодно дружеството е задължено да осигури квоти в размер, равен на верифицираните по сметката си в „Регистъра за емисии на парникови газове”, (при неизпълнение на това задължение на операторите се налагат санкции в размер 100 евро за всеки тон невърнати квоти на емисии).

Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

Разходи за емисии за 2018 г.

За 2018 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 197 342 t. Данните са от 27.03.2019 г., като се очаква потвърдително писмо от ИАОС относно приемане на доклада в срок до 15.04.2019 г.

За компенсиране на недостига на квоти е необходимо да се закупят до края на м. април 2019 г. още 80 584 t. Към 26.03.2019 г. цената на квотите е 21,44 евро/t.

Необходимите средства за закупуване на тези 80 584 t са в размер на 3 379 128 лв.

Разходи за емисии за периода 01.07.2019-30.06.2020 г.

Прогнозното количество на закупените емисии ще бъде:

- 337 525 t при изгорени въглища 478 737 t, природен газ – 5 280 000 m^3, брикети – 32 000 t /безплатните квоти са 78 065 t/.

При цена на квотите в новия ценови период от 22,00 евро/t е необходима допълнителна добавка към цената за компенсиране на непризнатите разходи за въглеродни емисии в текущия период (01.07.2018 г. - 30.06.2019 г.).

С писмо с вх. № Е-14-03-8 от 09.05.2019 г. дружеството е представило допълнителната информация, изискана с писмо № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 3,06% по-високи количества реализирана електрическа енергия, с 5,95% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 3,43% увеличение на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени със 5,39% 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 38,95% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 546,92% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 158,50%. Дружеството предвижда намаление на инвестиционни разходи през следващия регулаторен период с 2,78%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	18 536	20 790	21 344	25 756	4 412	20,67%	7 220	38,95%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	6 511	6 763	6 763	6 926	163	2,41%	415	6,37%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	422	282	282	2 730	2 448	868,09%	2 308	546,92%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	0	7 155	7 512	7 724	212	2,82%	7 724	0,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	9 121	1 763	1 851	1 960	109	5,89%	-7 161	-78,51%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 788	1 763	1 851	1 960	109	5,89%	172	9,62%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	7 333				0	0,00%	-7 333	-100,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 482	4 827	4 936	6 416	1 480	29,98%	3 934	158,50%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 117	1 208	1 265	1 358	93	7,35%	241	21,58%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	453,13	470,57	539,94	536,55	-3	-0,63%	83	18,41%
III.	Цена на въглища	лв./t	54,04	58,40	68,00	70,38	2	3,50%	16	30,24%

№	Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	422	282	282	2 730	2 448	868,09%	2 308	546,92%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	392	262	262	2 674	2 412	920,61%	2 282	582,14%
I.2.	по преноса	хил. лв.	30	20	20	56	36	180,00%	26	86,67%
II.	Инвестиции ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	5 570	1 315	1 315	5 415	4 100	311,79%	-155	-2,78%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4 485	1 135	1 135	4 335	3 200	281,94%	-150	-3,34%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 085	180	180	1 080	900	500,00%	-5	-0,46%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	841 700	747 482	809 003	795 300	-13 703	-1,69%	-46 400	-5,51%
1.1.	гореща вода	MWh	420 400	366 598	377 791	378 900	1 109	0,29%	-41 500	-9,87%
1.2.	пара	MWh	421 300	380 884	431 212	416 400	-14 812	-3,43%	-4 900	-1,16%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	63 100	56 729	60 696	59 300	-1 396	-2,30%	-3 800	-6,02%
2.1.	гореща вода	MWh	63 100	56 729	60 696	59 300	-1 396	-2,30%	-3 800	-6,02%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	6,97%	7,05%	6,98%	6,94%	0,000	-0,57%	0,000	-0,50%
3.1.	гореща вода	%	13,05%	13,40%	13,84%	13,53%	-0,003	-2,24%	0,005	3,69%
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	904 800	804 211	869 699	854 600	-15 099	-1,74%	-50 200	-5,55%
4.1.	гореща вода	MWh	483 500	423 327	438 487	438 200	-287	-0,07%	-45 300	-9,37%
4.2.	пара	MWh	421 300	380 884	431 212	416 400	-14 812	-3,43%	-4 900	-1,16%
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	337 147	296 527	326 534	319 200	-7 334	-2,25%	-17 947	-5,32%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	79 636	68 140	75 220	75 564	344	0,46%	-4 072	-5,11%
		%	23,62%	22,98%	23,04%	23,67%	0,006	2,77%	0,001	0,22%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	257 511	228 387	251 314	243 636	-7 678	-3,06%	-13 875	-5,39%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	240 801	219 293	236 715	232 608	-4 107	-1,73%	-8 193	-3,40%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	16 710	9 094	14 599	11 028	-3 571	-24,46%	-5 682	-34,00%
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	1 612 412	1 431 598	1 584 639	1 584 080	-560	-0,04%	-28 332	-1,76%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 612 412	1 431 598	1 584 639	1 541 376	-43 264	-2,73%	-71 037	-4,41%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	42 704	42 704	0,00%	42 704	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	73,11%	72,93%	71,66%	72,31%	0,006	0,90%	-0,008	-1,10%
10	Топлинна ефективност	%	52,20%	52,21%	51,05%	51,60%	0,005	1,07%	-0,006	-1,16%
11	Електрическа ефективност	%	20,91%	20,71%	20,61%	20,71%	0,001	0,50%	-0,002	-0,96%
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	285	285	287	288	1	0,34%	3	1,04%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	148	148	152	150	-2	-1,05%	2	1,17%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	636 000	570 935	620 648	617 100	-3 548	-0,57%	-18 900	-2,97%
10.1.	гореща вода	МВтч	214 700	190 051	189 436	200 700	11 264	5,95%	-14 000	-6,52%
10.2.	пара	МВтч	421 300	380 884	431 212	416 400	-14 812	-3,43%	-4 900	-1,16%
11	Технологични разходи - общо	MWh	205 700	176 547	188 355	178 200	-10 155	-5,39%	-27 500	-13,37%
		%	24,44%	23,62%	23,28%	22,41%	-0,009	-3,76%	-0,020	-8,31%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	205 700	176 547	188 355	178 200	-10 155	-5,39%	-27 500	-13,37%
		%	48,93%	48,16%	49,86%	47,03%	-0,028	-5,67%	-0,019	-3,88%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Перник” АД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Перник" АД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	18 536	18 536	21 344	**31 623**	2 808	13 087
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	51 629	51 629	46 734	31 274	-4 895	-20 355
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**4 958**	**4 958**	**-6 803**	**-2 003**	-11 761	-6 961
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	75 123	75 123	61 275	**60 894**	-13 848	-14 229
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	257 511	257 511	251 314	251 314		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	240 801	240 801	236 715	236 715	-4 086	-4 086
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	16 710	16 710	14 599	14 599	-2 111	-2 111
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	636 000	636 000	620 648	620 648		
с гореща вода	МВтч	214 700	214 700	189 436	189 436	-25 264	-25 264
с водна пара	МВтч	421 300	421 300	431 212	431 212	9 912	9 912
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	139,01	139,01	139,01			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	32,21	32,21	32,21			
Ц гв	лв/МВтч	70,99	70,99	70,99			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	67 019	67 019	67 019	67 019		
Собствен капитал	хил. лв.	94 540	94 540	94 540	94 540		
Дял на собствения капитал	%	95,12%	95,12%	95,12%	95,12%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	4 854	4 854	4 854	4 854		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	8	8	8	8		
- кредити	хил. лв.	4 846	4 846	4 846	4 846		
Дял на привлечения капитал	%	4,88%	4,88%	4,88%	4,88%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%			0,00%	0,00%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,40%	7,40%	-10,15%	-2,99%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-9,61%**	**-2,83%**		

НВск по отчет за ценовия период е -9,61% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, който се дължи на ръст на условно-постоянните разходи с 15% и спад на променливите разходи с 9,48% в резултат на по-ниските продажби на електрическа и топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -2,83%, намалена спрямо утвърдената от Комисията, вследствие на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените.

Извършения анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 43,03 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t и закупените по-големи количества CO_2 квоти спрямо заложените в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет текущият финансов резултат на „Топлофикация - Перник" АД за 2018 г. е ***загуба*** в размер на 2 003 хил. лв., при отчетена ***загуба*** от 2 059 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 и услуги за 2018 г. бележат ръст спрямо предходната година с 2,41%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са намалени с 4,32%.**

Намалението на разходите от оперативната дейност спрямо предходната година се дължи основно на намалените разходи за гориво.

Коефициентът на обща ликвидност за 2018 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,63, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 1,30, което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 2,42, което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 69% собствен капитал и 31% привлечени средства, а за 2017 г. е 61% собствен капитал и 39% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 г. справки по ЕССО за целите на регулирането с приложен одиторски доклад в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2018 г. приходите от дейността бележат ръст спрямо предходната година с 5 831 хил. лв., както и е налице незначителен ръст на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 163 хил. лв. на 107 хил. лв. или с 56 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 2 730 хил. лв. на 282 хил. лв. или с 2 448 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 422 хил. лв;

- изпълнени ремонти за 2018 г – 282 хил. лв, съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи" е коригирана от 2 991 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 991 хил. лв., 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;

- разходите за „Консумативи (химикали, реагенти)" в производството е коригирана от 670 хил. лв. на 550 хил. лв. или със 120 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на аргументирана обосновка и достатъчни аргументи за необходимостта от повишението и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 14 524 хил. лв. на 9 530 хил. лв. или с 4 994 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 194 977 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,09% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс пропроционално на

отчетените количества горива през базисната година, в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период;

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 4 500 t до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през изминалия ценови период в съответствие с т. 5 от общия подход;

- коригирана е цената на въглищата от 70,38 лв./$t_{нг}$ на 57,64 лв./$t_{нг}$ (с 12,74 лв./$t_{нг}$) при калоричност 2 036 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2018 г. съгласно т. 8 от общия подход.

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 164,16 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 164,16 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 73,67 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,25 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 41,06 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
- Необходими годишни приходи – 71 592 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 65 795 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 261 хил. лв. и променливи – 45 534 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 95 264 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,40%
- Електрическа енергия – 243 636 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 232 608 MWh
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 11 028 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 200 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 416 400 MWh

<u>13. „Топлофикация Сливен" ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-07-4 от 01.04.2019 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, като не е представена информация по т.II.8.

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 - 212,29 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара - 87,27 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 73,49 лв./MWh.

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

- цена на въглищата – 84,61 лв./t с калоричност 2 739 kcal/kg;

- цена на мазут – 1 280,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 83,43 лв./t с калоричност 3 350 kcal/kg;
- модифицирано гориво RDF – 6,00 лв./t калоричност 3 000 kcal/kg.

Обосновката на дружеството на прогнозните ценообразуващи елементи за ценови период 2019 г. -2020 г.е следната:

Представените Справки от № 1 до № 9 от ценовия модел и данните в тях са изготвени в съответствие с Указания-НВ и включват отчетни данни за 2018 г. и прогнозни за едногодишен период от 07.2019 г. до 06.2020 г.

1. ПРОИЗВОДСТВО

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя на клиентите на гореща вода. Прогнозата за предстоящия ценовия период е за увеличение на реализираната топлинна енергия с пара и с гореща вода сравнено с отчетната 2018 г. Предвид направените инвестиции в преноса чрез изграждане на нови топлопроводи и абонатни станции през 2018 г. има присъединени нови сгради и такива, които са били консервирани. Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство 15.06.2019 г. – 10.07.2019 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

С цел намаляване на разходите и търсене на възможно най-ниска цена на топлинната енергия не се предвижда производство на топлинна енергия с природен газ.

Количеството електрическа енергия за собствени нужди е съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи и др., свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

През 2018 г. дружеството е реализирало 97 582 MWh топлинна енергия с гореща вода, през предстоящия ценови период прогнозираме увеличение на 100 272 MWh, или с 2 690 MWh повече. За отчетния период продадената топлинна енергия с пара е 142 219 MWh, за предстоящия прогнозата е за 145 219 MWh.

2. РАЗХОДИ.

2.1. 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.

Разходите за консумативи (химикали и реагенти) предстоящия ценови период възлизат на 1 251 хил. лв., формирана от разходи за доставка на вложени киселини, основи, йонообменна смола, вар на обща стойност 110 хил. лв. и разход за вар за газоочистващата инсталация на обща стойност 1 141 хил. лв.

Прогнозната сума на разходите за вода за технологични нужди е изчислена при работа на сероочистващата инсталация (СОИ). Заложените разходи за адитив за СОИ са съобразно работата на инсталацията и постигане минимални разходи, съответно по- ниски цени на електрическата и топлинна енергия.

Вследствие включените АС за битови потребители през последните години е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Очаква се и през следващия ценови период да има увеличение на този разход, предвид присъединяването на нови клиенти.

Сумата за акцизи за електрическа и топлинна енергия са получени съгласно ценовия модел.

Прогнозното количество емисии парникови газове за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.60.2020 г. е изчислено по формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации. От това количество са приспаднати безплатните квоти за 2019 г. и 2020 г. общо 9 020 t. Прогнозният брой необходими квоти за закупуване за следващия ценови период 2019 г. – 2020 г. е показан в справка № 4 в ценовия електронен модел. Разходите за закупуване на необходимите емисии са при цена 25 евро/t.

2.2. Условно- постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2018 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани минимално.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2018 г. и въведените в експлоатация съоръжения през същата година. Нововъдените през 2018 г. активи са на обща стойност 6 775 хил. лв., с месечна амортизация 42 хил. лв., която увеличава разхода за година с 504 хил. лв. В резултат годишните разходите за амортизации за предстоящия период се увеличават от 1 056 хил. лв. на 1 440 хил. лв.

Приложена е справка за въведените през 2018 г. активи по видове.

Разходи за заплати - От 01.01.2019 г. с постановление № 320/20.12.2018 г. на Министерски съвет минималната заплата за страната бе увеличена от 510 лв. на 560 лв. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна в размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението, е ниското възнаграждение за полагания труд в тежките условия на работа, все по-трудното задържане 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, която е увеличена, и считано от 01.01.2019 г. е актуализирана и общата сума, заложена в прогнозата за предстоящия ценови период.

Разходи за вода - Предвиденото увеличение за вода е във връзка с утвърдената от 01.01.2019 г. с решение на КЕВР по- висока цена на водата за „Водоснабдяване и канализация - Сливен" ООД.

Разходи за проверка на уреди в преноса - През тази година изтича двугодишният срок за проверка на част от топломерите в АС. Предвижда се разходът за тези проверки да възлезе на 15 хил. лв.

Ремонтната кампания през базовата 2018 г. имаше за цел реализация на стратегия за минимизиране аварийността на парогенератори, рехабилитация на турбинно оборудване и възстановяване на спомагателни съоръжения, при спазване изискванията на нормативна база за контрол, експлоатация, ремонт на съоръжения и осигуряване безопасни и здравословни условия на труд.

Направените разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления, са както следва:

- Ремонт на най-натоварени съоръжения по енергийни котли – горивоприготвящи и горивоподаващи системи, очистващи инсталации и нагревни повърхнини за 274,87 хил. лв.

- Ремонт на турбо- и електрогенератор, в т. ч. и кондензатор на стойност 649,06 хил. лв.

- Ремонт на съоръжения в горивоподаване - приемни бункери, пътища и системи към тях за 41,33 хил. лв.

- Ремонт на електоапаратура, ел. двигатели и прибори за управление и контрол в електроцех – 68,48 хил. лв.

- Ремонтни дейности по системи за очистване на димни газове в цех „СОИ“ на стойност 64,19 хил. лв.

- Ремонт на автотранспортна техника за получаване обработка и подаване на горива за 26,56 хил. лв.

- Аварийни и планови ремонти по основни топлопреносни магистрали, топлофикационни отклонения и абонатни станции на стойност 195,29 хил. лв.

Извършените мероприятия по съоръженията са за поддържане в изправност без допускане на отклонения при нормалната работа и без настъпила промяна в изпълнение на неговите функции. Същите нямат характер на модернизация, подобрение, реконструкция и не са разходи с инвестиционен характер.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, липсата на средства през 2018 г. не е позволила изпълнение на пълния обем планирани ремонтни дейности.

За предстоящия ценови период ремонтните дейности са свързани с изпълнение на оптимално необходимите задачи, както за изпълнение на забелязаните аварийно опасни участъци и технологични линии, така и превантивно поддържане поне на настоящото ниво степента на годност на техниката в дружеството. Осигуряване на непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия. В този смисъл ще се ремонтират или ще продължи изпълнението на ремонтните работи по:

- Ремонт, възстановяване и подмяна на участъци от нагревни повърхнини на енергийни котли – 1 103,00 хил. лв.

- Ремонтни работи по механична част на електроочистващи съоръжения - 166,70 хил. лв.

- Ремонт за достигане минимално необходимо техническо ниво на електрооборудване, в т. ч. и електропреобразуващи съоръжения за 654,00 хил. лв. Извършваните наблюдения, измервания и анализ по време на работа показват низходяща тенденция към достигане на извъннормируеми показатели.

- Планово ремонтиране на участъци от топлопреносната мрежа с набрана висока аварийност през отоплителния сезон - 339,00 хил. лв.

- Ревизия и ремонт на турбогенератор в част основни лагери и система за хидро-механично управление – 161,00 хил. лв.

- Периодично извозване на сгуропепелни маси за осигуряване на свободни обеми за временно и постоянно съхранение на пепелни и сгурни маси 390 хил. лв.

В УПР не са включени разходите, 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, консервирани и изведени от експлоатация и др.

Стойността на оборотния капитал е определен съгл. т.32.5 от Указания-НВ.

С писмо с вх. № Е-14-07-4 от 02.05.2019 г. дружеството представя изисканата информация с писмо изх. № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г.

Като обосновка на получените приходи от юрисконсултски възнаграждения е представена счетоводна справка за постъпили суми от присъдените възнаграждения, която възлиза на 2 700,39 лв.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 6,99% по-високи количества реализирана електрическа енергия, с 1,39% увеличение на количествата топлинна енергия с гореща вода и с 6,28% увеличение на количествата топлинна енергия с пара спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 10,13%, а за пара са увеличени с 4,25% 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 15,18% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 50,09% и разходите за заплати и възнаграждения с 16,41%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период незначително увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 0,09%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	10 662	9 358	10 559	12 280	1 721	16,30%	1 618	15,18%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 328	1 069	1 230	1 440	210	17,11%	112	8,43%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 665	1 267	1 713	2 499	786	45,88%	834	50,09%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 760	3 806	3 951	4 377	425	10,77%	617	16,41%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	931	955	995	1 098	103	10,37%	167	17,96%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	931	955	995	1 098	103	10,37%	167	17,96%
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.	2 978	2 261	2 670	2 866	196	7,35%	-112	-3,75%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 142	905	976	1 044	68	6,97%	-98	-8,58%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3		359,91			0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	83,42	66,79	69,42	84,61	15	21,90%	1	1,43%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	1 665	1 267	1 713	2 499	786	45,88%	834	50,09%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 400	1 072	1 424	2 167	743	52,18%	767	54,79%
I.2.	по преноса	хил. лв.	265	195	289	332	43	14,88%	67	25,28%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	3 121	746	1 321	3 123	1 802	136,43%	3	0,09%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 522	288	840	2 143	1 303	155,06%	621	40,81%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 599	458	481	981	500	103,89%	-618	-38,67%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	350 305	344 085	335 307	353 086	17 780	5,30%	2 781	0,79%
1.1.	гореща вода	MWh	183 909	161 373	159 823	167 374	7 552	4,73%	-16 534	-8,99%
1.2.	пара	MWh	166 396	182 712	175 484	185 712	10 228	5,83%	19 316	11,61%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	5 100	2 857	3 502	5 300	1 798	51,34%	200	3,92%
2.1.	гореща вода	MWh	1 600	1 712	2 606	1 800	-806	-30,94%	200	12,50%
2.2.	пара	MWh	3 500	1 146	896	3 500	2 604	290,76%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,43%	0,82%	1,03%	1,48%	0,004	43,07%	0,0004	3,06%
3.1.	гореща вода	%	0,86%	1,05%	1,60%	1,06%	-0,005	-33,69%	0,0020	23,36%
3.2.	пара	%	2,06%	0,62%	0,51%	1,85%	0,013	264,26%	-0,0021	-10,21%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	355 405	346 943	338 809	358 386	19 578	5,78%	2 981	0,84%
4.1.	гореща вода	MWh	185 509	163 085	162 429	169 174	6 745	4,15%	-16 334	-8,81%
4.2.	пара	MWh	169 896	183 858	176 380	189 212	12 832	7,28%	19 316	11,37%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		14 220	1 925		-1 925	-100,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ПТК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	169 975	169 831	170 985	182 931	11 946	6,99%	12 956	7,62%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	44 575	46 876	47 579	50 721	3 142	6,60%	6 146	13,79%
		%	26,22%	27,60%	27,83%	27,73%	-0,001	-0,36%	0,015	5,73%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	125 400	122 955	123 406	132 210	8 804	7,13%	6 810	5,43%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	117 000	104 063	115 860	124 610	8 750	7,55%	7 610	6,50%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh		0	0		0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	8 400	18 892	7 546	7 600	54	0,71%	-800	-9,52%
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	776 407	743 240	730 244	778 527	48 283	6,61%	2 120	0,27%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	776 407	720 826	727 855	778 527	50 672	6,96%	2 120	0,27%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	22 415	2 389	0	-2 389	-100,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	67,01%	69,32%	69,29%	68,85%	-0,004	-0,64%	0,018	2,74%
10	Топлинна ефективност	%	45,12%	45,76%	45,80%	45,35%	-0,005	-0,98%	0,002	0,52%
11	Електрическа ефективност	%	21,89%	23,56%	23,49%	23,50%	0,000	0,02%	0,016	7,33%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	63,44%	80,58%	0,00%	-1	-100,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	208	258	267	268	0	0,17%	60	28,91%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	169	173	169	171	1	0,86%	2	0,93%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	242 127	239 801	235 533	245 491	9 958	4,23%	3 364	1,39%
10.1.	гореща вода	МВтч	120 126	97 582	98 893	100 272	1 379	1,39%	-19 853	-16,53%
10.2.	пара	МВтч	122 002	142 219	136 640	145 219	8 579	6,28%	23 217	19,03%
11	Технологични разходи - общо	MWh	108 178	104 284	99 773	107 595	7 822	7,84%	-583	-0,54%
		%	30,88%	30,31%	29,76%	30,47%	0,007	2,41%	-0,004	-1,32%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	63 783	63 791	60 929	67 102	6 173	10,13%	3 319	5,20%
		%	34,68%	39,53%	38,12%	40,09%	0,020	5,16%	0,054	15,60%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	44 395	40 493	38 844	40 493	1 649	4,25%	-3 902	-8,79%
		%	26,68%	22,16%	22,14%	21,80%	-0,003	-1,50%	-0,049	-18,28%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Сливен” ЕАД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Сливен“ ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	10 662	10 662	10 559	**16 857**	-103	6 195
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	26 242	26 242	22 287	16 695	-3 955	-9 547
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**663**	**663**	**3 989**	**-762**	3 326	-1 425
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	37 567	37 567	36 835	**32 790**	-732	-4 777
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	125 400	125 400	123 406	123 406		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	117 000	117 000	115 860	115 860	-1 140	-1 140
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	8 400	8 400	7 546	7 546	-854	-854
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	242 128	242 128	235 533	235 533		
с гореща вода	МВтч	120 126	120 126	98 893	98 893	-21 233	-21 233
с водна пара	МВтч	122 002	122 002	136 640	136 640	14 638	14 638
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	153,01	153,01	153,01			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	79,36	79,36	79,36			
Ц гв	лв/МВтч	78,17	78,17	78,17			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	16 916	16 916	16 916	16 916		
Собствен капитал	хил. лв.	5	5	5	5		
Дял на собствения капитал	%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	505	505	505	505		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	505	505	505	505		
Дял на привлечения капитал	%	99,02%	99,02%	99,02%	99,02%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,88%	3,88%	3,88%	3,88%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	3,92%	3,92%	23,58%	-4,50%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**1812,11%**	**-60,83%**		

НВск по отчет за ценовия период е 1 812,11% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск се дължи на намалените с 15% променливи разходи при условията на намаленото производство.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -60,83% и се дължи на намалените променливи с 36% и ръст на условно-постоянните разходи с 58% при условията на намалено производство.

Съществен момент за „Топлофикация Сливен“ ЕАД е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Извършеният анализ показва, че завишението на разходите спрямо утвърдените се дължи основно на закупените количества CO_2 квоти по цена 48,90 лв./t при приета средна цена за новия регулаторен период от 17,42 лв./t, независимо закупените по-малки количества CO_2 квоти спрямо заложените в утвърдените цени.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет „Топлофикация Сливен” ЕАД за 2018 г. е реализирало ***загуба*** в размер на 762 хил. лв., при отчетена ***печалба*** за предходната година в размер на 7 378 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 нарастват през 2018 г., спрямо 2017 г. с 4,9%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват с 1,58%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е отрицателна величина и в тази връзка може да се направи извода, че дружеството не разполага със собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Общата ликвидност за 2018 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е с тенденция на влошаване спрямо предходната година, като стойността определя затруднения на дружеството да осигури необходимите оборотни средства за обслужване на 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 2018 г. е влошена спрямо предходната година в резултат на отчетения отрицателен финансов резултат.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 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 2018 г. приходите за дейността бележат ръст спрямо предходната година с 1 084 хил. лв., в т. ч. от топлинна енергия 698 хил. лв.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 204 хил. лв. на 185 хил. лв. или с 19 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 2 499 хил. лв. на 1 909 хил. лв. или с 590 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., завишена с 50% 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 2018 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 4 377 хил. лв. на 4 188 хил. лв. или със 189 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 3 806 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 098 хил. лв. на 1 053 хил. лв., или с 45 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 988 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 9 204 хил. лв. на 4 227 хил. лв. или с 4 977 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 86 481 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 3,88% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс пропорционално на отчетените количества горива през базисната година, в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период;

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 1 500 t до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през изминалия ценови период в съответствие с т. 5 от общия подход;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените

безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 165,02 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 165,02 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 74,53 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,86 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,06 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 38 936 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 38 123 хил. лв., от които условно-постоянни – 11 437 хил. лв. и променливи – 26 686 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 22 759 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия– 132 210 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 124 610 MWh
  - от невисокоефективно производство – 7 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100 272 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 145 219 MWh

<u>14. „Топлофикация Габрово" ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-11-6 от 02.04.2019 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. I.9., т. I.12., и II.8.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2019 г., както следва:

- Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 331,53 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител „гореща вода" – 185,63 лв./MWh.

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

- въглища – 161,03 лв./t при калоричност – 3 303 kcal/kg;
- цена на мазут – 850,00 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 143,00 лв./t при калоричност – 3 452 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторния период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., както следва:

1. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са определени, като са анализирани заявените такива за новия ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. и отчетните за 2018 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период.

1.1. Разходи за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съобразно 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 770 хил. лв. От тях 510 хил. лв. са амортизации за производство и 70 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 108 хил. лв. за електрическа енергия, 10 хил. лв. за топлинна енергия и 582 хил. лв. общо за двата продукта.

1.2. Разходи за ремонт

Разходите предвидени за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 430 хил. лв., в това число 330 хил. лв. в направление „Производство“ и 100 хил. лв. в направление „Пренос“.

В направление „Производство” са предвидени следните основни мероприятия: среден ремонт на ЕПГ2; текущ ремонт на ЕПГ8; други ремонти в топлоизточника.

В направление „Пренос” за намаляване на пропуските на топлоносител основната дейност ще бъде насочена към подмяна на износени участъци на преносната мрежа по главното трасе и дворните мрежи.

1.3. Разходи за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

За новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат 1 199 хил. лв. или увеличение с 36,8% в сравнение с отчетените за 2018 г. 876 хил. лв. Увеличението е направено по следните причини:

- *Увеличение на минималната работна заплата за страната от 01.01.2019 г. с 9,8%;*
- *Значително изоставане на ръста на заплащане в дружеството, както от средното в отрасъла така и от фирмите в града и региона, което в последните години е довело до отлив на квалифициран управленски и изпълнителски персонал и незаети работни места.*

1.4. Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

Общият размер на тези разходи по отчет за 2018 г. е 378 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 342 хил. лв. Намалението е с 9,5%, основно поради намаляване на съдебните разходи.

1.5. Приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови потребители. През 2018 г. няма реализирани приходи от тези дейности.

1.6. Обосновка на променливите разходи

1.6.1. Прогнозни количества и разходи за горива

Разходите за горива в енергийната част, посочени в променливите разходи, са в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“.

Прогнозната средна цена 161,03 лв./t, без ДДС, на основното гориво – въглища, за новия регулаторен период е изчислена, както следва:

Прогнозното количество необходими въглища за новия период е 6 300 t със средна калоричност 3 303 kca1/kg, като горивната смес се състои от 3 400 t обогатено енергийно гориво (ОЕГ) със средна калоричност 2 680 kca1/kg, 1 700 t вносни черни въглища марка „Д” със средна калоричност 4 800 kca1/kg и 1 200 t местни черни въглища със средна калоричност 2 945 kca1/kg. Местните въглища се доставят от площадка, находяща се в гр. Сливен. Обогатеното енергийно гориво и вносните черни въглища марка „Д“ се доставят от „Брикел“ ЕАД, гр. Гълъбово. Цената за транспорт е 18 лв./t по дестинацията Габрово - Гълъбово и 11 лв./t по дестинацията Габрово - Сливен.

За осигуряване на нормалната работа на основен котел, изгарящ въглища, за изпълнение на заложената квота на електропроизводство и подаване на топлинна енергия за битово отопление с необходимите параметри се налага използването на горива с минимална

средна калоричност 3 200 kca1/kg. Към заявлението са приложени копия на действащи договори за доставки на въглища.

През прогнозния период се предвижда работа на котела на биомаса с общо количество гориво 11 600 t в съотношение биомаси от селското стопанство и дървесен чипс 8 800 t с калоричност 3 293 kca1/kg и пелети от слънчогледова люспа 2 800 t с калоричност 3 950 kca1/kg. Средната калоричност на микса горива е 3 452 kca1/kg. Приложени са копия на действащи договори за доставки на биомаса.

1.6.2. Разходи за закупена електрическа енергия – *формирани са от количеството електрическа енергия, предназначено за АС, и количествата, закупени извън отоплителния сезон, в който централата няма собствено производство.*

1.6.3. Разходи за консумативи - *включват разходи за коагулант Poliflok 4424, Acualead c1 720, и др. химикали и консумативи. Разходите се увеличават спрямо отчетния период, поради повишаване на покупната цена. За новия ценови период разходите възлизат на 15 хил. лв. При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии.*

1.6.4. Разходи за външни услуги - *в сравнение с отчетната 2018 г. са завишени с 15 хил. лв., поради нарасналата необходимост от наемане на външни фирми за периодично почистване на ЕПГ8 от облагания на нагревните повърхности и честите ремонти по топлопреносните мрежи.*

1.6.5. Разходи за емисии парникови газове ($C0_2$)

През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи с въглища и биомаса. При изгарянето на предвидените 6 300 t въглища прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 8 543 t CO_2. При налични 3 931 безплатни квоти, общото количество на дефицита от емисии за новия ценови период възлиза на 4 612 t CO_2. При цена 49 лв./t разходите за закупуване на емисии възлизат на 225 988 лв.

2. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Справката е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2018 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 31.12.2018 г.

РБА е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

3. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2018 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 7,78%, определена с Решение № Ц – 3 от 28.02.2019 г. на КЕВР.

Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО - 10%.

4. 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 2018 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 и противоналегателна парна турбина ТГЗ. Не се предвижда работа на парната част на централата.

Предвид отчетените по-високи външни температури през изминалите отоплителни сезони, за предстоящия прогнозен период се предвижда по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

- Количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство

Общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство е 47 600 MWh, от което 37 100 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса и 10 500 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

- Количество 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 котли и външните метеорологични условия. Прогнозното количество на топлинна енергия за собствени нужди е намалено с 800 MWh в сравнение с отчетния период и е 10 500 MWh.

- Произведено количество електрическа енергия от инсталацията за комбинирано производство

Предвижда се, с извършването на планираните ремонтни работи и оптимизиране работата на енергийните парогенератори, да се увеличат работните часове и средният електрически товар на ТГЗ, като количеството произведена електрическа енергия достигне 9400 MWh.

- Продадено количество електрическа енергия

Предвижда се оптимизиране работата на съоръженията в централата и разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде намален от 3 000 MWh на 2 800 MWh, при което продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период ще бъде 6 600 MWh.

5. СПРАВКА № 5 - ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 25 400 MWh, като за отопление са 25 300 MWh и за битово-горещо водоснабдяване - 100 MWh.

Топлинна енергия за отопление - *определена е на базата на анализа по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като е взета в предвид аварийността по топлопреносната мрежа, която оказва влияние върху този показател, както и по-високите средни външни температури през последните два отоплителни сезона. Поради тези причини е предвидено увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 5 861 MWh в сравнение с отчетената през 2018 г. При същите стойности на корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление очакваното количеството топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2019/2020 г. възлиза на 25 300 MWh.*

Топлинна енергия за битово-горещо водоснабдяване - *ограничена е в размер на 100 MWh, поради нежеланието на клиентите да ползват услугата, както и поради сезонната работа на централата.*

Общо прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи - *определено е на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2019 г. за намаляване на загубите от изтичане на топлоносител. За отчетните 2018 г. и ценови период от 01.07.2018 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 14 816 MWh (43,25%) и 14 349 MWh (42,79%) от изнесената към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени съгласно Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията.*

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 от 01.07.2019 г. да бъде намалено до 11 700 MWh, което е 31,54% от отпуснатата към преноса топлинна енергия.

Като резултат от изложеното по-горе, отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 37 100 MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага със 123,18% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 43,88% 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 11,94% 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 103,33 % спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в следствие на увеличените разходи за амортизации с 250,00%, разходите за ремонт със 159,04%, разходите за заплати и възнаграждения с 69,35%, както и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 88,95%. 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 472	2 528	2 578	2 993	415	16,10%	1 521	103,33%
Разходи за амортизации	хил. лв.	220	781	770	770	0	0,00%	550	250,00%
Разходи за ремонт	хил. лв.	166	293	300	430	130	43,33%	264	159,04%
Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	708	876	900	1 199	299	33,22%	491	69,35%
Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	197	200	230	252	22	9,57%	55	27,92%
осигурителни вноски	хил. лв.	158	200	230	252	22	9,57%	94	59,49%
социални разходи	хил. лв.	39				0	0,00%	-39	-100,00%
Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	181	378	378	342	-36	-9,52%	161	88,95%
Разходи за външни услуги	хил. лв.	72	180	180	111	-69	-38,33%	39	54,17%
Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3					0	0,00%	0	0,00%
Цена на въглища	лв./t	135,36	130,73	136,61	161,03	24	17,88%	26	18,96%

Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	166	293	300	430	130	43,33%	264	159,04%
в топлоизточника	хил. лв.	166	223	200	330	130	65,00%	164	98,80%
по преноса	хил. лв.	0	70	100	100	0	0,00%	100	0,00%
Инвестиции ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
в топлоизточника	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	37 100	34 255	30 940	37 100	6 160	19,91%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	37 100	34 255	30 940	37 100	6 160	19,91%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	13 579	11 295	10 142	10 500	358	3,53%	-3 079	-22,67%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	13 579	11 295	10 142	10 500	358	3,53%	-3 079	-22,67%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	26,79%	24,80%	24,69%	22,06%	-0,026	-10,65%	-0,047	-17,67%
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	50 679	45 550	41 082	47 600	6 518	15,87%	-3 079	-6,08%
4.1.	гореща вода	MWh	37 100	34 255	30 940	37 100	6 160	19,91%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	13 579	11 295	10 142	10 500	358	3,53%	-3 079	-22,67%
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	7 900	4 881	3 700	9 400	5 700	154,05%	1 500	18,99%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 700	34	922	3 200	2 278	247,07%	1 500	88,24%
		%	21,52%	0,70%	24,92%	34,04%	0,091	36,61%	0,125	58,20%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	6 200	4 847	2 778	6 200	3 422	123,18%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	6 200	4 847	2 778	6 200	3 422	123,18%	0	0,00%
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	59 925	70 025	60 810	70 690	9 880	16,25%	10 765	17,96%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	59 925	70 025	60 810	70 690	9 880	16,25%	10 765	17,96%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	75,09%	55,89%	56,96%	65,78%	0,088	15,48%	-0,093	-12,40%
10	Топлинна ефективност	%	61,91%	48,92%	50,88%	52,48%	0,016	3,15%	-0,094	-15,23%
11	Електрическа ефективност	%	13,18%	6,97%	6,08%	13,30%	0,072	118,55%	0,001	0,87%
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	439	657	632	491	-141	-22,35%	51	11,70%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	125	158	150	149	-1	-0,89%	24	18,91%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	31 400	19 439	17 653	25 400	7 747	43,88%	-6 000	-19,11%
10.1.	гореща вода	МВтч	31 400	19 439	17 653	25 400	7 747	43,88%	-6 000	-19,11%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	5 700	14 816	13 287	11 700	-1 587	-11,94%	6 000	105,26%
		%	15,36%	43,25%	42,94%	31,54%	-0,114	-26,56%	0,162	105,26%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	5 700	14 816	13 287	11 700	-1 587	-11,94%	6 000	105,26%
		%	15,36%	43,25%	42,94%	31,54%	-0,114	-26,56%	0,162	105,26%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Габрово“ ЕАД

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	Ценова рамка КЕВР 01.07.2018-30.06.2019 г.	Ценова рамка КЕВР 01.10.2018-30.06.2019 г.	Отчет за ценовия период - РР	Отчет по ОПР за периода 01.01.2018-31.12.2018 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6	7= 5-4	8= 6-4
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 472	1 472	2 578	**2 953**	1 106	1 481
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	2 584	2 584	2 269	2 489	-315	-95
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**218**	**218**	**-2 402**	**-1 698**	-2 620	-1 916
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	4 274	4 274	2 445	**3 744**	-1 829	-530
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	6 200	6 200	3 664	3 664		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	6 200	6 200	3 664	3 664	-2 536	-2 536
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	31 400	31 400	17 653	17 653		
с гореща вода	МВтч	31 400	31 400	17 653	17 653	-13 747	-13 747
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	236,85	236,85	236,85			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	70,65	70,65	70,65			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	89,34	89,34	89,34			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	5 515	5 515	5 515	5 515		
Собствен капитал	хил. лв.	25	25	25	25		
Дял на собствения капитал	%	0,97%	0,97%	0,97%	0,97%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	2 550	2 550	2 550	2 550		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	2 550	2 550	2 550	2 550		
- кредити	хил. лв.	0	0	0	0		
Дял на привлечения капитал	%	99,03%	99,03%	99,03%	99,03%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	3,95%	3,95%	-43,56%	-30,79%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**7,00%**	**-3678,62%**	**-2495,18%**		

НВск по отчет за ценовия период е -3 678,62% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните разходи при условията на намалени продажби на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите, представени в ОПР, е отрицателна в размер на -2 495,18%, вследствие на намалените приходи, спрямо утвърдените от Комисията, при двойно нарастване на условно-постоянните разходи.

Съществен момент за „Топлофикация Габрово“ ЕАД е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

„Топлофикация Габрово” ЕАД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. отчита ***загуба*** в размер на 1 698 хил. лв. при ***загуба*** за 2017 г. в размер на 618 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 намаляват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 5,05%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. със 17,34%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал е отрицателна величина, което не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, дружеството не е дефинирало задълженията си на краткосрочни и дългосрочни, от което да се определи общата ликвидност като индикатор за липса или наличие на оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и невъзможността да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2018 г. общо от регулираната дейност дружеството има дългосрочни задължения към финансови институции в размер на

1 951 хил. лв., а в структурата на краткосрочните задължения с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в общ размер на 6 895 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2018 г., както и в края на 2017 г., остава влошена и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации са коригирани от 770 хил. лв. на 461 хил. лв. или с 309 хил. лв. в производството в съответствие с отчетната стойност на активите от позиция „машини, съоръжения и оборудване" съгласно справка № 2 „РБА" и амортизационна норма за регулаторни цели;

- разходите за ремонт са коригирани от 430 хил. лв. на 293 хил. лв. или с 137 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г.;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 199 хил. лв. на 965 хил. лв., или с 234 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 876 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 252 хил. лв. на 220 хил. лв., или с 32 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 200 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи" е коригирана от 50 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 50 хил. лв., 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;

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" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,86% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- коригирана е цената на въглищата от 161,03 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 303 kcal/kg на 116,86 лв./$t_{нг}$ (с 44,17 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2018 г. 130,73 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 695 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- коригирана е цената на биогоривото от 143,00 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 452 kcal/kg на 94,54 лв./$t_{нг}$ (с 48,46 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2018 г., 99,14 лв./$t_{нг}$ при калоричност 3 620 kcal/kg,съгласно т. 8 от общия подход.

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса" технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 11 700 MWh (31,54%) на 2 700 MWh или с 9 000 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 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) – 267,99 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 267,99 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 177,50 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 100,53 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 5 227хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 145 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 231 хил. лв. и променливи – 2 914 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 273 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,61%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 400 MWh

15. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

С писмо вх. № Е-14-24-5 от 02.04.2019 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на топлинната енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията.

Допълнително с писмо вх. № Е-14-24-5 от 11.04.2019 г. дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2018 г., доклад за дейността и копие на публикация с предложената за утвърждаване цена на топлинна енергия.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода – 42,18 лв./MWh, без ДДС.

Обосновката на дружеството е следната:

СПРАВКА № 1 – „Разходи за производство на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за регулаторен период 01.07.2019 - 30.06.2020 г. е разработена на база отчетни данни за 2018 г. Прогнозните разходи са разделени на условно–постоянни разходи и променливи разходи, съгласно Указания-НВ.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергията, 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. Разделянето на общите разходи на Електропроизводство 2 на разходи за производство на електрическа енергия и за производство на топлинна енергия се основава на дела на количеството електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на произведената топлинна енергия, чрез т. н. коефициент на редукция. Делът на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство. 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 двата продукта на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлоенергия.

***Разходите за производство** на топлинна енергия са в размер на 166 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 3 885 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2018 г.*

Другите разходи са формирани 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.

Съгласно Указания-НВ и в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, спазвайки Закона за Счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, приета от Комисията в дружеството е

организирана отделна отчетност. Всички разходи на цех ТС, чиято основна дейност е топлоснабдяване на стопански и битови потребители в гр. Козлодуй, се отнасят в отделна счетоводна сметка 611/2 – Разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

Преките разходи, *отчетени за 2018 г. са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването тези разходи са намалени с 252 хил. лв. съгласно горецитираните указания, като корекции са нанесени в следните позиции:*

- *Разходи за заплати и възнаграждения са намалени съгласно т. 19 от Указания-НВ, с 252 хил. лв.*
- *Приходи от присъединяване, услуги и топлоносител и директно възлагане на клиенти*

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 21 хил. лв.

Разпределени разходи - *В отчетените за 2018 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 292 хил. лв. както следва:*

- *Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2018 г., персоналът зает в цех Топлоснабдяване е 65 души и коефициентът на разпределение е 0.0275 (разчетен на база численост на персонала - 2 363 бр.). Разпределените социални разходи за ТС са на стойност 1 102 хил. лв.*
- *В перо „Други разходи“, освен преките разходи, се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи).*

Общо производствените разходи се разпределят на база на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти. Коефициентите се определят на шестмесечие и за 2018 г. са:

- от януари до юни – обща балансова стойност на активите на обектите е 2 010 494 хил. лв. на ТС – 4 594 хил. лв. Общо производствените разходи през разглеждания период са на стойност – 36 655 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0023. Производствените разходи, отнесени в разходите на ТС, са на стойност 84 хил. лв.

- от юли до декември – общата балансова стойност на активите на обектите е 1 919 317 хил. лв., на ТС – 4 330 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0023. Общо производствените разходи за периода са на стойност 46 206 хил. лв. Производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 106 хил. лв.

Административни разходи *- разпределят се между електрическата енергия и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности и за 2018 г. са в размер на 506 хил. лв. За целите на ценообразуването, спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 372 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.*

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2019-30.06.2020 г. са на стойност 4 051 хил. лв. Възвръщаемостта на капитала е в размер на 50 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 4 101 хил. лв.

СПРАВКА № 2 - РБА

Регулаторната база на активите към 31.12.2018 г. е в размер на 8 120 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2018 г., пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 8 405 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 655 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 370 хил. лв. За целите на ценообразуването оборотният капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации.

СПРАВКА № 3 - Норма на възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост е 0,62% 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. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 2,81% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2018 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2018 г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евроатом. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

СПРАВКА № 4 - ТИП в производството

В справка №4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия.

През новия регулаторен период се очаква произведената топлинна енергия от бойлерните установки на блоковете и размерът на собствените нужди да са на нивото на отчетните данни за 2018 г. Следва да се отбележи, че климатичният фактор оказва съществено влияние върху прогнозните производствени показатели.

Величина	***Изм.***	***РП 2018-2019***	***РП 2018-2019***	***2018***	***РП 2019-2020***
		Прогноза	*Отчет ценови период*	*Отчет*	*Прогноза НРП*
Производство на ТЕ	*MWh*	*190 000*	*188 485*	*199 371*	*199 425*
ТЕ за технологични СН	*MWh*	*80 000*	*70 874*	*82 425*	*82 425*
ТЕ за реализация	*MWh*	*88 000*	*94 149*	*94 079*	*94 100*

СПРАВКА № 5 - ТИП в преноса

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2018 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период.

Сумарното прогнозното количество реализирана топлоенергия в новия ценови период се базира на отчетните данни за 2018 г. и актуализираната прогноза за настоящия период (с отчетни данни до м. февруари 2019 г.). Отчитайки ефекта от реализираните мерки за енергийна ефективност при крайното потребление в града, се прогнозира малък спад в потреблението. Очаква се ръстът на потреблението на площадката да продължи, предвид въвеждането в експлоатация на нови обекти на ДП РАО.

С писмо с вх. № Е-14-24-6 от 10.05.2019 г. от дружеството е представило допълнителната информация, изискана с писмо № Е-14-00-4 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за новия ценови период са намалени с 0,05% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР от 13,05% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на ръста на разходите за ремонт с 90,70%, последвани от разходите за амортизации с намаление от 28,22%, както и разходите за заплати и възнаграждение с 14,31%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 41,21%.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019– Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	3 547	4 019	3 983	4 010	27	0,68%	463	13,05%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	672	862	862	862	0	-0,04%	190	28,22%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	29	55	67	55	-12	-17,46%	26	90,70%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 870	2 138	2 138	2 138	0	0,00%	268	14,31%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	367	408	408	408	0	0,00%	41	11,22%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	367	408	408	408	0	0,00%	41	11,22%
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.	623	568	526	568	42	7,98%	-55	-8,83%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	59	46	46	46	0	0,00%	-13	-22,03%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2018 – Прогноза 2017 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.	29	55	67	55	-12	-17,46%	26	90,70%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	29	55	67	55	-12	-17,46%	26	90,70%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	2 041	844	704	2 882	2 178	309,38%	841	41,21%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	2 041	844	704	2 882	2 178	309,38%	841	41,21%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Прогноза ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	79 480	78 770	79 268	77 736	-1 532	-1,93%	-1 744	-2,19%
1.1.	гореща вода	MWh	79 480	78 770	79 268	77 736	-1 532	-1,93%	-1 744	-2,19%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	80 000	82 425	70 874	82 425	11 551	16,30%	2 425	3,03%
2.1.	гореща вода	MWh	80 000	82 425	70 874	82 425	11 551	16,30%	2 425	3,03%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	42,11%	41,34%	37,60%	41,33%	0,037	9,92%	-0,008	-1,84%
3.1.	гореща вода	%	42,11%	41,34%	37,60%	41,33%	0,037	9,92%	-0,008	-1,84%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
	Топлинна енергия за обекти на площадката	MWh	**30 520**	**38 176**	**38 342**	**39 264**	922	2,40%	8 744	28,65%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	190 000	199 371	188 485	199 425	10 941	5,80%	9 425	4,96%
4.1.	гореща вода	MWh	190 000	199 371	188 485	199 425	10 941	5,80%	9 425	4,96%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение в гр. Козлодуй - общо	МВтч	57 480	55 902	55 806	54 836	-971	-1,74%	-2 644	-4,60%
10.1.	гореща вода	МВтч	57 480	55 902	55 806	54 836	-971	-1,74%	-2 644	-4,60%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
	Топлинна енергия за обекти на площадката		30 520	38 176	38 342	39 264	922	2,40%	8 744	28,65%
	Топлинна енергия общо		**88 000**	**94 079**	**94 149**	**94 100**	-49	-0,05%	6 100	6,93%
11	Технологични разходи - общо	MWh	22 000	22 868	23 462	22 900	-561	-2,39%	900	4,09%
		%	27,68%	29,03%	29,60%	29,46%	-0,001	-0,47%	0,018	6,43%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	22 000	22 868	23 462	22 900	-561	-2,39%	900	4,09%
		%	27,68%	29,03%	29,60%	29,46%	-0,001	-0,47%	0,018	6,43%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„АЕЦ Козлодуй” ЕАД

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

Съгласно представения **одитиран** годишен индивидуален финансов отчет за 2018 г. дружеството отчита нетна ***печалба*** в размер на 163 546 хил. лв., нараснала спрямо предходната година, когато е била 117 899 хил. лв. Общият всеобхватен доход за годината е ***печалба*** в размер на 169 962 хил. лв., формиран от печалбата и друг всеобхватен доход, нетно от данъци положителен в размер на 6 416 хил. лв., докато за 2017 г. всеобхватният доход е ***печалба*** от 113 328 хил. лв., включващ печалбата и друг всеобхватен доход – ***загуба*** в размер на 4 571 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа енергия и топлинна енергия за 2018 г. нарастват спрямо предходната година с 20,75%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 15,00%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2018 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 2018 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства, аналогична на тази в края на 2017 г.

Образуване на цената

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй” ЕАД Комисията счита, че следва да утвърди следната 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 – 42,18 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 101 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 051 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 010 хил. лв. и променливи – 41 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 120 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 0,62%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94 100 MWh

16. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-1 от 03.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е представено отчетна информация по т. I.2, т. I.5, т. I.9, т. I.10, отчетна информация за 2018 г. с приложени справки по ЕССО, прогнозна информация по т. II.2, действащи договори за доставка на природен газ и за изкупуване на електрическа енергия.

Дружеството е предложило за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия – 221,21 лв./MWh, без ДДС.

Така предложената за утвърждаване цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 495,17 лв./knm^3 при калоричност 8 000 kcal/knm^3 и акцизна ставка на природния газ – 0,60 лв./GJ.

Обосновката на „Когрийн” ООД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия

период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е следната:

Дружеството експлоатира два когенератора за производство на електрическа и топлинна енергия с обща мощност 6,66 MW.

Консуматорите на полезна топлинна енергия от инсталацията са пряко присъединени клиенти, оранжерийните предприятия на площадката, които чрез собствени тръбопроводи получават топлинна енергия – гореща вода, директно от топлинната схема на „КОГРИЙН" ООД. Измерването на топлинната енергия се извършва с топломери – търговски прибори, в точката на вземането при топлинните акумулатори. Всички съоръжения са доставени през 2011 г. и въведени в експлоатация в края на м. април 2012 г.

Производствената програма на когенерационната инсталация е подчинена на програмата на оранжерийните предприятия на площадката.

Производствена програма

Прогнозна програма на когенерационната инсталация на „Когрийн" ООД през новия ценови период:

Производство на електрическа енергия - 29 542 MWh

Електроенергия за собствени нужди - 2 594 MWh

Електроенергия за продажба - 26 948 MWh

Отпусната топлинна енергия - 34 800 MWh

Топлинна енергия за продажба - 34 300 MWh

Инвестиционна и ремонтна програма за 2019 г.

Дружеството не предвижда значителни инвестиционни разходи. Ремонтната програма ще се изразява в текущо поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните часове в работа 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 ДМА на дружеството към 31.12.2018 г. са на стойност 10 147 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. Като когенерационната мощност – 6,66 MW на „Когрийн" ООД, е изградена със собствени средства и кредити, отразени в приложените документи.

Приложен е линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма, препоръчана от КЕВР в Указания-НВ за 15 г.

***Размерът на оборотните средства** е изчислен в съответствие с Указания-НВ.*

***Разходите за материали** са на база прогнозни разходи за съответните консумативи за инсталацията като: масло за допълване и смяна; етилен гликол; леватит и други химикали за омекотителната инсталация.*

***Радходи за външни услуги** - задължителни застраховки на оборудване и работна сила; абонаментно поддържане на прибори и инсталации; разходи за охрана и други услуги.*

***Разходите за ремонт** се формират основно на база договор със специализирана фирма за сервизно и текущо ремонтиране на агрегатите.*

Трудовите разходи съответстват на одобрения щат на фирмата.

Като други разходи са отнесени базисни разходи за функциониране на предприятието.

Променливи разходи

Дружеството посочва, че над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Те са формирани при настояща цена на природния газ – 495,17 лв./knm^3.

Разходите за природен газ са изчислени, като са отчетени разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, като работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

***Нормата на възвръщаемост** е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения 7,51%, съгласно договорите за кредит.*

С писмо с вх. № Е-14-68-3 от 10.05.2019 г. дружеството е представило допълнителна

информация относно количествата електрическа енергия за собствени нужди и собствено потребление.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството е прогнозирало аналогично производство на топлинна енергия на отчетеното през предходния ценови период и увеличение на количеството електрическата енергия с 8,66% спрямо отчета за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 22,70% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на ръста на разходите за ремонт с 50,00%, последвани от разходите за заплати и възнаграждения с 31,75% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 27,36%. Дружеството предвижда намаление на инвестиционните разходи през следващия регулаторен период със 100,00%.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2018 – Прогноза 2017 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	3 093	3 605	3 578	3 795	217	6,06%	702	22,70%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	676	676	676	676	0	0,00%	0	0,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	300	400	400	450	50	12,50%	150	50,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	315	375	375	415	40	10,67%	100	31,75%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	150	150	145	150	5	3,45%	0	0,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	150	150	145	150	5	3,45%	0	0,00%
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.	1 652	2 004	1 982	2 104	122	6,16%	452	27,36%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 010	992	992	1 015	23	2,32%	5	0,50%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	419,13	475,00	475,00	495,17	20	4,25%	76	18,14%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2018 – Прогноза 2017 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.	300	400	400	450	50	12,50%	150	50,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	300	400	400	450	50	12,50%	150	50,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	60	2 530	60	0	-60	-100,00%	-60	-100,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	60	2 530	60	0	-60	-100,00%	-60	-100,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	34 300	29 065	29 122	29 122	0	0,00%	-5 178	-15,10%
1.1.	гореща вода	MWh	34 300	29 065	29 122	29 122	0	0,00%	-5 178	-15,10%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	500	500	500	500	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	500	500	500	500	0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,44%	1,69%	1,69%	1,69%	0	0,00%	0	17,48%
3.1.	гореща вода	%	1,44%	1,69%	1,69%	1,69%	0	0,00%	0	17,48%
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	34 800	29 565	29 622	29 622	0	0,00%	-5 178	-14,88%
4.1.	гореща вода	MWh	34 800	29 565	29 622	29 622	0	0,00%	-5 178	-14,88%
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	29 542	26 928	26 928	29 542	2 614	9,71%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 594	2 128	2 128	2 594	466	21,90%	0	0,00%
		%	8,78%	7,90%	7,90%	8,78%	0,009	11,11%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	26 948	24 800	24 800	26 948	2 148	8,66%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	26 948	24 800	24 800	26 948	2 148	8,66%	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	79 195	74 116	74 116	84 556	10 440	14,09%	5 361	6,77%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	79 195	74 116	74 116	84 556	10 440	14,09%	5 361	6,77%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,61%	75,55%	75,62%	69,38%	-0,062	-8,26%	-0,112	-13,94%
10	Топлинна ефективност	%	43,31%	39,22%	39,29%	34,44%	-0,049	-12,35%	-0,089	-20,48%
11	Електрическа ефективност	%	37,30%	36,33%	36,33%	34,94%	-0,014	-3,84%	-0,024	-6,34%
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	179	182	191	191	0	0,00%	12	6,77%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	143	158	153	153	0	0,00%	10	6,77%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	34 300	29 065	29 122	29 122	0	0,00%	-5 178	-15,10%
10.1.	гореща вода	МВтч	34 300	29 065	29 122	29 122	0	0,00%	-5 178	-15,10%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Когрийн” ООД

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения от „Когрийн" ООД одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. е видно, че дружеството отчита ***нетна печалба*** в размер на 1 027 хил. лв. спрямо 2017 г., когато е 16 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 се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. с 23,91%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност също се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. с 30,10%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал е отрицателна величина, което не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи със собствени средства, отчита ниска обща ликвидност, което е индикатор за липса на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и невъзможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2018 г., както и в края на 2017 г. остава влошена, и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 400 хил. лв. на 350 хил. лв. или с 50 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Финансови разходи" е коригирана от 194 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 194 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" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 7,50% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

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) – 207,57 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 207,57 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 117,08 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 95,39 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 8 866 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 447 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 410 хил. лв. и променливи – 5 037 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 11 453 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,65%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

С писмо с вх. Е-14-70-3 от 18.04.2019 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 определяне преференциална цена на електрическа енергия– 203,25 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при среднопретеглена цена на природния газ – 511,62 лв./knm^3 (без ДДС), в т.ч.:

- цена на природен газ – 476,85 лв./knm^3;
- цена за пренос – 4,21 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 30,56 лв./knm^3.

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма *– тя е разработена при следните изходни параметри:*

- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 - 3,044 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 3,035 MW
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 - 0,900 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2 - 0,972 MW

- натовареността на двата двигателя в централата през новия ценови период е прогнозирана на база предвижданата производствена програма на дружеството и климатичните условия в района.

Производствената програма на ТЕЦ „500 дка“ за периода 2019 г. - 2020 г. е представена в табличен вид.

2. Регулаторна база на активите (РБА)

За целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2018 г., в размер на 5 536 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид.

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 съществуващия газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „500 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

4. Ремонтна програма

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 моточаса на двигателя.

В цената на поддръжката влиза*: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 , текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2000 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. Променливи разходи

Променливите разходи за прогнозна 2019 г. – 2020 г., са както следва:

• цена на природен газ: - 511,62 лв./knm^3 (без ДДС),
• разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 61 хил. лв.
• разход за вода - 1 хил. лв.
• разход за ел. енергия - 19 хил. лв.
• разходи за акциз на природен газ - 118 хил. лв.
• разходи за външни услуги - 6 хил. лв.

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи при работа и на двата ко-генератора:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) - 572 хил. лв.
- разходи за ремонт - 555 хил. лв.
- разходи за заплати - 281 хил. лв.
- разходи за соц. осигуровки - 60 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 426 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на Указания-НВ, според които 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.

*- **I-ви етап**:*

- м. май 2014 г., „Оранжерии Гимел“ АД рефинансира всички свои кредитни експозиции към „Сибанк“ АД и „Интерлийз“ ЕАД от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проектите под формата на инвестиционен кредит.

Представена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“.

***II-ри етап**: През м. март 2015 г. „Оранжерии Гимел“ АД е подписало нов договор за кредит с „Уникредит Булбанк“ АД за финансиране на II-ри етап от когенерационна инсталация с 20% самоучастие.*

При така зададените изходни параметри, нормата на възвръщаемост за 2019г./2020г. е 4,69%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия за новия ценови период са с 12,30% по-високи от отчетените.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 12,83% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 62,64% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018– 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 122,72%, последвани от разходите за заплати и възнаграждения със 101,94% и ръст на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 140,70%. 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2018 – 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.	1 164	1 731	1 736	1 893	157	9,06%	729	62,64%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	571	572	572	572	0	-0,02%	1	0,15%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	249	494	527	555	28	5,26%	306	122,72%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	139	250	260	281	21	7,96%	142	101,94%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	28	50	55	60	5	9,09%	32	114,29%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	28	50	55	60	5	9,09%	32	114,29%
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.	177	366	322	426	104	32,28%	249	140,70%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	149	235	194	276	82	42,27%	127	85,23%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	436,55	435,72	504,83	511,62	7	1,35%	75	17,20%
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 01.07.2017 г.	Отчет 2017 г.	Отчет ценови период 01.07.2017 - 30.06.2018 г.	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2018 – Прогноза 2017 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.	249	494	527	555	28	5,31%	306	122,89%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	249	494	527	555	28	5,31%	306	122,89%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	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%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	18 773	14 324	16 771	18 923	2 152	12,83%	150	0,80%
1.1.	гореща вода	MWh	18 773	14 324	16 771	18 923	2 152	12,83%	150	0,80%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	541	412	483	545	62	12,84%	4	0,74%
2.1.	гореща вода	MWh	541	412	483	545	62	12,84%	4	0,74%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	0	0,00%	0	-0,06%
3.1.	гореща вода	%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	0	0,00%	0	-0,06%
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	19 314	14 736	17 254	19 468	2 214	12,83%	154	0,80%
4.1.	гореща вода	MWh	19 314	14 736	17 254	19 468	2 214	12,83%	154	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					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	18 754	14 474	16 942	19 066	2 124	12,54%	312	1,66%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 018	722	870	1 016	146	16,83%	-2	-0,20%
		%	5,43%	4,99%	5,13%	5,33%	0,002	3,81%	-0,001	-1,83%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	17 736	13 752	16 072	18 050	1 977	12,30%	314	1,77%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	17 736	13 752	16 072	18 050	1 977	12,30%	314	1,77%
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	48 010	36 651	42 961	48 736	5 775	13,44%	726	1,51%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	48 010	36 651	42 961	48 736	5 775	13,44%	726	1,51%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	78,16%	78,57%	78,47%	77,95%	-0,005	-0,67%	-0,002	-0,28%
10	Топлинна ефективност	%	39,10%	39,08%	39,04%	38,83%	-0,002	-0,54%	-0,003	-0,70%
11	Електрическа ефективност	%	39,06%	39,49%	39,44%	39,12%	-0,003	-0,80%	0,001	0,15%
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	164	153	153	154	1	0,80%	-9	-5,57%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	160	155	155	156	1	0,54%	-3	-2,11%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	18 773	14 324	16 771	18 923	2 152	12,83%	150	0,80%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	18 773	14 324	16 771	18 923	2 152	12,83%	150	0,80%
	гореща вода	MWh	18 773	14 324	16 771	18 923	2 152	12,83%	150	0,80%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Оранжерии Гимел“ АД - 500 дка

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г. на „Оранжерии Гимел" АД</u>

Съгласно представения индивидуален одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. дружеството отчита ***печалба*** в размер на 157 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за 2017 г. в размер на 2 121 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 6,40%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 8,69%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, липса на достатъчно собствени оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения, както и невъзможността дружеството да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

ТЕЦ „Оранжерии Гимел" АД е представило към годишния финансов отчет за 2018 г. и справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност отделно за ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка".

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г. на „Оранжерии Гимел" АД – 500 дка</u>

Съгласно представените справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност е видно, че през 2018 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" дружеството отчита ***загуба*** в размер на 542 хил. лв., при отчетена ***печалба*** през 2017 г. в размер на 96 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 2018 г. спрямо 2017 г. с 11,86%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 13,57%.**

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за ремонт са коригирани от 555 хил. лв. на 494 хил. лв. или с 61 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 281 хил. лв. на 250 хил. лв., или с 31 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., която авансово е повишена с 10% над утвърдената през 2018 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" нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,45% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 197,27 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 197,27 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,78 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 921 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 686 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 801 хил. лв. и променливи – 2 884 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 051 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,88%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 050 MWh

18. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

С писмо с вх. Е-14-70-2 от 18.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия– 199,95 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при среднопретеглена цена на природния газ – 512,50 лв./knm^3 (без ДДС), в т. ч.:

- цена на природен газ – 476,85 лв./knm^3;
- цена за пренос – 4,21 лв./knm^3;
- цена за капацитет – 31,44 лв./knm^3.

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма *– тя е разработена при следните изходни параметри:*

- начална дата на V-ти ценови период - 01.07.2017
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 - 2,679 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 2,745 MW
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 - 2,192 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2 - 2,211 MW
- собствена консумация на КГ1 и съп. уредби в работен режим - 130 kW /всеки/
- собствена консумация на КГ2 и съп. уредби в работен режим - 115 kW /всеки/
- собствена консумация на трансформатори и съп. уредби в неработен режим - 8 kW /всеки/;

Работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период - 01.07.2019 - 30.06.2020 г. е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжериен комплекс 200 дка. Производствената програма на ТЕЦ „200 дка“ за периода 2019-2020 г. е представена в табличен вид.

2. Регулаторна база на активите (РБА)

За целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2018 г., в размер на 7 998 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид.

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 съществуващия 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.

В цената на поддръжката влиза*: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни*

поддръжки на всеки 2000 и 6000 часа, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 часа, мониторинг на първите 2000 часа, 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. Променливи разходи

Променливите разходи за прогнозна 2019 г. – 2020 г. са, както следва:

• цена на природен газ: 512,50 лв./knm^3 (без ДДС), в т.ч.:

• разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 26 хил. лв.

• разход за вода - 12 хил. лв.

• разход за ел. енергия - 14 хил. лв.

• разходи за акциз на природен газ - 159 хил. лв.

• разходи за външни услуги - 36 хил. лв.

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи при работа и на двата ко-генератора:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) - 849 хил. лв.

- разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма) - 526 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) - 282хил. лв.

- разходи за соц. осигуровки - 55 хил. лв.

- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 439 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на Указания-НВ, според които 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

***Структурата за финансиране** на когенерационната инсталация на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е, както следва:*

*- **I-ви етап**: договор за инвестиционен кредит № 386/09.05.2014 г. със срок на изплащане 138 месеца.*

*- **II-ри етап**: Изпълнен съгласно Договорно споразумение 002 за инженеринг, реализация и строителство „до ключ“ (EPC) съгласно Общите условия на „Сребърната книга“ – Първо издание 1999 г. и споразумение от 25.10.2013 г. от „Бавариан Енерджи“ АД, като сумата по договора е разсрочена на 60 бр. равни месечни вноски.*

Поради забавяне в плащанията от страна на „Оранжерии Гимел“ АД, „Бавариан Енерджи“ АД цедира вземането си по цитирания по-горе договор на фирмата-майка „Гимел“ АД през м. декември 2015 г. е стартирана процедура по увеличение на капитала на „Оранжерии Гимел“ АД със сумата на цедираното вземане. В резултат на което, финансирането на втори етап от когенерационната централа е трансформирано във финансиране със собствен капитал.

Сумата, касаеща изпълнението на Договорно споразумение 002 и цедирана на „Гимел“ АД, а в последствие с нея предприетото увеличение на капитала е в размер на 3 237 515 лв.

При така зададените изходни параметри нормата на възвръщаемост за 2019г./2020г. е 6,25%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за предходния ценови период са с 4,07% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 3,86% по- ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 46,59% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018– 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 60,25% и ръст на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 118,34%. 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 467	1 990	2 070	2 151	81	3,90%	684	46,59%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	765	819	819	849	30	3,63%	84	10,98%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	328	468	517	526	9	1,65%	198	60,25%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	146	258	258	282	24	9,31%	136	93,17%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	27	51	50	55	5	10,00%	28	103,70%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	27	51	50	55	5	10,00%	28	103,70%
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.	201	394	425	439	13	3,16%	238	118,34%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	173	250	276	285	9	3,26%	112	64,74%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	436,59	434,00	504,46	512,50	8	1,59%	76	17,39%
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 01.07.2017 г.	Отчет 2017 г.	Отчет ценови период 01.07.2017 - 30.06.2018 г.	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2018 – Прогноза 2017 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.	328	468	517	526	9	1,74%	198	60,37%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	328	468	517	526	9	1,74%	198	60,37%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	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%

№	Наименование	Дименсия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	25 231	21 379	23 983	24 909	926	3,86%	-322	-1,28%
1.1.	гореща вода	MWh	25 231	21 379	23 983	24 909	926	3,86%	-322	-1,28%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	748	634	711	739	28	3,89%	-9	-1,25%
2.1.	гореща вода	MWh	748	634	711	739	28	3,89%	-9	-1,25%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	0	0,03%	0	0,03%
3.1.	гореща вода	%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	0	0,03%	0	0,03%
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	25 979	22 013	24 694	25 648	954	3,86%	-331	-1,28%
4.1.	гореща вода	MWh	25 979	22 013	24 694	25 648	954	3,86%	-331	-1,28%
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 ПТК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	26 227	22 409	25 119	26 128	1 010	4,02%	-99	-0,38%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 314	1 116	1 259	1 298	38	3,06%	-16	-1,23%
		%	5,01%	4,98%	5,01%	4,97%	-0,0005	-0,93%	-0,0004	-0,85%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	24 913	21 293	23 859	24 831	971	4,07%	-82	-0,33%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	24 913	21 293	23 859	24 831	971	4,07%	-82	-0,33%
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	65 296	55 088	61 883	65 949	4 066	6,57%	653	1,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	65 296	55 088	61 883	65 949	4 066	6,57%	653	1,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ПТК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	78,81%	79,49%	79,35%	77,39%	-0,020	-2,47%	-0,014	-1,80%
10	Топлинна ефективност	%	38,64%	38,81%	38,76%	37,77%	-0,010	-2,54%	-0,009	-2,25%
11	Електрическа ефективност	%	40,17%	40,68%	40,59%	39,62%	-0,010	-2,39%	-0,005	-1,36%
12	Топлинна ефективност на ВК§ПТК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	158	148	149	152	4	2,45%	-6	-3,70%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	162	156	157	161	4	2,61%	-1	-0,64%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	25 231	21 379	23 983	24 909	926	3,86%	-322	-1,28%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	25 231	21 379	23 983	24 909	926	3,86%	-322	-1,28%
	гореща вода	MWh	25 231	21 379	23 983	24 909	926	3,86%	-322	-1,28%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

Съгласно представените справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност е видно, че през 2018 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита ***печалб*а** в размер на 217 хил. лв., която се увеличава спрямо отчетената 86 хил. лв. през 2017 г.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 34,39%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 35,66 %.**

Образуване на цената

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

- разходите за ремонт са коригирани от 526 хил. лв. на 468 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 282 хил. лв. на 258 хил. лв., или с 24 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., която авансово е повишена с 10% над утвърдената през 2018 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” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,45% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 195,66 лв./MWh, в т. ч.:
   - индивидуални разходи за единица енергия – 195,66 лв./MWh
   - премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,17 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 6 449 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 945 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 064 хил. лв. и променливи – 3 881 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 637 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,84%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 24 831 MWh

19. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

С писмо с вх. Е-14-73-1 от 12.04.2019 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.

Към заявлението допълнително са представени фактури за закупени количества природен газ и електрическа енергия.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическа

енергия – 222,56 лв./MWh, без ДДС.

Така предложената за утвърждаване цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена цена на природния газ – 511,55 лв./knm^3 (без ДДС), при калоричност 8 000 kcal/knm^3, която включва:

- цена на природен газ - 476,85 лв./knm^3
- цена за пренос - 4,21 лв./knm^3
- цена за капацитет - 30,49 лв./knm^3

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

Планираните разходи през новия ценови период са съобразно следните условия:

Представена е производствена програма за периода юли 2019 г. – юни 2020 г., в която са посочени прогнозни количества произведена електрическа и топлинна енергия, количество електрическа и топлинна енергия за собствена консумация, продадена електрическа енергия и отпусната топлинна енергия от централата.

Инвестиционна програма

Отчетната стойност на активите, участващи в РБА, е в размер на 6 696 хил. лв.

Натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване към 31.12.2018 г. са 79 хил. лв. – за сгради; 1 998 хил. лв. – за сгради за съоръжения, машини и оборудване.

Посочва се, че включените към ДМА на когенерационната инсталация, част от съществуващите газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Като разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

Дружеството е представило извлечение от инвентарна книга за когенерационна централа към 31.12.2018 г. и извлечение от инвентарна книга за удостоверяване на стойността на използвания газопровод.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател от 0 до 59 999 моточаса на двигателя, а именно: общи разходи за ремонт и поддръжка – 108 хил. лв., цена за поддръжка и ремонт за 1 h работа – 18 евро/h.

В цената на поддръжката са включени: 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 материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 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 са включени смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

Променливите разходи за работа на когенерационната инсталация през първата година - 01.07.2019 г., са изчислени при прогнозна обща цена на природен газ – 511,55 лв./knm^3 (без ДДС).

Променливите разходи са: за природен газ –1 123 хил. лв.; разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 24 хил. лв.(изчислени на база часове работа на двигателя); разход за електрическа енергия - 20 хил. лв.; разходи за акциз на природен газ - 50 хил. лв.

Условно – постоянни разходи

През първата година от дейността на когенерационната система, са заложени следните прогнозни УПР:

Разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) - 411 хил. лв.; разходи за ремонт (съгласно представената ремонтна програма) - 108 хил.

лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) - 136 хил. лв.; разходи за социални осигуровки - 27 хил. лв.

Разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 198 хил. лв., в т. ч. разходи за застраховки - 47 хил. лв.; въоръжена и противопожарна охрана - 48 хил. лв.; експертни и одиторски - 39 хил. лв.; разходи за наем - 24 хил. лв.; данъци и такси - 4 хил. лв.; други, описани в Справка № 1 - 36 хил. лв.

При определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала“ от Указания-НВ, според която дружества, с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

Посочва се, че през м. май 2014 г. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към „ПИБ“ АД /МКБ Юнионбанк АД/ от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършеното до момента самоучастие по проекта под формата на инвестиционен кредит. Представена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация и финансовите условия по кредита, като се посочва, че на 27.09.2018 г. е подписан последният Анекс № 14.

Нормата на възвръщаемост на капитала е 4,45%.

С писмо с вх. Е-14-73-2 от 25.04.2019 г. дружеството е представило допълнително изисканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 24,43% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 24,64% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 2,01% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 11,78%. 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	862	830	856	879	24	2,78%	17	2,01%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	411	411	411	411	0	0,00%	0	0,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	112	93	95	108	13	13,45%	-4	-3,44%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	136	128	132	136	4	2,77%	0	-0,29%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	26	25	27	27	0	0,00%	1	2,84%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	26	25	27	27	0	0,00%	1	2,84%
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.	177	172	191	198	7	3,82%	21	11,78%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	156	158	164	166	2	1,22%	10	6,41%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	435,84	424,96	499,64	511,55	12	2,38%	76	17,37%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	112	93	95	108	13	13,68%	-4	-3,57%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	112	93	95	108	13	13,68%	-4	-3,57%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	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%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	8 007	5 964	6 230	7 764	1 535	24,64%	-243	-3,03%
1.1.	гореща вода	MWh	8 007	5 964	6 230	7 764	1 535	24,64%	-243	-3,03%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	205	153	159	200	41	25,79%	-5	-2,44%
2.1.	гореща вода	MWh	205	153	159	200	41	25,79%	-5	-2,44%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,50%	2,50%	2,49%	2,51%	0	0,90%	0	0,59%
3.1.	гореща вода	%	2,50%	2,50%	2,49%	2,51%	0	0,90%	0	0,59%
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	8 212	6 117	6 389	7 964	1 576	24,67%	-248	-3,01%
4.1.	гореща вода	MWh	8 212	6 117	6 389	7 964	1 576	24,67%	-248	-3,01%
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	8 237	6 135	6 410	7 987	1 577	24,61%	-250	-3,03%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	430	306	327	418	91	27,84%	-12	-2,76%
		%	5,22%	4,99%	5,10%	5,23%	0,001	2,59%	0,0001	0,28%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 807	5 829	6 083	7 569	1 486	24,43%	-238	-3,05%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 807	5 829	6 083	7 569	1 486	24,43%	-238	-3,05%
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	21 059	15 332	16 098	20 421	4 323	26,85%	-638	-3,03%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	21 059	15 332	16 098	20 421	4 323	26,85%	-638	-3,03%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	77,14%	78,91%	78,52%	77,13%	-0,014	-1,76%	0	0,00%
10	Топлинна ефективност	%	38,02%	38,90%	38,70%	38,02%	-0,007	-1,75%	0	0,00%
11	Електрическа ефективност	%	39,11%	40,01%	39,82%	39,11%	-0,007	-1,77%	0	0,00%
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	164	155	156	155	-1	-0,48%	-9	-5,31%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	163	159	160	159	-1	-0,51%	-4	-2,40%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	8 007	5 964	6 230	7 764	1 535	24,64%	-243	-3,03%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	8 007	5 964	6 230	7 764	1 535	24,64%	-243	-3,03%
	гореща вода	MWh	8 007	5 964	6 230	7 764	1 535	24,64%	-243	-3,03%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

От представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД г. е видно, че дружеството отчита ***загуба*** в размер на 992 хил. лв., а през 2017 г., отчита ***печалба*** в размер на 824 хил. лв. Съгласно представените справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност е видно, че през 2018 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита ***загуба*** в размер на 714 хил. лв., която е увеличена спрямо отчетената през 2017 г. в размер на 695 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 2018 г. спрямо 2017 г. с 23,04 %;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. с 13,12%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, но не в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 19% собствен капитал и 81% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 25% собствен капитал и 75% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 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 2018 г. приходите от продажби са само от електрическа енергия и бележат ръст спрямо предходната година с 214 хил. лв.

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” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,45% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 218,13 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 218,13 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 127,64 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 269 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 096 хил. лв., от които условно-постоянни – 879 хил. лв. и променливи – 1 217 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 830 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,57%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 569 MWh

20. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация

съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за предстоящия ценови период;
- справки с отчетна информация за 2018 г. по прилагането на ЕССО;
- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- отчетна и прогнозна информация по т. I.5 и II.2 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия– 272,57 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са извършени при цена на компресиран природен газ – 738,74 лв./knm^3.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството не е представило отчетна информация за новия ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.) на техническите показатели в Приложение № 3, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените им стойности спрямо прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 34,85% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г.– 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за амортизации с 201,39%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 -30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	990	1 302	1 262	1 335	73	5,78%	345	34,85%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	144	434	434	434	0	0,00%	290	201,39%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	445	384	344	406	62	18,02%	-39	-8,76%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	97	97	97	98	1	1,03%	1	1,03%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	17	17	17	18	1	5,88%	1	5,88%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	17	17	17	18	1	5,88%	1	5,88%
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.	287	370	370	379	9	2,43%	92	32,06%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	242	295	295	299	4	1,36%	57	23,55%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	599,13	674,68	674,68	738,74	64	9,49%	140	23,30%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 -30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	445	384	344	406	62	18,02%	-39	-8,76%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	445	384	344	406	62	18,02%	-39	-8,76%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	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%

„Инертстрой - Калето” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

„Инертстрой - Калето“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 3 296 хил. лв. при 1 654 хил. лв. за 2017 г.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2018 г. се увеличават спрямо 2017 г. с 15,72%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. с 15,40%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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 2018 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 85% собствен капитал и 15% привлечени средства.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 434 хил. лв. на 100 хил. лв., или с 334 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 ремонт са коригирани от 406 хил. лв. на 384 хил. лв. или с 22 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1.2 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” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,58% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 230,55 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 230,55 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 140,06 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 3 348 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 251 хил. лв., от които условно-постоянни – 879 хил. лв. и променливи – 2 372 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 860 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 800 MWh

21. „Нова Пауър“ ЕООД

С писмо с вх. № Е-12-00-150 от 01.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител, част от изисканата с Писмото на КЕВР информация. В придружителното писмо се посочва, че „Нова Пауър“ ЕООД е нов собственик на съществуваща производствена когенераторна инсталация, находяща се в гр. Сливен, база

„Оранжерии“ (ТЕЦ „Оранжериен комплекс“). Дружеството посочва, че не разполага с отчетна информация и анализи за предходен ценови период, поради това, че за първа година подава заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин. Поради същата причина, дружеството не представя и договор за продажба на електрическа енергия и договор за доставка на гориво, чието подписване предстои.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия - 245,58 лв./MWh, без ДДС, която се различава от преференциалната цена, изчислена в Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“.

Изчисленията са направени с цена на природен газ 550,93 лв./knm^3, без ДДС.

Към заявлението не е представена писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи на предложената за определяне цена на електрическа енергия.

С писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация. С писмо към вх. № Е-12-00-150 от 02.05.2019 г., „Нова Пауър“ ЕООД е уведомило КЕВР, че дружеството не разполага с отчетна информация за 2018 г., поради това, че за първа година подава заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, като заявява, че ще прилага стриктно ЕССО в своята дейност.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Със заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия за новия регулаторен период, подадено от „Нова Пауър“ ЕООД, не е представено попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.) на технико-икономическите показатели и на отделните елементи на УПР, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените УПР спрямо прогнозните им стойности, както и на техническите параметри.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

„Нова-Пауър” ЕООД съгласно представения годишен финансов отчет за 2018 г. отчита ***печалба*** в размер на 15 хил. лв., докато през 2017 г. не е осъществявало дейност.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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 за обслужване на текущите задължения.

Анализът на финансовата структура в края на 2018 г. показва, че дружеството осъществява дейността си изцяло с привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 398 хил. лв. на 186 хил. лв., или с 212 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 ремонт са коригирани от 194 хил. лв. на 100 хил. лв. или с 94 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции „Разпределение на природен газ“, „Снабдяване с природен газ“, „Акциз“, „Балансиране“ и „Пренос, достъп и осиг. капацитет“ са коригирани от 433 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 433 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 са включени в цената на природния газ.

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

като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „ТИП в производството” е коригирано количеството електрическа енергия за собствени нужди в производството от 3 029 MWh (20,27%) на 829 MWh (5,55%) с цел недопускане на енергия за собствено потребление да се отчита като собствени нужди на инсталацията.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3 MW. Централата е съществуващ обект, въведен в експлоатация с разрешение за ползване № ДК-07-ЮИР-3/07.01.2011 г. на ДНСК, за който КЕВР е определяла преференциални цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство, както и е издавала сертификати за произход на тази енергия.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Нова Пауър” ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 170,52 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 170,52 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 80,03 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 48,10 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 3 096 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 853 хил. лв., от които условно-постоянни – 837 хил. лв. и променливи – 2 016 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 775 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 14 111 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 340 MWh

22. ЧЗП „Румяна Величкова”

С писмо с вх. № Е-14-59-1 от 02.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението не са приложени:

- договор за продажба на електрическа енергия за 2019 г.;
- договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него;
- справки с отчетна информация за 2018 г. по прилагането на ЕССО;
- отчетна и прогнозна информация по т. I.5 и II.2 от Писмото на КЕВР.

Дружеството предлага за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 140,01 лв./MWh, без ДДС, с включена добавка – 8,00 лв./MWh.

Предложената за определяне цена на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 475,96 лв./knm^3, без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация. Същата е представена с писмо с вх. № Е-14-59-1 от 30.04.2019 г.

В представената от ЧЗП „Румяна Величкова“ обяснителна записка към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия се посочва следното:

Когенераторът, тип „BHKW JMS 612 GS-N.LC“, производство на „Йембахер“ – Австрия, с инсталирана електрическа мощност N_{el} = 1 850 kW и топлинна мощност 1 820 kW е изграден в оранжерията на ЧЗП „Румяна Величкова“ в с. Трудовец, Ботевградско, и е въведен в експлоатация в началото на 2008 г.

1. Производствена програма

Дружеството посочва, че производствената програма на когенератора е подчинена на работата на оранжерията.

През 2018 г., както и през предходната година, оранжерията е работила по схемата на януарско засаждане, с намерение за рекултивация през летните месеци. Поради различни производствени и пазарни причини рекултивация през летните месеци е извършена частично, но оранжерията е отоплявана и когенераторната инсталация е работила.

През 2018 г. когенераторът е работил 3 752 h, като е произведена 6 950 MWh електрическа енергия и е опусната 7 191 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

През 2019 г. се предвижда оранжерията да работи при януарско разсаждане и рекултивация през летните месеци и производство до края на годината, така се очаква когенераторът през следващия експлоатационен период да работи около 4 550 h.

Производствената програма на когенератора се очаква да бъде:

	2018 г.	***2019 г.***
• Електрическа енергия бруто, MWh.....	*6950*	*8420*
• Електроенергия за собствени нужди.....	*430*	*600*
• Електроенергия нето, в т.ч:.....	*6520*	*7820*
- Собствено потребление	*430*	*600*
- Продажби на потребители.....	*0*	*0*
- Продажби на ЕРД.....	*6520*	*7820*
• Топлинна енергия за консумация в оранжерията.....	*7191*	*8740*

2. Разход на гориво

Електрическия 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, еднакъв с този, постигнат през 2018 г.

3. Амортизационни отчисления

Дружеството заявява, че инвестиционните разходи за когенераторната инсталация под 600 euro/kW, практически са най-ниски в България, като същевременно други газобутални системи с подобна инсталирана електрическа мощност имат признати от КЕВР значително по-високи инвестиционни разходи, поради което получават по-високи амортизационни отчисления, респективно по-високи преференциални цени.

Дружеството е приложило списък на дълготрайни материални активи и тяхната отчетна стойност към 31.12.2018 г.

4. Разходи за труд

ЧЗП „Румяна Величкова“ посочва, че се стреми да разходва минимално количество труд за експлоатацията на когенерационната инсталация.

Поради ограничения персонал през последните години са били допуснати няколко аварии и когенерационната инсталация е увеличила неприемливо престоя за ремонт. Поради това дружеството е назначило супервайзер. За следващия регулаторен период дружеството предлага разход за труд с няколко % по-висок от направените разходи за труд през 2018 г.

5. Разходи за ремонти

През 2018 г. е извършен текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените 16 000 h след основен ремонт, както и ремонт на генератора в „Енергоремонт Варна“ , турбокомпресора, цилиндри 1 и 2, на обща стойност 76 хил. лв.

През 2019 г. ще се извърши текущ ремонт и поддържане на когенерационната инсталация, която се предвижда на всеки 2000 h на агрегата – 16 000, 18 000 h и 20 000 h експлоатация, съгласно спесификацията на сервизната компания.

6. Други разходи

Другите разходи включват обичайните разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, масло за доливане и смяна и на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, ел. енергия, химикали и външни услуги.

Променливите разходи, повечето от които покриват разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

Дружеството посочва, че през 2017 г. и 2018 г. 100% от произведената от комбинирания модул топлинна енергия е използвана за производство на растителна земеделска продукция.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 29,43% по-ниски количества на произведената електрическа енергия и по- ниски с 36,01% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са по- ниски с 28,44%, а за топлинна енергия с гореща вода с 36,01% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило незначително увеличение на общата стойност на УПР с 0,28% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за амортизации с 60,24%. 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 -30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	363	341	382	364	-18	-4,71%	1	0,28%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	83	133	177	133	-44	-24,86%	50	60,24%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	118	68	76	75	-1	-1,32%	-43	-36,44%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	78	76	74	82	8	10,81%	4	5,13%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	23	23	19	21	2	10,53%	-2	-8,70%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	21	17	19	21	2	10,53%	0	0,00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	2	6			0	0,00%	-2	-100,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	84	64	55	74	19	34,55%	-10	-11,90%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	13	8	10	12	2	20,00%	-1	-7,69%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	417,12	371,47	474,75	475,96	1	0,25%	59	14,11%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 -30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	118	68	76	75	-1	-1,32%	-43	-36,44%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	118	68	76	75	-1	-1,32%	-43	-36,44%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	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%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019г.	Прогноза в цени от 01.07.2019г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	8 800	7 191	6 470	8 800	2 330	36,01%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	8 800	7 191	6 470	8 800	2 330	36,01%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	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-общо	MWh	8 800	7 191	6 470	8 800	2 330	36,01%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	8 800	7 191	6 470	8 800	2 330	36,01%	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	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	8 430	6 950	6 513	8 430	1 917	29,43%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	630	430	440	630	190	43,18%	0	0,00%
		%	7,47%	6,19%	6,76%	7,47%	0	10,62%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 800	6 520	6 073	7 800	1 727	28,44%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 800	6 520	6 073	7 800	1 727	28,44%	0	0,00%
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	630		440	630	190	43,18%	0	0,00%
		%	7,47%	0,00%	6,76%	7,47%	0,007	10,62%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	21 619	17 312	16 085	21 619	5 534	34,40%	0	0,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	21 619	17 312			0	0,00%	-21 619	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,70%	78,89%	0,00%	85,00%	1	0,00%	0,053	6,65%
10	Топлинна ефективност	%	40,70%	40,03%	0,00%	45,80%	0	0,00%	0,051	12,52%
11	Електрическа ефективност	%	38,99%	38,86%	0,00%	40,00%	0	0,00%	0,010	2,58%
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	169				0	0,00%	-169	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	152				0	0,00%	-152	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	8 800	7 191	6 470	8 800	2 330	36,01%	0	0,00%
10.1.	гореща вода	МВтч	8 800	7 191	6 470	8 800	2 330	36,01%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh				0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч				0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	8 800	7 191	6 470	8 800	2 330	36,01%	0	0,00%
	гореща вода	MWh	8 800	7 191	6 470	8 800	2 330	36,01%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. ЧЗП „Румяна Величкова" отчита ***печалба*** в размер на 569 хил. лв., която е увеличена спрямо 2017 г., когато е била 129 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 се увеличават през 2018 г. спрямо 2017г. с 35,09 %;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. с 9,14 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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 2018 г. е 78% собствен капитал и 22% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 75% собствен капитал и 25% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи" разходите за амортизации в производството са намалени от 133 хил. лв. на 40 хил. лв. или с 93 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;

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.

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) – 143,02 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 143,02 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 52,53 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 502 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 451 хил. лв., от които условно-постоянни – 298 хил. лв. и променливи – 1 153 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 653 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 820 MWh

23. „Алт Ко" АД

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 12.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложено следното: отчетна и прогнозна информация съответно по т. I.5 и т.II.2, копия на действащ договор за изкупуване на електрическа енергия, инвестиционна и ремонтна програми за 2018 г. и за периода 2018 г. - 2019 г.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия - 168,52 лв./MWh, без ДДС.

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 509,99 лв./knm^3 (без ДДС) с калоричност 8 150 kcal/knm^3;

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия е представена обяснителна записка, в която е посочено следното:

Общата инсталирана мощност на централата е 1,85 MWh.

Амортизационните разходи са приети на база утвърдените от КЕВР в предходните регулаторни периоди.

Условно-постоянните разходи са приети въз основа на реално отчетените за 2018 г. и за предходния регулаторен период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), доколкото производството е идентично с това през цитираните периоди. Дружеството посочва, че централата има договор за техническа поддръжка (текущ ремонт) с „Филтър“ ООД, предоставен на КЕВР в предишни регулаторни периоди.

По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция в оранжерия.

Разстоянието между централата и консуматорите на топлина е малко, поради което в предложението за преференциална цена не са включени разходи за технологични загуби при пренос.

Изчисленията в приложение № 5 са направени с калоричност 10,545 kcal/knm^3, каквато е определена от „Булгартрансгаз“ ЕАД за м. април 2019 г.

Централата не е включена в системата за контрол и отчитане на емисии парникови газове, респективно в разходите не са предвидени такива за закупуване на парникови емисии.

С писмо с вх. Е-14-58-2 от 07.05.2019 г. дружеството е представило допълнително изисканата информация с писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 2,63% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 1,17% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 6,48% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на намалените разходи за заплати и възнаграждения с 16,28%, разходи за ремонт с 11,11% при ръст на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 7,02%. 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	710	597	629	664	35	5,56%	-46	-6,48%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	265	271	271	271	0	0,00%	6	2,26%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	135	106	110	120	10	9,09%	-15	-11,11%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	215	146	160	180	20	12,50%	-35	-16,28%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	38	25	27	32	5	18,52%	-6	-15,79%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	38	25	27	32	5	18,52%	-6	-15,79%
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.	57	49	61	61	0	0,00%	4	7,02%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	38	35	41	41	0	0,00%	3	7,89%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	427,07	376,28	470,32	509,99	40	8,43%	83	19,42%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	135	106	110	120	10	9,09%	-15	-11,11%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	135	106	110	120	10	9,09%	-15	-11,11%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	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%

„Алт Ко” АД

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	7 031	7 122	7 087	7 004	-83	-1,17%	-27	-0,38%
1.1.	гореща вода	MWh	7 031	7 122	7 087	7 004	-83	-1,17%	-27	-0,38%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	365	380	388	392	4	1,03%	27	7,40%
2.1.	гореща вода	MWh	365	380	388	392	4	1,03%	27	7,40%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	4,94%	5,07%	5,19%	5,30%	0,001	2,11%	0,004	7,40%
3.1.	гореща вода	%	4,94%	5,07%	5,19%	5,30%	0,001	2,11%	0,004	7,40%
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	7 396	7 502	7 475	7 396	-79	-1,06%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	7 396	7 502	7 475	7 396	-79	-1,06%	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	7 350	7 452	7 555	7 350	-205	-2,71%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	420	416	438	420	-18	-4,11%	0	0,00%
		%	5,71%	5,58%	5,80%	5,71%	-0,001	-1,44%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	6 930	7 036	7 117	6 930	-187	-2,63%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	6 715	7 036	7 117	6 930	-187	-2,63%	215	3,20%
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	215				0	0,00%	-215	-100,00%
		%	2,93%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	17 424	17 847	17 912	17 532	-380	-2,12%	108	0,62%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	17 424	17 847	17 912	17 532	-380	-2,12%	108	0,62%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	82,54%	81,66%	81,74%	81,87%	0,001	0,16%	-0,007	-0,80%
10	Топлинна ефективност	%	40,35%	39,91%	39,57%	39,95%	0,004	0,97%	-0,004	-1,00%
11	Електрическа ефективност	%	42,18%	41,75%	42,18%	41,92%	-0,003	-0,60%	-0,003	-0,62%
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	145	204	204	208	4	1,92%	63	43,31%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	162	106	106	102	-4	-3,62%	-60	-36,86%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	7 031	7 122	7 087	7 004	-83	-1,17%	-27	-0,38%
10.1.	гореща вода	МВтч	7 031	7 122	7 087	7 004	-83	-1,17%	-27	-0,38%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Алт Ко” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

Финансовият резултат на „Алт Ко" АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. е ***печалба*** в размер на 332 хил. лв., която е намалена спрямо 2017 г., когато е в размер на 614 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 електрическа и топлинна енергия за 2018 г. намаляват спрямо 2017 г. с 38,35%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват значително с 31,32%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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 2018 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2018 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" е отчетена печалба в размер на 171 хил. лв., която се увеличава спрямо отчетената печалба през 2017 г., когато е 13 хил. лв., а от нерегулирана дейност през 2018 г. дружеството също отчита печалба в размер на 203 хил. лв., която намалява спрямо отчетената в размер на 674 хил. лв. за 2017 г.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 98% собствен капитал и 2% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 96% собствен капитал и 4% привлечени средства.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизация са коригирани от 271 хил. лв. на 265 хил. лв. или с 6 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 180 хил. лв. на 175 хил. лв., или с 5 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 160 хил. лв., увеличена с до 10%, 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.

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) – 175,23 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 175,23 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 84,74 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 751 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 645 хил. лв., от които условно-постоянни – 653 хил. лв. и променливи – 992 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 364 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh

24. „Брикел” ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-31-5 от 01.04.2019 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 приложен одитиран годишен финансов отчет за 2018 г., отчетни справки за 2018 г. по ЕССО и информация по т. II.8. от Писмото на КЕВР.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 234,47 лв./MWh.

2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66,78 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглищата – 84,50 лв./t с калоричност 2 398 kcal/kg;
- цена на мазут – 805,98 лв./t с калоричност 9500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 24,15 лв./t с калоричност 3216 kcal/kg.

Изчислените цени на енергия в ценовия модел са по-ниски от предложените за утвърждаване.

Обосновката на дружеството е следната:

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производствената програма за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 6% повече от отчетената и е в размер на 1 716 622 MWh.

Предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото на отчетния период.

Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 4 352 MWh или 25,14%.

Количеството електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 и чл. 162а и чл. 162б 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 577 601 MWh, а за новия ценови период се планира да бъдат произведени 620 450 MWh.

В производствената програма на „Брикел“ ЕАД през 2018 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 393 254 MWh. За периода 2019 г. -2020 г. е планирано това количество, което ще се реализира при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ да е в размер на 430 000 MWh.

Към момента между „Брикел” ЕАД и „Гранд енерджи дистрибюшън” ЕООД има действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени. Също така между „Брикел” ЕАД и фонд „СЕС” е подписан договор за компенсиране с премии 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2018 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствени нужди:

Планирано е запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 27,15%, спрямо отчетените през базовата 2018 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):

Ремонтната програма на дружеството е частично отложена и удължена във времето, поради намалено производство и недостиг на средства от увеличените разходи на дружеството. Следствие на аварийност дружеството е увеличило разходите за балансиране, а поради увеличение на цените на парниковите газове са увеличени и разходите за закупуване на емисии.

Поради изложените причини, от одобрените 3 461 хил. лв. за ремонти през периода 2018 г. - 2019 г., общата стойност на отчетените разходи през 2018 г. възлизат на 1 246 хил. лв.

Основните ремонти на турбогенератор № 2 и парогенератор № 2 са отложени за 2019 г., поради невъзможността за осигуряване на средства.

През ценови период 07.2019 г. - 06.2020 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 3 046 хил. лв., изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание дългия срок на експлоатация на съоръженията, липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди и сформираните ремонтни звена в дружеството.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение са описани в приложената ремонтна програма за новия ценови период.

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 на дружеството са предвидени за обезпечаване на техническото обслужване и плановите ремонти, за поддържане в изправно и работоспособно състояние на сградите и съоръженията на дружеството. 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.

Инвестиционна програма

В дружеството е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторния период.

Отчетът се отнася за извършените разходи за инвестиции на база фактически констатации по проекти, включени в Националния план за инвестиции(НПИ) на Република България за периода 2013 г. – 2020 г. и проекти, заложени в бизнес-плана на „Брикел" ЕАД.

Преимуществено инвестиционната програма на ТЕЦ „Брикел" ЕАД е насочена към проекти за рехабилитация и модернизация на основно енергийно оборудване, чиято реализация ще допринесе за намаляване на емисиите на парникови газове по икономически ефективен начин, и в тази връзка съгласно утвърдения НПИ, свързан с дерогацията по чл.10в от Директива 2003/87/ЕО, и съобщение на Европейската комисия 2011/С99/03. „Брикел" ЕАД изпълнява планираните инвестиционни проекти, с крайни срокове за реализация в периода 2013 г. – 2020 г.

Общата изразходвана сума за 2018 г. за инвестиции е 8982 хил. лв., реализирани по 9 инвестиционни проекта, 6 от които са включени в НПИ.

Пет от тях са закрити през ноември 2018 г. и със стойността на отчетените инвестиционни разходи по тях са формирани нови ДМА. В прогнозните разходи за амортизации за новия ценови период, които участват при формиране на признатите разходи за регулаторни цели, са добавени разходите за амортизации, произтичащи от изпълнените проекти в размер на 705 хил. лв.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2018 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 195 697 хил. лв.

Дружеството 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.

За ценови период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. оборотният капитал за производство е в размер на 19 106 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 19 083 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия - 23 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 2018 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,88%.

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 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. разходите за амортизации са на нивото на 2018 г., увеличени с годишната амортизационна норма на закритите проекти по НПИ.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2018 г. възлизат на 12 444 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 9 892 хил. лв. и за осигуровки 2 552 хил. лв. За новия ценови период са завишени разходите за заплати на 11 376 хил. лв. и 2935 хил. лв. за осигуровки.

Дружеството счита, че увеличение с 15% спрямо базисната година би позволило частично наваксване на изоставането в размера на възнаграждението на работниците и служителите. Отчетената средна работна заплата в дружеството през базисната 2018 г. е 1 232 лв., което представлява изоставане с 30,37% в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2017 г. в отрасъл „Енергетика“, която е в размер на 1 769 лв.

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 2018 г. с 2% на 6 156 хил. лв.

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Дружеството счита, че отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също ще доведе до увеличаване на УПР, като увеличение на разходите за горива, за служебни карти и пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н.

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 балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия, депониране на пепелина и др.

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2018 г.

Основно гориво

Въглища *- за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. дружеството планира горивният микс за ТЕЦ да се състои от четири компонента:*

- сурови въглища, доставяни директно от производител без обработка (лигнитни въглища от „Мини Марица Изток" ЕАД);

При определяне на разходите за гориво са взети предвид увеличените от „Мини Марица изток" ЕАД транспортни и маневрени такси.

- обогатени енергийни въглища – продукт, който се получава от суровите въглища в брикетна фабрика след обработка и сушене;

Разходите за произвеждания в „Брикел" ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ са изчислени на база отчетни стойности за базовата година. „Брикел" ЕАД е едно сложно и особено предприятие, в което се преплитат енергийни потоци. Това преплитане на енергийни потоци налага изчисляване на стойностите на различните продукти, произвеждани в дружеството.

- смесено гориво – обработено и складирано с показатели за горене в котлоагрегатите. Сместа се състои от няколко компонента – сурови въглища, ОЕГ и ОЕГ-брак, т. е. браковата продукция от Брикетна фабрика.

- НКЕГ - с цел подобряване на екологичната обстановка в района се предвижда доставка и на нискосернисто гориво.

Дружеството прилага справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2018 г., от където е видно, че цената на микса е 84,50 лв./$t_{нг}$ при калоричност 2 398 kcal/kg.

Гориво за разпалване (*мазут) – разходите за мазут са запазени на нивото на 2018 г.*

Биомаса *– Поради постоянно увеличаващата се цена на борсовите цени на квоти парникови газове, с едновременно намаляващите количества на безвъзмездно предоставените такива по различни програми през новия период, също се предвижда доставки и на биомаса. Договорената цена с доставчика е 24,15 лв./$t_{нг}$.*

Разходите за въглища през новия ценови период спрямо 2018 г. са с 159 750 t повече, поради очакваното по-голямо производство на електрическа и топлинна енергия. Дружеството предвижда, подобряването на работата да доведе до по-ниски специфични разходи на гориво.

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 за новия ценови период възлизат на 286 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 12 864 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 съответстващи на увеличената производствена програма, а цените - на база постигнатите резултати за 2018 г.

„Разходите за консумативи" - за новия ценови период възлизат на 1 292 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 новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2018 г., пропорционално на производствената програма за новия период.

„Разходите за външни услуги" за новия ценови период възлизат на 710 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти емисии на парникови газове.

Поради голямото количество изгаряни въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Въглищата се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Поради постоянното нарастване на цените на емисиите на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса, с цел намаляване на емитираните количества.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2018 г., а за прогнозния период – на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма. От емисиите CO_2 са приспаднати безплатните квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл.10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО), както и предвидените квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната директива за съответния период.

На база верифицирания доклад на дружеството за 2018 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво, които за отделните горива са определени въз основа на лабораторни измервания.

На база утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата, средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период (947 603 t въглища и 1 010 t мазут) е изчислено общото количество отделени емисии през прогнозния период в размер на 681 325 t (677 670 t от въглища и 4 055 t от мазут).

Дружеството на база отпуснатите безплатни квоти по чл. 10в, (параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) за 2018 г. в размер на 153 409 t и безплатни квоти за производство на топлинна енергия в размер на 161 362 t, ползвани през 2018 г., но отпуснати за 2019 г., по този начин е изчислен размера на безплатните квоти през 2018 г.

На база отпуснатите безплатни квоти за емисии CO_2 за инвестиции за 2019 г. в размер на 80 681 t, а за 2020 г. в размер на 0,00 t, и безплатни квоти за производство на топлинна енергия за 2020 г. в размер на 121 445 t, които ще бъдат ползвани за 2019 г., изчислената стойност на безплатните квоти през новия ценови период е в размер на 101 064 t (80 681 t/2+121 445 t/2).

Изчислено е прогнозното количество необходими за закупуване от дружеството емисии CO_2 в размер на 580 261 t (681 325 t – 101 064 t).

С писмо с вх. Е-14-31-5 от 02.05.2019 г. дружеството е представило допълнително изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 11,70% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 6,12% намаление на топлинната енергия с водна пара.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода се запазват същите спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 7,66% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на ръста на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 98,19%. Дружеството предвижда намаление на прогнозните разходи за инвестиции през следващия регулаторен период с 8,30%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2018 – Прогноза 2017 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	30 305	28 085	29 566	32 627	3 061	10,35%	2 322	7,66%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	8 140	8 059	8 411	8 764	353	4,20%	624	7,67%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	3 461	1 246	1 750	3 046	1 296	74,06%	-415	-11,99%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	12 259	9 892	10 354	11 376	1 022	9,87%	-883	-7,20%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	3 342	2 898	3 025	3 290	265	8,77%	-52	-1,55%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	2 977	2 552	2 675	2 935	260	9,71%	-42	-1,42%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	365	346	350	355	5	1,53%	-10	-2,65%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	3 106	5 995	6 026	6 156	130	2,15%	3 050	98,19%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 085	2 814	3 508	2 890	-618	-17,62%	1 805	166,36%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3					0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	83,42	84,90	84,46	84,50	0	0,04%	1	1,29%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2018 – Прогноза 2017 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.	3 461	1 246	1 750	3 046	1 296	74,06%	-415	-11,99%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	3 461	1 240	1 744	3 040	1 296	74,31%	-421	-12,16%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	6	6	6	0	0,00%	6	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	4 035	8 982	8 218	3 700	-4 518	-54,98%	-335	-8,30%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4 035	8 982	8 218	3 700	-4 518	-54,98%	-335	-8,30%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димения	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	1 650 288	1 448 942	1 454 557	1 542 516	87 959	6,05%	-107 771	-6,53%
1.1.	гореща вода	MWh	17 335	17 314	17 314	17 314	0	0,00%	-21	-0,12%
1.2.	пара	MWh	1 632 952	1 431 627	1 437 243	1 525 202	87 959	6,12%	-107 750	-6,60%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	188 432	163 485	163 553	174 106	10 553	6,45%	-14 327	-7,60%
2.1.	гореща вода	MWh	1 169	832	832	832	0	0,00%	-336	-28,76%
2.2.	пара	MWh	187 264	162 653	162 720	173 273	10 553	6,49%	-13 991	-7,47%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	10,25%	10,14%	10,11%	10,14%	0	0,34%	-0,001	-1,03%
3.1.	гореща вода	%	6,32%	4,59%	4,59%	4,59%	0	0,00%	-0,017	-27,36%
3.2.	пара	%	10,29%	10,20%	10,17%	10,20%	0	0,31%	-0,001	-0,84%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	1 838 720	1 612 427	1 618 110	1 716 622	98 512	6,09%	-122 098	-6,64%
4.1.	гореща вода	MWh	18 504	18 147	18 147	18 147	0	0,00%	-357	-1,93%
4.2.	пара	MWh	1 820 216	1 594 280	1 599 963	1 698 475	98 512	6,16%	-121 741	-6,69%
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	675 032	577 601	555 472	620 450	64 978	11,70%	-54 582	-8,09%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	185 832	156 793	150 818	168 450	17 632	11,69%	-17 382	-9,35%
		%	27,53%	27,15%	27,15%	27,15%	0	-0,01%	0	-1,38%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	489 200	420 808	404 654	452 000	47 346	11,70%	-37 200	-7,60%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	460 000	396 254	381 223	430 000	48 777	12,79%	-30 000	-6,52%
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	29 200	24 554	23 431	22 000	-1 431	-6,11%	-7 200	-24,66%
		%	4,33%	4,25%	4,22%	3,55%	0	-15,94%	0	-18,03%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	2 936 065	2 558 537	2 537 938	2 731 042	193 105	7,61%	-205 023	-6,98%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	2 936 065	2 558 537	2 537 938	2 731 042	193 105	7,61%	-205 023	-6,98%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,20%	79,21%	79,20%	79,20%	0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна ефективност	%	56,21%	56,63%	57,31%	56,48%	-0,01	-1,45%	0,003	0,49%
11	Електрическа ефективност	%	22,99%	22,58%	21,89%	22,72%	0,01	3,80%	-0,003	-1,19%
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	290	214	220	212	-8	-3,66%	-77	-26,66%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	133	118	117	119	2	1,44%	-14	-10,58%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	1 646 169	1 444 589	1 450 205	1 538 164	87 959	6,07%	-108 005	-6,56%
10.1.	гореща вода	МВтч	13 217	12 962	12 962	12 962	0	0,00%	-255	-1,93%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	4 118	4 352	4 352	4 352	0	0,00%	234	5,69%
		%	0,25%	0,30%	0,30%	0,28%	0	-5,70%	0	13,07%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	4 118	4 352	4 352	4 352	0	0,00%	234	5,69%
		%	23,76%	25,14%	25,14%	25,14%	0	0,00%	0	5,81%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	1 632 952	1 431 627	1 437 243	1 525 202	87 959	6,12%	-107 750	-6,60%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh	1 632 952	1 431 627	1 437 243	1 525 202	87 959	6,12%	-107 750	-6,60%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

От представения от „Брикел" ЕАД неодитиран индивидуален годишен финансов отчет за 2018 г. е видно, че дружеството отчита ***загуба*** в размер на 10 587 хил. лв., при ***загуба*** за предходната година в размер на 5 901 хил. лв. Отчетеният общ всеобхватен доход за 2018 г. е равен на отчетената за годината ***загуба,*** докато за 2017 г. е ***печалба*** от 26 675 хил. лв., формиран от ***загубата*** в размер на 5 901 хил. лв. и печалба от друг всеобхватен доход на стойност 32 576 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на продукция през 2018 г. спрямо 2017 г. нарастват с 10,37%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст през 2018 г. спрямо 2017 г. с 20,61%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че общата ликвидност спрямо предходната година е с тенденция да намалява, но независимо от това стойностите показват, че дружеството осигурява достатъчно собствени оборотни средства, необходими за обслужване на текущите си задължения. Дружеството не разполага със собствен финансов ресурс за да обезпечи обслужването на задълженията си и да придобие нови нетекущи активи.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 3 046 хил. лв. на 1 246 хил. лв. или с 1 800 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 3 461 хил. лв;

- изпълнени ремонти за 2018 г. – 1 246 хил. лв, съгласно представените данни в Приложение № 3 и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 11 376 хил. лв. на 10 886 хил. лв., или с 490 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 9 892 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 3 290 хил. лв. на 3 190 хил. лв., или със 100 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 2 898 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи в производството са коригирани от 1 917 хил. лв. на 17 хил. лв., или с 1 900 хил. лв., като неприсъщи разходи за лицензионната дейност на дружеството. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход.

- допълнително добавената разходна позиция „други в други" е коригирана от 419 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 419 хил. лв., като неприсъщи и немотивирани 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 за закупена енергия са коригирани от 12 864 хил. лв. на 11 976 хил. лв. или с 888 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2018 г., съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 28 372 хил. лв. на 13 028 хил. лв. или с 15 344 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 266 552 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 10,88% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” са извършени следните корекции:

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс пропроционално на отчетените количества горива през базисната година, в съответствие с променената производствена програма за новия ценови период;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 155,06 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 155,06 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 64,57 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 70,41 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 141 431 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 133 505 хил. лв., от които условно-постоянни – 27 918 хил. лв. и променливи – 105 587 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 112 273 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,06%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 452 000 MWh, в т. ч. собственото потребление – 24 554 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 12 962 MWh

25. „Солвей Соди” АД

С писмо с вх. № Е-14-78-3 от 02.04.2019 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 информацията по т. II.8 и одитиран годишен финансов отчет за 2018 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:
1. Преференциална цена на електрическа енергия – 365,14 лв./MWh.
2. Цена на топлинна енергия с водна пара - 36,22 лв./MWh;

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без акциз, пренос, достъп и ДДС):
- цена на въглищата – 138,84 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/;
- цена на газьол - 1208,10 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/ kg.

Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи

1. Производствена програма за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Основен консуматор на топлинна енергия е „Солвей Соди“ АД, като не се очакват промени за 2019 г. Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период е базирано на заявената консумация на топлинна енергия за производство на

калцинирана сода и на бикарбонат от „Солвей Соди“ АД.

2. Условно-постоянните разходи.

Разходи за амортизации

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.

Разходи за ремонт - *определят се 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.*

Разходи за заплати и възнаграждения - *определят се 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.*

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - *прогнозират се на база статистическа информация от предходни периоди. Компонентите, които правят изключение са:*

„Съдебни разходи“ - повишението на разходите с 95 хил. лв. се дължи на очакваните плащания по съдебни дела, които води дружеството;

„Служебни карти и пътувания“ - повишението с 62 хил. лв. се дължи на новосключените договори с две фирми, които осигуряват по-качествена услуга за персонала.

3. Цени на твърдите горива за прогнозния регулаторен период *са определени съгласно указанията на Комисията, като средно претеглена стойност на складови наличности към 01.03.2019 г. и средно претеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ 1,74347 лв./USD, валиден към 29.03.2019 г.*

4. Разходите за горива, вода и консумативи *се определят на база заявена необходимост от топлинна енергия от консуматорите и съответната ефективност на отделните инсталации прогнозната консумация на топлинна енергия се определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежемесечно прогнозите се обновяват за съответния период.*

5. 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 и при цена 22 евро/t CO_2.*

С писмо с вх. № Е-14-78-3 от 08.05.2019 г. дружеството е представило допълнително изисканата информация с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 0,55% по-високи количества на произведената електрическа енергия и с 1,43% по-ниски количества на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са по-високи с 5,46%, а за топлинна енергия с пара са с 1,41% по-ниски спрямо прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,69% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 42,95%. Дружеството предвижда намаление на общата стойност на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 67,46%.

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

НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	38 550	39 289	39 787	40 359	571	1,44%	1 809	4,69%
Разходи за амортизации	хил. лв.	21 241	22 944	22 944	22 944	0	0,00%	1 703	8,02%
Разходи за ремонт	хил. лв.	4 567	4 094	4 651	4 978	327	7,03%	411	9,00%
Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2 490	3 551	3 518	3 559	42	1,18%	1 069	42,95%
Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	643	918	933	936	3	0,28%	293	45,58%
осигурителни вноски	хил. лв.	557	886	900	901	1	0,09%	344	61,76%
социални разходи	хил. лв.	86	31	33	35	2	5,41%	-51	-59,20%
Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	9 609	7 783	7 741	7 942	200	2,59%	-1 668	-17,35%
Разходи за външни услуги	хил. лв.	8 682	7 023	6 949	7 145	196	2,82%	-1 537	-17,70%
Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3					0	0,00%	0	0,00%
Цена на въглища	лв./t	131,69	166,92	143,25	138,84	-4	-3,08%	7	5,43%

Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	4 567	4 094	4 651	4 978	327	7,03%	411	9,00%
в топлоизточника	хил. лв.	4 567	4 094	4 651	4 978	327	7,03%	411	9,00%
по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
Инвестиции ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	6 100	6 014	5 631	1 985	-3 646	-64,75%	-4 115	-67,46%
в топлоизточника	хил. лв.	6 100	6 014	5 631	1 985	-3 646	-64,75%	-4 115	-67,46%
по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	2 903 096	2 978 016	2 877 894	2 918 485	40 591	1,41%	15 389	0,53%
1.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh	2 903 096	2 978 016	2 877 894	2 918 485	40 591	1,41%	15 389	0,53%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 000	5 620	4 005	4 500	495	12,36%	1 500	50,00%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	3 000	5 620	4 005	4 500	495	12,36%	1 500	50,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,10%	0,19%	0,14%	0,15%	0	10,78%	0	49,13%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.2.	пара	%	0,10%	0,19%	0,14%	0,15%	0,0001	10,78%	0,001	49,13%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	2 906 096	2 983 636	2 881 899	2 922 985	41 086	1,43%	16 889	0,58%
4.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	2 906 096	2 983 636	2 881 899	2 922 985	41 086	1,43%	16 889	0,58%
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	253 406	277 061	253 845	252 440	-1 405	-0,55%	-966	-0,38%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	98 439	82 972	74 277	82 670	8 394	11,30%	-15 768	-16,02%
		%	38,85%	29,95%	29,26%	32,75%	0,035	11,92%	-0,061	-15,70%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	154 967	194 089	179 568	169 769	-9 799	-5,46%	14 802	9,55%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	11 852	12 312	7 636	12 692	5 056	66,21%	840	7,09%
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	143 115	181 777	171 932	157 077	-14 855	-8,64%	13 962	9,76%
		%	56,48%	65,61%	67,73%	62,22%	-0,055	-8,13%	0,057	10,18%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	3 852 748	3 806 674	3 725 232	3 708 418	-16 814	-0,45%	-144 330	-3,75%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	3 852 748	3 806 674	3 725 232	3 708 418	-16 814	-0,45%	-144 330	-3,75%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	81,93%	85,51%	84,07%	85,51%	0,0144	1,71%	0,036	4,37%
10	Топлинна ефективност	%	75,35%	78,23%	77,25%	78,70%	0,0144	1,87%	0,033	4,44%
11	Електрическа ефективност	%	6,58%	7,28%	6,81%	6,81%	-0,0001	-0,10%	0,002	3,50%
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	285	299	305	301	-5	-1,51%	16	5,64%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	138	129	132	130	-2	-1,52%	-8	-5,90%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	2 903 096	2 978 016	2 877 894	2 918 485	40 591	1,41%	15 389	0,53%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч	2 903 096	2 978 016	2 877 894	2 918 485	40 591	1,41%	15 389	0,53%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

„Солвей Соди“ АД съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2018 г. отчита ***печалба*** в размер на 135 679 хил. лв., при отчетена ***печалба*** в размер на 165 030 хил. лв. за 2017 г.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна намаляват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 4,59%;**
- **Себестойността на продажбите е нараснала за 2018 г. спрямо 2017 г. със 7,99%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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 2018 г. е 87% собствен капитал и 13% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 88% собствен капитал и 12% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2018 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2018 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ отчита **печалба** в размер на 238 хил. лв. при **печалба** за 2017 г. в размер на 1 909 хил. лв. За 2018 г. задълженията на дружеството за регулираната дейност са текущи на стойност 37 922 хил. лв., от тях 17 445 хил. лв. провизии, следвани от задължения към клиенти и доставчици 12 895 хил. лв.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 4 978 хил. лв. на 4 094 хил. лв. или с 884 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- общата стойност на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 7 942 хил. лв. на 1 245 хил. лв., или с 6 697 хил. лв., като за описаните по-долу позиции разходът е коригиран изцяло или коригиран до отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход и поради липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност и необходимостта за дейностите по лицензията от този разход и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, както следва:

- Застраховки – 0 хил. лв.;
- Абонаментно поддържане – 0 хил. лв.;
- Експертни и одиторски разходи – 0 хил. лв.;
- Въоръжена и противопожарна охрана – 134 хил. лв.;
- Съдебни разходи – 5 хил. лв.;
- Служебни карти и пътувания – 122 хил. лв..

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 27 358 хил. лв. на 17 256 хил. лв. или с 10 102 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 353 067 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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 № 4 „ТИП в производството” са извършени следните корекции:

- коригирани са количествата въглища с 40 000 t до достигане на показателя „Икономия на първичен енергиен ресурс (гориво) спрямо разделното производство“ на 10%,

което е нормативно изискване за производство на високоефективна електрическа енергия;

- коригирани са собствените нужди от електрическа енергия в производството от 32,75% на 20,86%, в съответствие с т. 7 от общия подход;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 138,83 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 138,83 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,34 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 37,43 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 136 960 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 123 495 хил. лв., от които условно-постоянни – 32 778 хил. лв. и променливи – 90 717 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 173 075 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 918 485 MWh
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 199 769 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 187 989 MWh

26. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не са приложени копие на действащ договори за покупка на природен газ и отчетна информация с приложени справки по ЕССО за 2017 г.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 337,31 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 337,30 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал.3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с водна пара – 85,69 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ, без ДДС – 555,19 лв./knm^3 и цена на въглища 184,24 лв./t с калоричност 5 100 kcal/kg.

Обосновката на технико-икономическите показатели в производството и на прогнозните ценообразуващи елементи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е следната:

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 930,51% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 22,09% намаление на количествата топлинна енергия с водна пара спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е

предложило увеличение на общата стойност на УПР с 32,75% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за амортизации с 530,43%, последвани от разходите за заплати и възнаграждения с 16,16%. Дружеството предвижда увеличение на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 59,57%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	2 162	2 664	2 777	2 870	93	3,35%	708	32,75%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	92	658	613	580	-33	-5,38%	488	530,43%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	180	178	228	157	-71	-31,14%	-23	-12,78%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 058	1 017	1 086	1 229	143	13,17%	171	16,16%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	302	277	306	360	54	17,65%	58	19,21%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	302	277	306	360	54	17,65%	58	19,21%
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.	530	534	544	544	0	0,00%	14	2,64%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	306	324	324	324	0	0,00%	18	5,88%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	444,32	551,30	676,05	686,07	10	1,48%	242	54,41%
III.	Цена на въглища	лв./t	173,35	188,49	197,98	208,66	11	5,39%	35	20,37%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2018 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2018 – Прогноза 2017 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.	180	178	228	157	-71	-31,14%	-23	-12,78%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	180	178	228	157	-71	-31,14%	-23	-12,78%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	94	89	90	150	60	66,67%	56	59,57%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	94	89	90	150	60	66,67%	56	59,57%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	90 420	66 596	98 986	120 850	21 864	22,09%	30 430	33,65%
1.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh	90 420	66 596	98 986	120 850	21 864	22,09%	30 430	33,65%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	2 443	134	1 105	1 595	490	44,34%	-848	-34,71%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	2 443	134	1 105	1 595	490	44,34%	-848	-34,71%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,63%	0,20%	1,10%	1,30%	0	17,99%	0	-50,48%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0%	0	0,00%
3.2.	пара	%	2,63%	0,20%	1,10%	1,30%	0	17,99%	0	-50,48%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	92 863	66 730	100 091	122 445	22 354	22,33%	29 582	31,86%
4.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	92 863	66 730	100 091	122 445	22 354	22,33%	29 582	31,86%
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	3 260		4 297	7 830	3 533	82,22%	4 570	140,18%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	720	0	1 026	1 760	734	71,54%	1 040	144,44%
		%	22,09%	0,00%	23,88%	22,48%	0	-5,86%	0	1,77%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	2 540	0	3 271	6 070	2 799	85,57%	3 530	138,98%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 000		97	1 000	903	930,93%	0	0,00%
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	1 540		3 174	5 070	1 896	59,74%	3 530	229,22%
		%	47,24%	0,00%	73,87%	64,75%	0	-12,34%	0	37,07%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	115 882		140 389	165 658	25 269	18,00%	49 776	42,95%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	115 882		140 389	165 658	25 269	18,00%	49 776	42,95%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЦА ефективност	%	80,84%	0,00%	73,57%	77,68%	0	5,59%	0	-3,91%
10	Топлинна ефективност	%	78,03%	0,00%	70,51%	72,95%	0	3,47%	0	-6,51%
11	Електрическа ефективност	%	2,81%	0,00%	3,06%	4,73%	0	54,42%	0	68,01%
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	374		1 522	1 269	-253	-16,60%	895	239,02%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	156		107	105	-2	-2,18%	-51	-32,86%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	90 420	66 596	98 986	120 850	21 864	22,09%	30 430	33,65%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч	90 420	66 596	98 986	120 850	21 864	22,09%	30 430	33,65%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2018 г. реализира ***загуба*** в размер на 1 380 хил. лв., при отчетена ***печалба*** за предходната година в размер на 764 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2018 г. намаляват спрямо 2017 г. с около 33,80%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност без стойността на продадените активи намаляват през 2018 г., спрямо 2017 г. с 12,93%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, липса на достатъчно собствени оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения, както и невъзможността дружеството да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 26% собствен капитал и 74% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 44% собствен капитал и 56% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 229 хил. лв. на 1 119 хил. лв., или със 110 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 1 017 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 360 хил. лв. на 305 хил. лв. или с 55 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 277 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 1 650 хил. лв. на 1 745 хил. лв. или с 95 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период. в размер на
35 711 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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 № 4 „ТИП в производството” са направени следните корекции:

- коригирана е цената на въглищата от 208,66 лв./$t_{нг}$ при калоричност 5 100 kcal/kg на 188,31 лв./$t_{нг}$ (с 20,35 лв./$t_{нг}$) до достигане на отчетената стойност за 2018 г. 188,49 лв./$t_{нг}$ при калоричност 5 105 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

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) – 161,86 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 161,86 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 71,37 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 91,86 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 11 101 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи –10 494 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 705 хил. лв. и променливи – 7 789 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 800 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 070 MWh, в т. ч. към други потребители – 5 070 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 120 850 MWh

27. „Декотекс" АД

С писмо с вх. № Е-14-16-1 от 01.04.2019 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 са представени отчетни справки за 2018 г. по ЕССО и действащ договор за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към него.

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

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 198,25 лв./MWh, в т. ч.:
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 57,36 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 57,36 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 593,00 лв./knm^3 с калоричност 8 174 kcal/knm^3, без ДДС.

Обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторен период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г.

Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване УПР за новия ценови период е 945 хил. лв. или със 71 хил. лв, повече спрямо отчетените през 2018 г. Факторите, водещи до увеличението им са следните:

Разходи за амортизации

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи са изчислени 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 2018 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност - 190 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които 75 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия и 115 хил. лв, за електрическата енергия.

Разходи за ремонт

Прогнозните разходи за ремонт за ценови период 2018 г.-2019 г. не са били признати и са намалени с 232 хил. лв. Отчетените разходи за ремонт са в размер на 162 хил. лв. и са извършени за ремонт на охладителната и на запалителната системи на когенератора; настройка и синхронизация на компютърната система на когенератора. Като до края на ценовия период се предвижда ремонт на големият кръг на охладителната система и ремонт на маслената система на двигателя.

За новия период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са предвидени разходи за ремонт в размер на 190 хил. лв., като не са увеличени спрямо предходния ценови период.

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: смяна на 18 бр. цилиндрови глави на двигателя на машината (неподменени в предходния ценови период); смяна на 2 бр. гарнитури на центробежен филтър; смяна на 3 бр. О-пръстени и гъвкави маркучи на двигателя; смяна на лагери на дроселова клапа; ремонт на турбокомпресора на двигателя на когенерационната система и техническо

обслужване на възли и детайли.

Направени са инвестиции за изграждане на отоплителни линии с топла вода към два производствени цеха, изграждане на перално помещение и изграждане на сушилно помещение.

Предвидени са разходи за инвестиции за изграждане на газопровод / собствено газово захранване/, предвиден за изграждане до 30.11.2019 г.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - общият им размер е 401 хил. лв. Завишението спрямо отчета с 30 хил. лв. според дружеството се дължи на минимално завишение на някои позиции, свързани с по-високия обем работа, спрямо отчетения.

Променливи разходи - планирани са изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите е в размер на 3 090 хил. лв. към 31.12.2018 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2018 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности.

Необходимият оборотен капитал е изчислен съгласно Указания-НВ и е в размер на 420 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 е в размер на 7,78%, изчислена съгласно Указания-НВ като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2018 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 09.05.2019 г. дружеството е представило допълнителната информация, изискана с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 274,96% по-ниски, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода са съответно с 360,62% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 1,50% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 20,25%. Дружеството предвижда увеличение на разходите за инвестиции през новия регулаторен период с 247,83%.

Влиянието на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата спрямо прогнозните стойности е показано в следващата таблица:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	931	874	533	945	412	77,30%	14	1,50%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	180	180	180	190	10	5,56%	10	5,56%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	158	162	190	190	0	0,00%	32	20,25%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	130	130	132	132	0	0,00%	2	1,54%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	31	31	31	32	1	3,23%	1	3,23%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	26	26	26	27	1	3,85%	1	3,85%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	5	5	5	5	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	432	371		401	401	0,00%	-31	-7,18%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	177	160		172	172	0,00%	-5	-2,82%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	475,00	471,00	543,00	593,00	50	9,21%	118	24,84%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	158	162	69	190	121	175,36%	32	20,25%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	158	162	69	190	121	175,36%	32	20,25%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	115	98	120	400	280	233,33%	285	247,83%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	115	98	120	400	280	233,33%	285	247,83%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

„Декотекс” АД

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	14 500	8 652	2 514	11 580	9 066	360,62%	-2 920	-20,14%
1.1.	гореща вода	MWh	8 900	5 217	1 500	7 000	5 500	366,67%	-1 900	-21,35%
1.2.	пара	MWh	5 600	3 435	1 014	4 580	3 566	351,68%	-1 020	-18,21%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	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-общо	MWh	14 500	8 652	2 514	11 580	9 066	360,62%	-2 920	-20,14%
4.1.	гореща вода	MWh	8 900	5 217	1 500	7 000	5 500	366,67%	-1 900	-21,35%
4.2.	пара	MWh	5 600	3 435	1 014	4 580	3 566	351,68%	-1 020	-18,21%
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	14 400	8 787	2 629	10 900	8 271	314,61%	-3 500	-24,31%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	400	200	-198	300	498	-251,52%	-100	-25,00%
		%	2,78%	2,28%	-7,53%	2,75%	0,103	-136,54%	-0,0003	-0,92%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	14 000	8 587	2 827	10 600	7 773	274,96%	-3 400	-24,29%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	14 000	8 587	2 827	10 600	7 773	274,96%	-3 400	-24,29%
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	36 102	22 405		29 084	29 084	0,00%	-7 018	-19,44%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	36 102	22 405		29 084	29 084	0,00%	-7 018	-19,44%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,05%	77,83%	0,00%	77,29%	1	0,00%	-0,028	-3,45%
10	Топлинна ефективност	%	40,16%	38,62%	0,00%	39,82%	0	0,00%	-0,003	-0,87%
11	Електрическа ефективност	%	39,89%	39,22%	0,00%	37,48%	0	0,00%	-0,024	-6,04%
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	155	157		165	165	0,00%	10	6,40%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	156	163		158	158	0,00%	1	0,88%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	14 500	8 652	2 514	11 580	9 066	360,62%	-2 920	-20,14%
10.1.	гореща вода	МВтч	8 900	5 217	1 500	7 000	5 500	366,67%	-1 900	-21,35%
10.2.	пара	МВтч	5 600	3 435	1 014	4 580	3 566	351,68%	-1 020	-18,21%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

Декотекс“ АД, съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. отчита ***печалба*** в размер на 258 хил. лв., която се увеличава спрямо 2017 г. когато е 182 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2018 г. намаляват спрямо 2017 г. с 2,70%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2018 г. спрямо 2017 г. с 3,56%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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 2018 г. е непроменен спрямо 2017 г. и е 95% собствен капитал и 5% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 190 хил. лв. на 162 хил. лв. или с 28 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., съгласно т. 1 от общия подход;

- общата стойност на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, е коригирана от 401 хил. лв. на 371 хил. лв. или с 30 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Поддръжка на система ЕЕ“ е коригирана от 75 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 75 хил. лв., като необосновани разходи. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции., 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 № 4 „ТИП в производството” са направени следните корекции:

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 20 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2018 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- цената на природния газ е коригирана от 593 лв./knm^3 на 550 лв./knm^3, при отчетена стойност през 471 лв./knm^3, поради липса на мотивирана обосновка на повишената стойност, съгласно т. 11 от общия подход.

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) – 163,48 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 163,48 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 72,99 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 67,67 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 67,67 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 3 024 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 625 хил. лв., от които условно-постоянни – 790 хил. лв. и променливи – 1 835 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 127 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 7 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 4 580 MWh

28. „Енергиен Център ЗЕБРА" ЕООД

С писмо вх. № Е-14-57-1 от 01.04.2019 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 представена информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. по т. I.12.,т. II.4., т. II.5 и т. II.8, копие на действащ договор за доставка на природен газ и на договор за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 250,07 лв./MWh;
2. Индивидуални разходи за единица топлинна енергия – 232,92 лв./MWh;

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 474,36 лв./knm^3 (без ДДС) с калоричност 8 203 kcal/knm^3.

Дружеството е предложило за утвърждаване обща цена на топлинна енергия с двата вида топлоносителя. В ценовия модел изчислените цени са както следва:

- цена на топлинна енергия с гореща вода – 239,87 лв./MWh;
- цена на топлинна енергия с водна пара – 223,08 лв./MWh.

С писмо с вх. № Е-14-57-2 от 01.04.2019 г. дружеството заявява, че през изминалата 2018 г. и до 31.03.2019 г. когенерационната система за производство на електрическа и топлинна енергия в „ Енергиен Център Зебра" ЕООД не е работила, поради което дружеството не е извършвало производство и продажба на електрическа и топлинна енергия, включително и на въглеродни емисии. Ко-генераторът е спрян, поради промяна в структурата на производство и намаляване обема на произвежданите изделия, използващи топлинна енергия с водна пара. Намаляването на потреблението на пара е довело до намалено натоварване на генератора и котел-утилизатора и нерентабилна цена на електрическата енергия, която се използва за собствени нужди на дружеството. Представен е неодитиран ГФО към 31.12.2018 г.

Дружеството е представило следната обосновка:

Основните цели, които дружеството си е поставило през 2019 г. са свързани с реконструкция, модернизация чрез повишаване на ефективността на използвания природен газ и увеличаване на електрическата мощност на енергийния център; увеличаване на персонала; повишаване сигурността на доставките на топлинна и електрическа енергия чрез изграждане на нови присъединителни съоръжения.

Персоналът в края на 2018 г. се е състоял от 1 човек, като са използвани специалисти по поддръжка и експлоатация чрез външни услуги.

Начислените и изплатени средства за работна заплата за изтеклата година са в размер на 1 000 лв.

Основните показатели, характеризиращи резултатите от дейността за 2018 г., са: приходи от дейността в размер на 135 хил. лв.; сума на активите 2 199 хил. лв.; собствен капитал 1 975 хил. лв.

Инвестиционни проекти

Дружеството разполага с дълготрайни материални активи от следните групи: земи, сгради и съоръжения, машини и оборудване, и планира да въведе в експлоатация най-късно през м. 12.2019 г. нов когенератор с електрическа мощност 3 360 kW и топлинна мощност

3 120 kW. Като дружеството цели тази инвестиция да замени съществуващият парен котел-економайзер за производство на топлинна енергия.

През отчетната 2018 г. се посочва, че са настъпили изменения в основния капитал на дружеството спрямо предходния отчетен период, собственият капитал е 1 975 хил. лв., като след датата на изготвяне на финансовия отчет не са настъпили събития, които биха рефлектирали върху изготвения финансовия отчет на дружеството.

Основен клиент на дружеството за 2018 г. е „Зебра“ АД. През 2019 г. основната цел на дружеството ще е разширяване на дейността и привличане на нови клиенти и въвеждането в експлоатация на новия когенератор.

Основен доставчик на природен газ е „Булгаргаз“ ЕАД.

Към 31.12.2018 г. дружеството е отпуснало заеми към юридически лица в размер на 165 хил. лв., като посочва, че през 2018 г. не е сключвало сделки със свързани лица.

През 2018 г. нетните приходи от продажби на дружеството са в размер на 135 хил. лв. Разходите по икономически елементи за отчетния период са в размер на 231 хил. лв., като са посочени разходи за материали; външни услуги; амортизация; балансова стойност на продадените активи; персонал и други разходи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За отчетния ценови период и за 2018 г. дружеството не е извършвало комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството не е представило попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.) на отделните елементи на УПР, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените УПР спрямо прогнозните им стойности.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

„Енергиен център Зебра“ ЕООД съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2018 г. отчита ***загуба*** в размер на 96 хил. лв. Дружеството заявява, че през 2018 г. не е извършвало продажба на електрическа и топлинна енергия, тъй като когенерационната система не е работила.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е 90% собствен капитал и 10% привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизация са коригирани от 498 хил. лв. на 88 хил. лв. или с 410 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 в производството са коригирани от 431 хил. лв. на 131 хил. лв. или с 300 хил. лв., поради липса на обосновка, съгласно т. 1 от общия подход;

- - разходите за балансиране са коригирани от 160 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 160 хил. лв., като неприсъщ разход, 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW. Централата е съществуващ обект, за който КЕВР е определяла преференциални цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство, както и е издавала сертификати за произход на тази енергия. Въведена в експлоатация с разрешение за ползване № СТ-05-322/18.03.2010 г.

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) – 210,09 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 210,09 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 119,60 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 187,58 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 178,13 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 2 927 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 580 хил. лв., от които условно-постоянни – 593 хил. лв. и променливи – 1 987 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 4 466 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- 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

29. „Белла България" АД

С писмо с вх. № Е-14-77-1 от 02.04.2019 г. от дружеството е постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението не е приложен годишен финансов отчет за 2018 г., с всички пояснителни приложения към него, като дружеството посочва, че същият е в процес на одитиране и към датата на подаване на заявлението не е приключен. Дружеството заявява, че след изготвянето на одита, годишният финансов отчет за 2018 г. ще бъде изпратен в КЕВР.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 178,86 лв./MWh, без ДДС. Цената е изчислена при цена на природния газ – 493,82 лв./knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация. Същата е представена с писмо към вх. № Е-14-77-1 от 02.05.2019 г.

„Белла България" АД представя обосновка за прогнозните ценообразуващи елементи към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, както следва:

Дружеството посочва, че на площадката на „Белла България" АД в гр. Ямбол е изградена система за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Общата инсталирана електрическа мощност на централата е 1,05 MW. Комбинираното производство се осъществява чрез Ко-генератор тип Quanto C 1000 SPE. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия ще бъде продавана на крайния снабдител.

През новия ценови регулаторен период 01.07.2019 – 30.06.2020 г. дружеството не предвижда увеличение в производството на електрическа и топлинна енергия. Прогнозира се производството на електрическа енергия да достигне 7 910 MWh, което е с 45 MWh по-малко спрямо отчетния ценови период 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. или 0,56% намаление, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 337 MWh, което е с 156 MWh по-малко от отчетния ценови период или с 1,84%. Намалението се дължи на по-малък брой работни часове на съоръжението, заложени в прогнозата, тъй като през месец 01.2020 г. дружеството планира да извърши основен ремонт на двигателя на когенератора.

Поради това се предвижда намаление на количеството реализирана електрическа енергия, в т. ч. продадена на краен снабдител с 0,84% или 7 547 MWh.

През новия ценови период е планирано да се извърши основен ремонт на двигателя, който се осъществява на всеки 80 000 работни часа по препоръка на производителя. Стойността на ремонта по бюджетна оферта от фирма „Елтрак България“ ЕООД е 415 738,44 лв., без ДДС, като в тази сума не са включени смяната на обгорели кабели и други непредвидени разходи, които ще възникнат по време на ремонта.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са с 1% по-високи спрямо отчетния ценови период 01.07.2018-30.06.2019 г. Промяната на тези разходи се дължи основно на разходите за амортизации, които се увеличават поради увеличение на балансовата стойност на съоръжението след основния ремонт и разходите за материали за текуща поддръжка.

През новия ценови период 01.07.2019-30.06.2020 г. се предвижда увеличение в променливите разходи спрямо отчетния, което основно се дължи на промяната в цените на някои от основните суровини, в т.ч. природен газ, вода и закупувана електрическа енергия за нуждите на производството.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 0,56% по-високи количества на произведената електрическа и по-високи с 1,84% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 0,84% по- високи, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода, са съответно с 1,84% по- високи от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 0,50% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 4,00%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	808	802	807	812	5	0,62%	4	0,50%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	106	104	103	107	4	3,88%	1	0,94%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	25	25	26	26	0	0,00%	1	4,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	350	348	348	348	0	0,00%	-2	-0,57%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	63	63	63	63	0	0,00%	0	0,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	63	63	63	63	0	0,00%	0	0,00%
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.	264	262	267	268	1	0,37%	4	1,52%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	163	163	165	165	0	0,00%	2	1,23%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	419,17	420,22	474,02	493,82	20	4,18%	75	17,81%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	25	25	26	26	0	0,00%	1	4,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	25	25	26	26	0	0,00%	1	4,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	178	0	416	416	0,00%	416	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	178		416	416	0,00%	416	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	8 629	8 397	8 493	8 337	-156	-1,84%	-292	-3,38%
1.1.	гореща вода	MWh	4 432	4 459	4 437	4 282	-156	-3,51%	-150	-3,39%
1.2.	пара	MWh	4 197	3 937	4 056	4 056	0	-0,01%	-141	-3,37%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	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-общо	MWh	8 629	8 397	8 493	8 337	-156	-1,84%	-292	-3,38%
4.1.	гореща вода	MWh	4 432	4 459	4 437	4 282	-156	-3,51%	-150	-3,39%
4.2.	пара	MWh	4 197	3 937	4 056	4 056	0	-0,01%	-141	-3,37%
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	8 176	7 837	7 955	7 910	-45	-0,56%	-266	-3,25%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	375	335	342	364	21	6,27%	-11	-2,97%
		%	4,59%	4,27%	4,30%	4,60%	0,003	6,87%	0	0,29%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 801	7 502	7 613	7 547	-66	-0,87%	-254	-3,26%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 801	7 500	7 610	7 547	-64	-0,84%	-254	-3,26%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh		2	2		-2	-100,00%	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	22 036	21 503	21 673	21 305	-367	-1,70%	-730	-3,31%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	22 036	21 503	21 673	21 305	-367	-1,70%	-730	-3,31%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	76,26%	75,50%	75,89%	76,26%	0,004	0,48%	0	0,00%
10	Топлинна ефективност	%	39,16%	39,05%	39,19%	39,13%	-0,001	-0,15%	-0,0003	-0,07%
11	Електрическа ефективност	%	37,10%	36,45%	36,71%	37,13%	0,004	1,15%	0,0003	0,07%
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	170	173	172	170	-1	-0,86%	0	-0,05%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	160	160	160	160	0	0,14%	0	0,07%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	8 629	8 397	8 493	8 337	-156	-1,84%	-292	-3,38%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	8 629	8 397	8 493	8 337	-156	-1,84%	-292	-3,38%
	гореща вода	MWh	4 432	4 459	4 437	4 282	-156	-3,51%	-150	-3,39%
	водна пара	MWh	4 197	3 937	4 056	4 056	0	-0,01%	-141	-3,37%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

„Белла България" АД е представило справки по ЕССО за 2018 г., от които е видно, че дружеството реализира от регулираната дейност ***загуба*** в размер на 769 хил. лв. с незначителен ръст спрямо предходната година, когато е 747 хил. лв. Общо за 2018 г. от цялостната дейност за регулирана и нерегулирана дейност дружеството отчита ***печалба*** в размер на 15 920 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната година от 16 543 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 нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 15,32%;**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 9,92%.**
- **Общите нетните приходи от продажби нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 10,40%, а общите разходи от оперативната дейност, без тези с корективен характер, нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. със 7,65%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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 в края на 2018 г. е 58% собствен капитал и 42% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 60% собствен капитал и 40% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи" разходите за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 87 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 87 хил. лв., като значим разход за персонала, в контекста признатите в цените разходи за заплати в размер на 348 хил. лв. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, 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.

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) – 167,74 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 167,74 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 77,25 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 109 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 965 хил. лв., от които условно-постоянни – 725 хил. лв. и променливи – 1 240 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 860 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 547 MWh

30. „Димитър Маджаров - 2" ЕООД

С писмо с вх. Е-14-63-1 от 02.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно писмото на КЕВР.

Към заявлението не е приложено:

- отчетна и прогнозна информация по т. I.5 и т. II.2 от писмото на КЕВР;
- справки с отчетна информация за 2018 г. по прилагането на ЕССО;
- одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. с всички пояснителни приложения към него, вкл. доклад за дейността на дружеството – посочва се, че съгласно Закона за счетоводството и Закона за независимия финансов одит, одиторска заверка на отчета трябва да бъде направена до 30 юни 2019 г. и поради тази причина ГФО не е представено.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия– 165,86 лв./MWh, без ДДС, която се различава от преференциалната цена, изчислена в Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“.

Преференциалната цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природния газ – 420,30 лв./knm^3 (без ДДС).

Към заявлението е представена кратка обосновка, в която се посочва следното:

На площадката на „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена когенераторна инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност – 0,835 MW. Комбинираното производство се осъществява чрез когенератор, тип JMS 316 D037 C05. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а при осигуряването на електрическия товар на предприятието за месопреработка, излишъкът от електрическа енергия се продава на ЕРП – приблизително от 10% - 15%.

През с ценовия период от 01.07.2019 г.– 30.06.2020 г. фирмата не предвижда увеличение производството на електрическа и топлинна енергия.

Дружеството посочва, че през отчетния ценови период са извършени предварително планувани ремонти с фирма „Филтър“ ООД, сертифицирани от Йенбахер - по договор за поддръжка.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са по-високи спрямо отчетения ценови период 01.07.2017-30.06.2018 г. Заявява се, че промяната на тези разходи се дължи основно за амортизации и материали за текуща поддръжка.

През новия ценови период от 01.07.2019 до 30.06.2020 г. се предвижда основен ремонт на когенерацията, а също и увеличение на променливите разходи спрямо отчетените, което основно се дължи на прогнозния ръст в промяна цените на някои от основните суровини, в т. ч. природен газ, вода и закупуване на електрическа енергия за нуждите на предприятието.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 1,88% по-ниски количества на произведената електрическа и по- ниски с 4,11% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 0,77 % спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 – 30.06.2019 г.), в резултат на намалените разходи за ремонт със 72,00%. Дружеството предвижда увеличение на разходите за инвестиции през новия регулаторен период с 14,93%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	392	404	681	389	-292	-42,88%	-3	-0,77%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	138	162	188	140	-48	-25,53%	2	1,45%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	100	34	158	28	-130	-82,28%	-72	-72,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	60	98	180	103	-77	-42,78%	43	71,67%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	15	20	35	21	-14	-40,00%	6	40,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	15	20	35	21	-14	-40,00%	6	40,00%
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.	79	90	120	97	-23	-19,17%	18	22,78%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	35	41	35	44	9	25,71%	9	25,71%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	459,43	438,54	418,34	489,73	71	17,07%	30	6,60%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018-30.06.2019г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	28	34	158	28	-130	-82,28%	0	0,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	28	34	158	28	-130	-82,28%	0	0,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	134	146	146	154	8	5,48%	20	14,93%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	134	146	146	154	8	5,48%	20	14,93%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	6 809	6 620	6 620	6 892	272	4,11%	83	1,22%
1.1.	гореща вода	MWh	4 286	4 332	4 332	4 457	125	2,89%	171	3,99%
1.2.	пара	MWh	2 523	2 288	2 288	2 435	147	6,42%	-88	-3,49%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	12	12	12	12	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	12	12	12	12	0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,18%	0,18%	0,18%	0,17%	0	-3,95%	0	-1,03%
3.1.	гореща вода	%	0,28%	0,28%	0,28%	0,27%	0	-2,80%	0	-3,83%
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	6 821	6 620	6 620	6 892	272	4,11%	71	1,04%
4.1.	гореща вода	MWh	4 298	4 344	4 344	4 469	125	2,88%	171	3,98%
4.2.	пара	MWh	2 523	2 288	2 288	2 435	147	6,42%	-88	-3,49%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	32	70	70	70	0	0,00%	38	118,75%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	2 523	2 288	2 288	2 435	147	6,42%	-88	-3,49%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	3 553	3 610	3 610	3 678	68	1,88%	125	3,52%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	0	3 648	3 648	3 723	75	2,06%	3 723	0,00%
		%	0,00%	101,05%	101,05%	101,22%	0	0,17%	1	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	3 553	558	558	678	120	21,51%	-2 875	-80,92%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	3 553	558	558	565	7	1,25%	-2 988	-84,10%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh		72	72	72	0	0,00%	72	0,00%
		%	0,00%	1,99%	1,99%	1,99%	0	-0,22%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	11 815	11 945	11 945	11 956	11	0,09%	141	1,19%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	9 260	7 718	7 718	8 968	1 250	16,20%	-292	-3,15%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	2 556	4 227	4 227	4 235	8	0,19%	1 679	65,71%
9	ОБЩА ефективност	%	84,31%	102,00%	102,00%	89,93%	-0,121	-11,83%	0,056	6,66%
10	Топлинна ефективност	%	45,94%	55,22%	55,22%	48,92%	-0,063	-11,41%	0,030	6,48%
11	Електрическа ефективност	%	38,37%	46,77%	46,77%	41,01%	-0,058	-12,32%	0,026	6,88%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	99,97%	55,78%	55,78%	59,15%	0,034	6,03%	-0,408	-40,83%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	123	149	149	149	0	0,00%	26	21,19%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	149	147	147	147	0	0,00%	-2	-1,36%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	6 809	6 620	6 620	6 892	272	4,11%	83	1,22%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	6 809	6 620	6 620	6 892	272	4,11%	83	1,22%
	гореща вода	MWh	4 286	4 332	4 332	4 457	125	2,89%	171	3,99%
	водна пара	MWh	2 523	2 288	2 288	2 435	147	6,42%	-88	-3,49%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г. не може да бъде извършен, поради непредставени от дружеството ГФО за 2018 г. и справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи" разходите за амортизация са коригирани от 140 хил. лв. на 102 хил. лв. или с 38 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;
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.

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) – 179,12 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 179,12 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
   - Необходими годишни приходи – 1 226 хил. лв., в т. ч.:
     - Разходи – 1 072 хил. лв., от които условно-постоянни – 362 хил. лв. и променливи – 710 хил. лв.;
     - Регулаторна база на активите – 1 975 хил. лв.
     - Норма на възвръщаемост – 7,78%
   - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 720 MWh

31. „Овердрайв" АД

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 28.03.2019 г. от дружеството е постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена отчетна информация за 2018 г. по т. I.т.2, т.3, т.5, т.8, т. 9 прогнозна информация по т. II.2 т.2, т.3, т. 5, т. 6, 7, т. 8от писмото.

Дружеството предлага за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 350,85 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за определяне цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ — 590,00 лв./knm^3 с калоричност 8 290 kcal/knm^3 (без ДДС).

Дружеството е представило следната обосновка:

Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на два газови когенератора, тип „CENTO T120 SPE" на фирмата TEDOM - Чехия, с инсталирана електрическа мощност N_{el} = 2 x 125 kW и топлинна мощност 2 x 165 kW.

Ко-генерационната инсталация, топлинният акумулатор и връзката с отоплителната и охлаждаща инсталация са въведени в експлоатация на 20.11.2008 г.

Инсталацията работи 8760 h/годишно, като осигурява на присъединените към нея консуматори топлинна енергия под формата на гореща вода при температурен режим 70 - 50 °C.

През новия регулаторен период ко-генерационната инсталация се предвижда да произведе 1 100 MWh (бруто) електрическа енергия и 1 200 MWh топлинна енергия. Като тази производствена програма се предвижда да покрива нуждите на сградата на „Овердрайв" АД,

а излишната електрическа енергия ще бъде продавана на „ЧЕЗ Електро България“ ЕАД.

През 2019 г. „Овердрайв“ АД предвижда доизграждане на вече започнатата през 2016 г. SCADA система за дистанционно предаване на данни до ЕРД, по наредба от МЕ.

Инвестиционна и ремонтна програма

През настоящата година се предвижда извършването на основно обслужване на двата двигателя. При последните текущи обслужвания и прегледи от фирмата, поддържаща когенераторите -„ЧАЙМ“ ООД, е установена нуждата от ремонт или подмяна на повечето от изходящите тръби на когенераторите, в т. ч. и спирателна и предпазната арматура към тях, поради наличието на корозия и течове в начален стадий.

ДМА с първоначална стойност 714 хил. лв. към 01.01.2019 г. са амортизирани до 364 хил. лв. През 2019 г. ще бъдат амортизирани с още 48 хил. лв.

Отоплителната мощност е оразмерена по летния топлинен товар на сградата. Този летен товар се обезпечава от абсорбционният чилър, чиято мощност е 180 kV. Това количество студ може да се получи от 300 kV топлинна енергия (90/70°C). По тази причина са инсталирани два когенератора с обща топлинна мощност 330 kV.

Разходите за труд, ремонти и др. са ограничени до възможния минимум.

Разходите за гориво, включително за акциз, са 95% от променливите разходи.

Цената на природния газ е утвърдената от КЕВР цена на „Овергаз мрежи“ АД.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определена на 7%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството не е приложило Приложение № 3, поради което не може да бъде извършен анализ на отделните елементи на условно-постоянните разходи и горивата, както и изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности.

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

„Овердрайв“ АД съгласно представения годишен финансов отчет за 2018 г. отчита ***загуба*** в размер на 335 хил. лв. при печалба за 2017 г. в размер на 3 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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.

<u>Образуване на цената</u>

1. В справка № 1 „Разходи” разходите за амортизация са коригирани от 58 хил. лв. на 50 хил. лв. или с 8 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;

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” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 7,78% на 3,57% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ, пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 350,31 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 350,31 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 583 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 559 хил. лв., от които условно-постоянни – 294 хил. лв. и променливи – 265 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 307 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 340 MWh

32. „МБАЛ – Търговище" АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 02.04.2019 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период;
- справки с отчетна информация за 2018 г. по прилагането на ЕССО;
- отчетна и прогнозна информация по т. I.5 и II.2 от Писмото на КЕВР;
- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW.

„МБАЛ – Търговище" АД предлага за определяне, считано от 01.07.2019 г., на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 561,35 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия – 560,35 лв./MWh без ДДС;
- добавка – 1,00 лв./MWh.

Предложената за определяне преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 670,00 лв./knm^3, без ДДС.

Допълнително с писмо с вх. № Е-14-65-1 от 03.05.2019 г. дружеството е представило информацията, изискана с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За текущия ценови период дружеството отчита с 19,65% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 2,33% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода са с 2,79% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,63% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018– 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 11,33%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	135	133	135	140	5	3,63%	5	3,63%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	24	24	24	24	0	-0,42%	0	-0,42%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	15	16	15	17	2	11,33%	2	11,33%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	69	69	69	71	2	2,90%	2	2,90%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	13	14	13	15	2	15,38%	2	15,38%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	13	14	13	15	2	15,38%	2	15,38%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.		0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	27	25	27	28	1	4,81%	1	4,81%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	4	7	4	10	6	150,00%	6	150,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	519,13	586,28	641,64	670,00	28	4,42%	151	29,06%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Разлика Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	Разлика Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	15	16	15	17	2	11,33%	2	11,33%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	15	16	15	17	2	11,33%	2	11,33%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	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	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	Разлика Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	Разлика Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	496	511	501	515	14	2,79%	19	3,80%
1.1.	гореща вода	MWh	496	511	501	515	14	2,79%	19	3,80%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	53	54	56	55	-1	-1,79%	2	3,77%
2.1.	гореща вода	MWh	53	54	56	55	-1	-1,79%	2	3,77%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	9,65%	9,62%	10,05%	9,65%	0	-4,03%	0	-0,03%
3.1.	гореща вода	%	9,65%	9,62%	10,05%	9,65%	0	-4,03%	0	-0,03%
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	549	565	557	570	13	2,33%	21	3,80%
4.1.	гореща вода	MWh	549	565	557	570	13	2,33%	21	3,80%
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					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	262	270	229	274	45	19,65%	12	4,49%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	14	30	26	31	5	19,23%	17	118,03%
		%	5,42%	10,97%	11,35%	11,31%	0	-0,35%	0	108,66%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	248	240	203	243	40	19,70%	-5	-2,02%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	108	103	75	108	33	44,00%	0	0,00%
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	140	137	128	135	7	5,47%	-5	-3,57%
		%	53,39%	50,75%	55,90%	49,27%	0	-11,85%	0	-7,72%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	899	936	823	971	148	18,01%	72	8,05%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	899	936	823	971	148	18,01%	72	8,05%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	84,35%	83,39%	88,69%	81,23%	0	-8,42%	0	-3,71%
10	Топлинна ефективност	%	55,19%	54,56%	60,87%	53,02%	0	-12,90%	0	-3,93%
11	Електрическа ефективност	%	29,17%	28,83%	27,82%	28,21%	0	1,39%	0	-3,29%
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	203	212	203	218	15	7,20%	15	7,30%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	121	126	121	129	8	6,26%	8	6,55%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	496	511	501	515	14	2,79%	19	3,80%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	496	511	501	515	14	2,79%	19	3,80%
	гореща вода	MWh	496	511	501	515	14	2,79%	19	3,80%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

„МБАЛ-Търговище" АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. отчита ***загуба*** в размер на 539 хил. лв. при ***загуба*** 186 хил. лв. за 2017 г.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и 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 2018 г. е 34% собствен капитал и 66% привлечени средства, а в края на 2017 г. е 40% собствен капитал и 60% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи" е коригирано общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ" от 28 хил. лв. на 12 хил. лв., като разходите за материали са до предложеното ниво. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, 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 № 4 „ТИП в производството" собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 31 MWh на 3 MWh с отчитане на собственото потребление и съгласно т. 4 от общия подход.

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) – 338,54 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 338,54 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 260 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 228 хил. лв., от които условно-постоянни – 138 хил. лв. и променливи – 90 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 582 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 271 MWh

33. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович" АД, гр. Стара Загора

С писмо с вх. № Е-14-75-3 от 20.05.2019 г. от дружеството е постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, като към заявлението не е приложена информация по II.8 и справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2018 г.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 249,99 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са направени с цена на природен газ – 763,22 лв./knm^3 (без ДДС) при калоричност 8 150 kcal/knm^3.

Дружеството е представило следната обосновка:

Местонахождението на електрическата централа е в гр. Стара Загора.

Основните съоръжения са:

- Когенератор - UPB 926 TC-N-E, произведен 2010 г., в експлоатация от 2011 г., с инсталирана електрическа мощност 0,15 MW_e и обща топлинна мощност 0,202 MW_t.

Двигател на модула - тип In-Line, произведен 2010 г., завод-производител Libcher, мощност 0,15 MW, номинални обороти 1 500 об./min, разход на газ при номинално натоварване 42 nm^3/h.

Генератор - тип MJB 250, произведен 2010 г., завод-производител Mareli, максимална мощност 0,158 MW, минимална мощност 0,075 MW, генераторно напрежение 0,4 kV, номинални обороти 1 500 об./min, с автоматично управление.

Режимът на работа е непрекъснат - 24 ч.

Дружеството прилага договор с „Овергаз мрежи“АД и ценова листа от 1 март 2019 г., като според заявката за 2019 г. попада в „неравномерно потребление“ до 400 000 m^3 с цена на природен газ – 763,22 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Стойността на когенерационния модул е приложена в справка-извлечение от инвентарната книга - 744 792,67лв., с ДДС, подобрение на топлопровод - 32 400 лв., ултразвуков генератор – 2 300 лв. Общо 779 492,67 лв., като не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Предвиждани ремонти и инвестиции:

Предвижда се подмяна на двигателя „Либхер“ 926G - 65 000 лв., без ДДС /33 236,01 евро/, като е приложена оферта от UPB.

Обслужването на газовия когенерационен модул ще се извършва от четирима работника със заплата от 650 лв. или общо за година 31 000 лв.,брутно. Социалните и здравните осигуровки са за сметка на работодателя - в размер на 12 000 лв. за година.

Изчислени са разходи за материали за текуща поддръжка, както следва:

Смяна на масло се планира на 1 500 по 45 l при цена 6 лв./l, без ДДС. Предвижда се смяната да се извършва три пъти годишно и да бъдат употребени 135 l (6 лв./l). Разходът на масло годишно е 1 050 лв., като е предвиден по 0,02 l/мото час (175 l/6 лв.). Подмяната на свещи, ремъци, филтри и други е 2 000 лв. Общо материалите за текуща поддръжка възлизат на 3 000 лв. годишно, без ДДС.

Външни услуги , данъци такси и други - в размер на 13 000 лв., без ДДС.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 110,17% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода са със 106,88% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 94,49% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации със 125,00% и разходите за ремонт с 550,00%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 250,00%.

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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	127	165	192	247	55	28,65%	120	94,49%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	52	117	117	117	0	0,00%	65	125,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	10	1	10	65	55	550,00%	55	550,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	31	23	31	31	0	0,00%	0	0,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	12	5	12	12	0	0,00%	0	0,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	7	5	7	12	5	71,43%	5	71,43%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	5		5		-5	-100,00%	-5	-100,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	22	19	22	22	0	0,00%	0	0,00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	11	6	11	11	0	0,00%	0	0,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	663,05	653,93	623,92	763,22	139	22,33%	100	15,11%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	7	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	10	1	10	65	55	550,00%	55	550,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	10	1	10	65	55	550,00%	55	550,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	Инвестиции ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	10	0	35	35	0	0,00%	25	250,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	10	0	35	35	0	0,00%	25	250,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

УМБАЛ „проф. д-р Стоян Киркович” АД

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	7	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	1 531	675	741	1 533	792	106,88%	2	0,13%
1.1.	гореща вода	MWh	1 531	675	741	1 533	792	106,88%	2	0,13%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	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-общо	MWh	1 531	675	741	1 533	792	106,88%	2	0,13%
4.1.	гореща вода	MWh	1 531	675	741	1 533	792	106,88%	2	0,13%
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	1 139	487	541	1 139	598	110,54%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	44	19	20	44	24	120,00%	0	0,00%
		%	3,86%	3,99%	3,70%	3,86%	0,0	4,50%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 095	468	521	1 095	574	110,17%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 095	468	521	1 095	574	110,17%	0	0,00%
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	3 052	1 388	1 450	3 051	1 601	110,41%	-1	-0,02%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	3 052	1 388	1 450	3 051	1 601	110,41%	-1	-0,02%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	87,50%	83,72%	88,41%	87,58%	-0,008	-0,95%	0,001	0,09%
10	Топлинна ефективност	%	50,17%	48,63%	51,10%	50,25%	-0,009	-1,68%	0,001	0,15%
11	Електрическа ефективност	%	37,33%	35,09%	37,31%	37,33%	0	0,06%	0	0,02%
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	161	205	195	197	2	1,03%	36	22,71%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	130	109	103	104	1	0,97%	-26	-20,03%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	1 531	675	741	1 533	792	106,88%	2	0,13%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	1 531	675	741	1 533	792	106,88%	2	0,13%
	гореща вода	MWh	1 531	675	741	1 533	792	106,88%	2	0,13%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД отчита ***печалба*** в размер на 705 хил. лв., при ***загуба*** в размер на 2 133 хил. лв. за 2017 г.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обслужва задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД е представило справки по ЕССО за 2018 г. за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2018 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита ***загуба*** в размер на 171 хил. лв., която нараства спрямо отчетената през 2017 г. в размер на 124 хил. лв., а от нерегулирана дейност през 2018 г. дружеството отчита ***печалба*** в размер на 876 хил. лв., при ***загуба*** през 2017 г., когато е в размер на 1 169 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 бележат спад през 2018 г., спрямо 2017 г. с 57,05%;**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност също намаляват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 13,92%.**

Образуване на цената

В справка № 1 „Разходи” разходите за амортизация са коригирани от 117 хил. лв. на 52 хил. лв. или с 65 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.

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) – 236,20 лв./MWh

- индивидуални разходи за единица енергия – 236,20 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 465 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 455 хил. лв., от които условно-постоянни – 182 хил. лв. и променливи – 273 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 126 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh.

34. „Коген Загоре“ ЕООД

С писмо с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2019 г. от дружеството е постъпило заявление за утвърждаване на цена на топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството предлага за утвърждаване цена на топлинна енергия с топлоносител пара, считано от 01.07.2019 г. – 213,95 лв./MWh, без ДДС.

В Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ за цена на горивоприроден газ е посочено: 42,83 лв./knm^3, което е очевидна фактическа грешка, допусната от

дружеството.

В представената от „Коген Загоре“ ЕООД обяснителна записка се посочва следното:

Дружеството има издадена лицензия № Л-483-03 от 18.01.2017 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ за срок от 15 (петнадесет) години чрез централа с общо инсталирани: електрическа мощност – 5,868 MW и топлинна мощност – 8,694 MW. Към момента се експлоатира само промишлен парен котел ПКГ-4, с производителност 4 t/h суха наситена пара, с налягане 14 ата (1,3 MPa). Котелният пресостат е настроен за налягане 5 ata, т.е. температурата на наситената пара е 151,11°C.

Консуматор на полезната топлинна енергия от инсталацията е само пряко присъединен купувач – консервна фабрика, изградена до „Коген Загоре“ ЕООД. Измерването на топлинната енергия се извършва с топломер – търговски прибор в точката на вземането при входа на абонатната станция на фабриката. Парата се консумира за технологични нужди – стерилизатор при 4 bar, вакуум-апарати при 3,5 bar, затварачни и миячни машини при 2,5 bar, както и за отопление и БГВ при 2 bar. Максималното налягане на директно присъединения консуматор – консервна фабрика, е 4 bar. Фабриката 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.

Производствена програма

Производствената програма на котелната инсталация е подчинена на производствените и отоплителните нужди на директно присъединения консуматор – консервната фабрика на „Дилмано Дилберо“ АД и за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. е както следва:

- Производство на топлинна енергия (пара, суха наситена) 646 MWh;

- Пара за собствени нужди – 30 MWh;

- Топлоенергия за продажба – 616 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма за 2019 г. - 2020 г.

През посочения период дружеството не предвижда инвестиционни разходи за котелната инсталация. Включването на нов консуматор на топлинна енергия към котелната инсталация на „Коген Загоре“ ЕООД няма да се осъществи по-рано от 2021 г.

Ремонтната програма включва текущ ремонт и поддържане на съоръженията и агрегатите в котелната инсталация. Текущото поддържане ще се извършва от собствен ремонтен персонал. Специфични ремонтни работи ще се извършват от наети контрактори.

***Условно-постоянни разходи** (УПР)*

Дълготрайните материални активи на котелната инсталация са записани в общата книга на активите на „Коген Загоре“ ЕООД. В частта за котелната инсталация са отнесени котелът и спомагателното оборудване, както и минимална припадаща се част от газовата, ВиК и електро-структура на площадката.

Отчетените разходи за амортизация в ГФО на „Коген Загоре“ ЕООД за 2018 г. са в размер на 160 хил. лв., а относимите към производството на топлинна енергия са 3 хил. лв. За новия регулаторен период прогнозните разходи за амортизации са в размер на 2 хил. лв., при прилагане на линеен метод на амортизация, съгласно Указания-НВ.

Прогнозните УПР за новия ценови период са определени на база отчетените разходи за 2018 г. на дружеството и редуцирани само за производството на топлинна енергия от котелната инсталация. УПР (без разходите за амортизации) са в размер на 80 хил. лв.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие с указанията на КЕВР.

Разходите за външни услуги отчетени за 2018 г. са в размер на 105 хил. лв., и включват:

- Съобщителни услуги 25 хил. лв.;

- Данъци и такси 32 хил. лв.;

- Охрана 43 хил. лв.;

- Одит 5 хил. лв.;

От тях съотносими към производството на топлинна енергия са данъци и такси, охрана и одит, като в прогнозата за новия ценови период отчетените суми са редуцирани до стойности, както следва:

- Данъци и такси на 3 хил. лв., плюс 2 хил. лв. за застраховки;

- Охрана (въоръжена и противопожарна охрана) на 2 хил. лв.;

- Одит (експертни и одиторски разходи) на 2 хил. лв.

Променливи разходи

Голяма част от променливите разходи са разходите за гориво, като се посочва, че са оценени при настоящата цена на природния газ – 44,8 лв./knm^3, което е очевидна фактическа грешка.

Разходът на газ е оценен при брутен КПД на котела 90%. През 2018 г. и 2019 г. „Коген Загоре“ ЕООД периодично (ежемесечно) пуска в работа до около 4 h всяка когенерационна инсталация с цел предотвратяване получаването на деформации (провисване и др.) в инсталациите за комбинирано производство при продължителен престой, съгласно изискванията на завода-производител.

Дружеството посочва, че разходите за материали отразяват стойността на очакваните разходи за леватит и други химикали за омекотителната инсталация и др.

Възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3%. Посочва се, че котелната инсталация не е натоварена с разходи по договори за кредити.

В заключение „Коген Загоре“ ЕООД предлага за утвърждаване пределна цена на топлинната енергия в размер на 210,71 лв./MWh, която се различава от изчислената цена в справките от ценовия модел – 213,95 лв./MWh.

С писмо с вх. № Е-14-79-2 от 10.05.2019 г. дружеството е представило допълнителната информация, изискана с писмо № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с пара за новия ценови период са увеличени с 5,52% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,13% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 43,24 % при условията на намаление на останалите разходи. През следващия регулаторен период дружеството не предвижда инвестиционни разходи.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	78	83	83	82	-1	-1,20%	4	5,13%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	10	3	3	2	-1	-33,33%	-8	-80,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	5	2	2	1	-1	-50,00%	-4	-80,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	37	53	53	53	0	0,00%	16	43,24%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	8	8	8	9	1	12,50%	1	12,50%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	7	8	8	9	1	12,50%	2	28,57%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	1				0	0,00%	-1	-100,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	18	17	17	17	0	0,00%	-1	-5,56%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	10	10		10	10	0,00%	0	0,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	362,95	37,02	42,83	42,83	0	0,00%	-320	-88,20%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	2	2	1	-1	-50,00%	-4	-80,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5	2	2	1	-1	-50,00%	-4	-80,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	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	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	960	684	616	650	34	5,52%	-310	-32,29%
1.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh	960	684	616	650	34	5,52%	-310	-32,29%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	30	30	30	30	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	30	30	30	30	0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	3,03%	4,20%	4,64%	4,41%	-0,002	-5,00%	0,014	45,59%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.2.	пара	%	3,03%	4,20%	4,64%	4,41%	-0,002	-5,00%	0,014	45,59%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	990	714	646	680	34	5,26%	-310	-31,31%
4.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	990	714	646	680	34	5,26%	-310	-31,31%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	990	714	646	680	34	5,26%	-310	-31,31%
7	Произведена електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
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	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh					0	0,00%	0	0,00%
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	1 097	809	750	712	-38	-5,07%	-385	-35,07%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh					0	0,00%	0	0,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	1 097	809	750	712	-38	-5,07%	-385	-35,07%
9	ОБЩА ефективност	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна ефективност	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
11	Електрическа ефективност	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	90,29%	88,26%	86,13%	95,51%	0	10,88%	0	5,78%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh					0	0,00%	0	0,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	136	139	135	138	3	2,22%	2	1,41%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	960	684	616	650	34	5,52%	-310	-32,29%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч	960	684	616	650	34	5,52%	-310	-32,29%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

„Коген Загоре“ ЕООД съгласно представеният годишен финансов отчет за 2018 г. отчита ***загуба*** в размер на 1 312 хил. лв. при 1 341 хил. лв. за 2017 г.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал е отрицателна величина, което не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи със собствени средства, отчита ниска обща ликвидност, което е индикатор за липса на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и невъзможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2018 г., както и в края на 2017 г. остава влошена, и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Образуване на цената

Допусната е от дружеството калкулационна грешка при формирането на крайната цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара. Данните са нанесени в актуалната форма за пресмятане и резултатите са посочени по-долу.

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) – 172,07 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 106 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 101 хил. лв., от които условно-постоянни – 82 хил. лв. и променливи – 19 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 144 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,33%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 616 MWh

35. „Оранжерии Петров дол“ ООД

С писмо с вх. Е-14-74-1 от 29.03.2019 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия– 176,05 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при с цена на природния газ – 473,67 лв./knm^3 (без ДДС).

С писмо с изх. № Е-14-00-5 от 23.04.2019 г. на КЕВР от дружеството е изискано да представи допълнителна информация. Същата е представена с писмо с вх. № Е-14-74-2 от 03.05.2019 г.

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма *– тя е разработена при следните изходни параметри:*

- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 - 2,000 MW

- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 1,977 MW

- собствена консумация в работен режим - 100 kWh

Предвидено е централата да работи от м. септември до м. май от ценовия период за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производство на оранжерийния комплекс.

Производствената програма на централата за периода 2019 г. - 2020 г. е представена в табличен вид.

2. Инвестиционна програма

Общата стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите (РБА) за 2019 г., е в размер на 1 052 хил. лв.

***Активи** = 997 хил. лв., в т.ч.:*

- 18 хил. лв. за реконструкция и преустройство на съществуваща сграда за нуждите на когенерационната инсталация.

- 601 хил. лв. разходи за закупуване на инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, състояща се от един когенерационен модул „MWM TCG 2020 V20“ и периферна система от компоненти към инсталацията; изработване на инвестиционен проект (работен и технически) за строеж на когенерационна централа на природен газ; присъединяване на независим производител на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД; система за омекотяване на водата; допълнителни СМР и др.

- 3 хил. лв. – приблизителна стойност на земята, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи.

- 375 хил. лв., оборотен капитал.

Амортизация за периода на използване - 451 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 изчисляването на РБА за стойност на активите е взета прогнозната балансова 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. Цената за поддръжка и ремонт за един час работа е 19,7 евро/h.

5. Променливи разходи

Променливите разходи за прогнозна 2019 г. – 2020 г., са както следва:

• - разход на природен газ, при цена на природен газ - 473,67 лв./knm^3 (без ДДС);

• разход за електрическа енергия - 32 хил. лв.

*• разходи за акциз на природен газ - 97 079 GJ*0,60 лв./GJ = 58 хил. лв.*

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи при работа и на двата ко-генератора:

• разходи за амортизация	*- 234 хил. лв.*
• разходи за ремонт	*- 4 хил. лв.*
• разходи за заплати	*- 380 хил. лв.*
• разходи за осигурителни вноски	*- 71 хил. лв.*
• разходи, пряко свързани с регулираната дейност	*- 349 хил. лв., в т.ч.:*
- материали за текущо поддържане	*- 215 хил. лв.*
- застраховки	*- 7 хил. лв.*
- занъци и такси	*- 70 хил. лв.*
- други, описани в Справка № 1	*- 57 хил. лв.*

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозният период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е използвана прогнозната капиталовата структура на дружеството към 31.12.2018 г. на база погасителните планове, формирана от:

• Договор за финансов кредит Прокредит 1

• Договор за финансов кредит Прокредит 2

• Договор за финансов кредит Прокредит 4

• Собствен капитал

При така зададените изходни параметри нормата на възвръщаемост за 2019г./2020г. е 6,51%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 2,98% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 3,31% по- високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 46,82% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации със 192,50% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 170,54%. 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 НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	707	1 050	1 050	1 038	-12	-1,17%	331	46,82%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	80	221	221	234	13	5,88%	154	192,50%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	74	2	2	4	2	100,00%	-70	-94,59%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	334	356	356	380	24	6,74%	46	13,77%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	90	67	67	71	4	5,97%	-19	-21,11%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	90	67	67	71	4	5,97%	-19	-21,11%
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.	129	404	404	349	-55	-13,67%	220	170,54%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	108	98		109	109	0,00%	1	0,93%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	391,78	399,25	399,25	473,67	74	18,64%	82	20,90%
III.	Цена на въглища	лв./t					0	0,00%	0	0,00%

№	Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	74	2	2	4	2	100,00%	-70	-94,59%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	74	2	2	4	2	100,00%	-70	-94,59%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	Инвестиции ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	2 286	2 286	2 286	2 286	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	2 286	2 286	2 286	2 286	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	11 017	10 355	11 051	10 686	-366	-3,31%	-331	-3,01%
1.1.	гореща вода	MWh	11 017	10 355	11 051	10 686	-366	-3,31%	-331	-3,01%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	331	321	342	331	-11	-3,31%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	331	321	342	331	-11	-3,31%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,92%	3,01%	3,01%	3,01%	0	0,00%	0	3,01%
3.1.	гореща вода	%	2,92%	3,01%	3,01%	3,01%	0	0,00%	0	3,01%
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	11 348	10 676	11 394	11 017	-377	-3,31%	-331	-2,92%
4.1.	гореща вода	MWh	11 348	10 676	11 394	11 017	-377	-3,31%	-331	-2,92%
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	9 854	9 539	10 157	9 854	-303	-2,98%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	469	385	484	469	-14	-2,98%	0	0,00%
		%	4,76%	4,04%	4,76%	4,76%	0	0,00%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	9 385	9 154	9 674	9 385	-288	-2,98%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕЦ**	MWh	9 385	9 154	9 674	9 385	-288	-2,98%	0	0,00%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕЦ	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	24 388	23 484	23 484	24 328	844	3,59%	-60	-0,24%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	24 388	23 484	23 484	24 328	844	3,59%	-60	-0,24%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	85,58%	84,71%	90,31%	84,43%	-0,059	-6,51%	-0,012	-1,35%
10	Топлинна ефективност	%	45,17%	44,09%	47,06%	43,92%	-0,031	-6,66%	-0,013	-2,77%
11	Електрическа ефективност	%	40,41%	40,62%	43,25%	40,51%	-0,027	-6,35%	0,001	0,24%
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	155				0	0,00%	-155	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	140				0	0,00%	-140	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	11 017	10 355	11 051	10 686	-366	-3,31%	-331	-3,01%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	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%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	11 017	10 355	11 051	10 686	-366	-3,31%	-331	-3,01%
	гореща вода	MWh	11 017	10 355	11 051	10 686	-366	-3,31%	-331	-3,01%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

Оранжерии Петров дол“ ООД съгласно представения годишен финансов отчет за 2018 г. отчита ***загуба*** в размер на 119 хил. лв. при 249 хил. лв. за 2017 г.

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

- **Нетните приходи от продажби нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 22,44%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 11,42%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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. Докато показателят на общата ликвидност определя наличие на свободни оборотни парични средства с които дружеството да обслужва текущите си задължения.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи” разходите за амортизации в производството са намалени от 234 хил. лв. на 71 хил. лв. или със 163 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;

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” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,59% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 161,47 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 161,47 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 70,98 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 236 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 203 хил. лв., от които условно-постоянни – 875 хил. лв. и променливи – 1 328 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 888 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,72%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 385 MWh

35. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-33-6 от 01.04.2019 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. 9 и т. II.8.

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

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия –189,00 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 45,65 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при следните цени на горивата(без ДДС):

- цена на въглища – 94,02 лв./t при калоричност 2 269 kcal/kg;
- цена на мазут – 880,00 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 94,02 лв./t при калоричност 2 269 kcal/t.

Обосновката на дружеството е следната:

За определяне на прогнозната информация е избрана за базисна 2018 г. съгласно Указания-НВ.

Производствена програма

Инсталираната електрическа мощност на централата е 630 MW (три енергийни блока по 210 MW) и 25 MW топлинна мощност при комбинирано производство. „ТЕЦ - Бобов дол" ЕАД възнамерява да произвежда комбинирано електрическа и топлинна енергия с един от блоковете целогодишно за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Отпусната от съоръженията топлинна енергия се предвижда да е в размер на 325 000 MWh и технологичните разходи при производството на топлоенергия да възлизат на 1 757 MWh или 0,71%.

Производство на електрическа енергия

Цялото количество прогнозна електрическа енергия, произведена от енергиен блок в топлофикационен режим е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267.

Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блок в топлофикационен режим е 1 247 328 MWh бруто, като в това число 114 192 MWh високоефективно производство съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди

Делът на електрическата енергия за собствени нужди на блок в топлофикационен режим е определен на 13,24%, което съответства на отчитаните да момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма (отчет и прогноза)

Ремонтната програма цели да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, тъй като забавянето на подмяна на нагревни повърхности води до повишаване на аварийността. Ремонтите по електрофилтрите и сероочистващите инсталации е свързано с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период се предвижда ремонтна програма, отнесена към топлофикационната част на централа на стойност 3 500 хил. лв.

Инвестиционна програма

В дружеството е ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторния период. Предвижда се да бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум ще се включва горивната уредба на котлите, обследване състоянието на метала на барабана, колектори, тръбопроводи на котлите и елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Като приблизителна стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 6 000 хил. лв. за цялата централа, както е посочено в бизнес план 2018 г. - 2022 г.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2018 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 53 300 хил. лв.

Полезният срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, е съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, техническите изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционните 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 01.07.2019 г. - 30.06.2020г. оборотният капитал за производство е в

размер на 71 557 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 7,52%.

Условно- постоянни разходи:

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ - Бобов дол“ ЕАД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период разходите за амортизации са 4 120 хил лв.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за заплати възлизат на 5 700 хил. лв. и за осигуровки 1 771 хил. лв. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството също е предвидено да нарасне с 2 човека, тъй като има добавен нова дейност - топлопроизводство. В прогнозата е отчетено 12% увеличение на същите в съответствие с тенденциите в Р. България.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото увеличение на персонала на дружеството дава своето отражение на условно-постоянните разходи, увеличение на разходите за горива, за служебни карти и 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, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени CO_2 квоти, 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 са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок да се състои от:

Въглища - доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 180 лв/$t_{уг}$, франко ТЕЦ. Представена е справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2018 г.

Поради постоянно увеличаващата се цена на борсовите цени на квоти парникови газове, с едновременно намаляващите количества на безвъзмездно предоставените такива по различни програми, се предвижда доставка и на количества биомаса. Договорената цена с доставчика е 145 лв./$t_{н.г.}$.

Разходите за гориво за разпалване – мазут, са изчислени по цена 880 лв./t.

Разходите за консумативи са 2 619 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 и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитира значително количество парникови газове. Поради постоянно нарастващите цени на емисии на борсата дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса с цел намаляване на емитираните количества.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2018 г., а за прогнозния период – на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма. От емисиите CO_2 са приспаднати безплатните квоти срещу инвестиции за съответния период. Въпреки предвидените безплатни квоти през прогнозния период дружеството ще закупи голяма част от емитираните количества.

Разходите за закупуване на квоти за регулаторния период са изчислени при цена 25,00

евро/t CO_2, която е официалната цена при затваряне на борса ICE към момента на подаване на заявлението.

С писмо изх. № Е-14-33-6 от 08.05.2019 г. от дружеството е поискана следната допълнителна информация и документи:

1. Обосновка на режимите на работа на централата по отношение на топлинните товари от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия през следващия ценови период от 01.07.2019 г.;

2. Заверени копия на всички действащи договори за продажба на топлинна енергия, сключени с клиенти на дружеството, ведно с приложенията към договорите и анекси към тях. Копия на фактури за продадените количества топлинна енергия за периода 01.12.2018 г. – 30.04.2019 г.

3. Променливите и условно-постоянните разходи в Справка № 1 - „Разходи“ да бъдат представени за 1 (един) блок.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия за новия ценови период са увеличени с 87,00% спрямо отчетните за ценовия период.

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с пара за новия ценови период са увеличени с 302,00% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 36,54% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 432,53% и разходите заплати и възнаграждения с 25,74%.

През следващия регулаторен период дружеството предвижда намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 50,00%.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	12 314	39 874	15 043	16 814	1 771	11,77%	4 500	36,54%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	3 524	11 388	3 958	4 120	162	4,09%	596	16,91%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	661	7 936	3 073	3 520	447	14,55%	2 859	432,53%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	4 533	12 697	4 966	5 700	734	14,78%	1 167	25,74%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 315	3 944	1 543	1 771	228	14,78%	456	34,68%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 180	3 339	1 307	1 500	193	14,77%	320	27,12%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	135	605	236	271	35	14,83%	136	100,74%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 281	3 909	1 503	1 703	200	13,31%	-578	-25,34%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	651	1 070	366	375	9	2,46%	-276	-42,40%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3					0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	51,20	90,00	90,00	94,02	4	4,47%	43	83,63%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	661	7 936	3 073	3 520	447	14,55%	2 859	432,53%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	661	7 936	3 073	3 520	447	14,55%	2 859	432,53%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	6 000	3 195	3 167	3 000	-167	-5,27%	-3 000	-50,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	6 000	3 195	3 167	3 000	-167	-5,27%	-3 000	-50,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	233 970	9 633	61 152	245 952	184 800	302%	11 982	5%
1.1.	гореща вода	MWh	233 970	9 633	61 152	245 952	184 800	302%	11 982	5%
1.2.	пара	MWh					0	0%	0	0%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	7 500	0	110 097	79 056	-31 041	-28%	71 556	954%
2.1.	гореща вода	MWh	7 500		110 097	79 056	-31 041	-28%	71 556	954%
2.2.	пара	MWh					0	0%	0	0%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	3,11%	0,00%	64,29%	24,32%	-0,400	-62%	0,212	683%
3.1.	гореща вода	%	3,11%	0,00%	64,29%	24,32%	-0,400	-62%	0,212	683%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0%	0	0%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	241 470	9 633	171 249	325 008	153 759	90%	83 538	35%
4.1.	гореща вода	MWh	241 470	9 633	171 249	325 008	153 759	90%	83 538	35%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0%	0	0%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0%	0	0%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0%	0	0%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	746 000	2 144 089	2 110 314	1 247 328	-862 986	-41%	501 328	67%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	99 730	277 417	222 314	165 139	-57 175	-26%	65 409	66%
		%	13,37%	12,94%	10,53%	13,24%	0,027	26%	-0,001	-1%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	646 270	1 866 671	1 888 000	1 082 189	-805 811	-43%	435 919	67%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	60 270	3 500	61 000	114 192	53 192	87%	53 922	89%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	586 000	74 847	77 000	967 997	890 997	1157%	381 997	65%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh		1 788 324	1 750 000		-1 750 000	-100%	0	0%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0%	0	0%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0%	0	0%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	2 528 491	6 824 711	6 042 473	4 008 645	-2 033 828	-34%	1 480 154	59%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	2 528 491	6 824 711	6 042 473	4 008 645	-2 033 828	-34%	1 480 154	59%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0%	0	0%
9	ОБЩА ефективност	%	38,76%	31,56%	35,94%	37,25%	0,013	4%	-0,015	-4%
10	Топлинна ефективност	%	9,25%	0,14%	1,01%	6,14%	0,051	506%	-0,031	-34%
11	Електрическа ефективност	%	29,50%	31,42%	34,92%	31,12%	-0,038	-11%	0,016	5%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0%	0	0%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	391,89	381,96	151	150	-0,41	0%	-242	-62%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	136,57	163,7	7 490	1 342	-6 149	-82%	1 205	882%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	233 970	9 633	60 715	244 195	183 480	302%	10 225	4%
10.1.	гореща вода	МВтч	233 970	9 633	60 715	244 195	183 480	302%	10 225	4%
10.2.	пара	МВтч		0			0	0%	0	0%
11	Технологични разходи - общо	MWh	0	0	437	1 757	1 320	302%	1 757	0%
		%	0,00%	0,00%	0,71%	0,71%	0	0%	0	0%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	437	1 757	1 320	302%	1 757	0%
		%	0,00%	0,00%	0,71%	0,71%	0	0%	0,007	0%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0%	0	0%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0%	0	0%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0%	0	0%
	гореща вода	MWh					0	0%	0	0%
	водна пара	MWh					0	0%	0	0%

ТЕЦ „Бобов дол” ЕАД

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.</u>

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2018 г. отчита нетна печалба в размер на 790 хил. лв., която е увеличена спрямо предходната година, когато е 672 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия, разполагаемост и студен резерв намаляват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 19%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 16%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 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 2018 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства спрямо края на 2017 г. с дял от 77% собствен капитал и 23% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за емисии CO_2 са коригирани от 39 117 хил. лв. на 4 135 хил. лв. или с 34 982 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 84 609 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 25 евро/t, съгласно т. 13 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” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 5,00% на 3,57%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” са извършени следните корекции:

- коригирана е цената на въглищата от 94,02 лв./$t_{нг}$ на 90,00 лв./$t_{нг}$ (с 4,02 лв./$t_{нг}$) при калоричност 2 269 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2018 г., съгласно т. 8 от общия подход.

- коригирана е цената на биомасата от 94,02 лв./$t_{нг}$ на 90,00 лв./$t_{нг}$ (с 4,02 лв./$t_{нг}$) при калоричност 2 269 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2018 г, съгласно т. 8 от общия подход.

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) – 147,71 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 147,71 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 57,22 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 44,55 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 170 728 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 164 962 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 814 хил. лв. и променливи – 148 148 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 78 015 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,39%
- Електрическа енергия – 1 082 189 MWh
  - от високоефективно комбинирано производство – 114 192 MWh
  - от невисокоефективно производство – 967 997 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 244 195 MWh

36. „Топлофикация Петрич“ ЕАД:

С писмо с вх. № Е-14-71-8 от 14.05.2019 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило информация на хартиен и електронен носител съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена отчетна информация по т. I.2, т. I.4, т. I.5 т. I.8 и т. I.9, т. I.10 и т. I.12, както и прогнозна информация по т. II.2, т. II.4, т. II.5, т. II.6 и т. II.8.

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

- Преференциална цена на електрическа енергия от ВЕКП – 179,52лв./MWh;

- Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,49лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природния газ 595,15лв./knm^3, без ДДС.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия за новия ценови период са увеличени с 319,86% спрямо отчетните за ценовия период.

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с пара за новия ценови период са увеличени с 275,49% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,11% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.), в резултат на увеличените разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 4,29%, въпреки намалените разходи за амортизации с 60,77% и при условията на запазване размера на останалите разходи.

През следващия регулаторен период, дружеството не предвижда инвестиционни разходи.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 г.	Изменение в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	5 951	2 007	2 665	6 255	3 590	134,71%	304	5,11%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	4 410	750	750	1 730	980	130,67%	-2 680	-60,77%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 350	350	900	1 350	450	50,00%	0	0,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	280	181	220	280	60	27,27%	0	0,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	100	34	45	100	55	122,22%	0	0,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	100	34	45	100	55	122,22%	0	0,00%
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.	2 680	692	750	2 795	2 045	272,67%	115	4,29%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 130	486	100	2 195	2 095	2095,00%	65	3,05%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	469,09	527,81	528,15	595,15	67	12,69%	126	26,87%
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 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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.	1 350	350	900	1 350	450	50,00%	0	0,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 350	350	900	1 350	450	50,00%	0	0,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	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%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2018 г.	Отчет 2018 г.	Отчет ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.	Прогноза в цени от 01.07.2019 г.	**Разлика** Прогноза 2019 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2019 – Прогноза 2018 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	86 490	22 625	23 034	86 490	63 456	275,49%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	86 490	22 625	23 034	86 490	63 456	275,49%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	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-общо	MWh	86 490	22 625	23 034	86 490	63 456	275,49%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	86 490	22 625	23 034	86 490	63 456	275,49%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	10 000	5 062	2 719	10 000	7 281	267,78%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	73 950	16 368	18 988	73 950	54 962	289,46%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	6 650	2 550	2 959	6 650	3 691	124,74%	0	0,00%
		%	8,99%	15,58%	15,58%	8,99%	-0,07	-42,29%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	67 300	13 818	16 029	67 300	51 271	319,86%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	67 300	13 818	16 029	67 300	51 271	319,86%	0	0,00%
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	203 159	49 693	59 810	203 159	143 349	239,67%	0	0,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	189 973	43 043	55 785	189 973	134 188	240,54%	0	0,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	13 186	6 650	4 025	13 186	9 161	227,60%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,19%	78,83%	70,45%	79,19%	0,09	12,40%	0	0,00%
10	Топлинна ефективност	%	40,26%	40,80%	36,42%	40,26%	0,04	10,56%	0	0,00%
11	Електрическа ефективност	%	38,93%	38,03%	34,04%	38,93%	0,05	14,36%	0	0,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	75,84%	76,12%	67,55%	75,84%	0,08	12,26%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	206	208	204	206	2	0,98%	0	-0,19%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	128	142	135	128	-7	-5,19%	0	0,02%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	86 490	20 774	21 154	80 000	58 846	278,18%	-6 490	-7,50%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	0	1 851	1 880	6 490	4 610	245,21%	6 490	0,00%
		%	0,00%	8,18%	8,16%	7,50%	-0,007	-8,06%	0,075	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	1 851	1 880	6 490	4 610	245,21%	6 490	0,00%
		%	0,00%	8,18%	8,16%	7,50%	-0,007	-8,06%	0,075	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	86 490	20 774	21 154	80 000	58 846	278,18%	-6 490	-7,50%
	гореща вода	MWh	86 490	20 774	21 154	80 000	58 846	278,18%	-6 490	-7,50%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2018 г.

„Топлофикация Петрич“ ЕАД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2018 г., отчита загуба в размер на 439 хил. лв., която е намалена спрямо отчетената загуба за 2017 г. от 706 хил. лв.

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

- Нетните приходи от продажби нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 37%;
- Разходите от оперативната дейност също нарастват през 2018 г. спрямо 2017 г. с 24%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си, но по отношение на показателя „обща ликвидност“ е видно, че дружеството непритежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2018 г. е запазена като тази в края на 2017 г., която е 56% собствен капитал и 44% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизация са коригирани от 1 730 хил. лв. на 1 500 хил. лв. или с 230 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 350 хил. лв. или с 1 000 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2018 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период.

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 199 хил. лв., или с 81 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 181 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 100 хил. лв. на 37 хил. лв., или с 63 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2018 г. в размер на 34 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общата стойност на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ е коригирана от 2 795 хил. лв. на 692 хил. лв. или с 2 103 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2018 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- коригирани са разходите за вода от 170 хил. лв. на 146 хил. лв., пропорционално на произведените количества 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” нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4% на 3,57% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ, пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2018 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 15,584 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Петрич“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 170,66 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 170,66 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 80,17 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 81,28 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 17 988 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 16 879 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 779 хил. лв. и променливи – 14 101 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 18 475 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,00%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 67 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 000 MWh

Изказвания по т.2.:

Докладва И. Александров. В сектор „Топлоенергетика“ 37 дружества са подали заявления за утвърждаване на цени. В доклада са отразени всички заявления и техните обосновки. По отношение на структурата на доклада, работната група се е постарала да онагледи чрез писма до дружествата документите и информацията, която е необходима да представят. Описана е цялата постъпила информация. Под формата на специални справки, предварително разработени и утвърдени от Комисията, е направен регулаторен преглед, в който са сравнени всички техни показатели (технически и икономически), такива каквито са утвърдени през предходния период, каквито са отчетени за календарната година, както и за ценовия период, и тяхното предложение. Направен е финансов анализ на финансовите показатели на дружествата по данни от годишните финансови отчети към 31.12.2018 г. и анализ на възвръщаемостта на капитала на дружествата, имайки предвид по отчет каква възвръщаемост са получили при 7% възвръщаемост на собствения капитал, даден от Комисията през предходния ценови период. И. Александров каза, че ще маркира ключовите моменти, които са общи за всички дружества, и въз основа на тях работната група е извършила обективно корекциите.

Активи. Както повелява методът на регулиране Норма на възвръщаемост, те се вземат към 31.12.2018 г. Особено се държи на отчетната стойност на активите, която е по инвентарна книга, тъй като в резултат на нея се начисляват амортизациите, за които тази година в производството са запазени 15-годишният срок за амортизация на активите. В преноса на топлинна енергия амортизационните отчисления са повишени на 35 години. Очевидно е, че цената на топлинната енергия (видно е и от заявленията на дружествата) значително надвишава действащата в момента. Тъй като през тази година разходът за емисии е със значително увеличение, в сравнение с предходната година, стремежът към минимизиране на цената на топлинна енергия е бил водещ. По отношение на ремонта на дружествата, отново от дружествата са поискани всички разходи за ремонт (както отчетни, така и прогнозни). Изискано е те да бъдат отделени от инвестиционните разходи, т.е. инвестиции и ремонт да бъдат отделени разходите. Поискани са договори за възлагане и т.н. Идеята е била разходите за ремонт да бъдат максимално аргументирани. В доклада е посочено за много дружества, че значителни разходи за ремонт са начислени, а не са извършени.

За разходи за заплата и възнаграждение, както и социалните разходи, е направен

анализ. Отчетена е стойността на разхода за заплати, който е даден от дружеството по отчет, като е сравнен с дадения от Комисията миналата година. Въпреки че разходът за заплати миналата година не е повишен, забелязва се, че някои дружества са си повишили разхода за заплати. Тази година принципът е когато средната заплата на отделно дружество е под средната за сектора и дружеството е пожелало увеличение на заплатите, повишението е до 10%. Тоест не навсякъде, а само при тези условия.

Разходите за балансиране не са включени никъде в цените, както и разходите за дялово разпределение на топлинна енергия. При условие, че са приети в цените разходи във връзка със съдебни дела, приходите от спечелени съдебни дела са извадени от разходите с цел да няма дублиране на този разход. За дружествата (предимно заводски централи), които имат собствено потребление („ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД, „Солвей Соди" АД и „Брикел" ЕАД), собственото потребление е извадено от нетната енергия, енергията, която стои в основата на самата цена. Собственото потребление е остойностено. Оборотният капитал е 1/8 от признатите разходи минус амортизациите. По отношение на нормата на възвръщаемост, тя запазва своето ниво 7% на собствения капитал, като на привлечения капитал е взета стойността 3,57% (средна стойност към 31.12.2018 г.)

По отношение на предложените количества електрическа енергия. Те не са коригирани, тъй като тя служи за квота и за лимит, при което дружествата си покриват разходите. По отношение на топлинната енергия, при дружества, които имат много високи загуби по преноса, тя е коригирана. По отношение на горивата. При енергийни централи, в които има микс от горива, запазен е миксът, какъвто е по отчет на дружеството. При някои има разминаване в микса – един се отчита, а друг кандидатства за цена. С преминаване пропорционално на микса, който е отчетен, е коригиран в зависимост от производството на енергия. Това в значителна степен променя и разхода за емисии, тъй като дружествата отчитат по-голям дял на биомасата, а по-малък дял на въглищата. В прогнозата е обратното и поради това, тъй като въглищата емитират емисиите, значително при тях е променен и разходът за емисии. За дружествата на природен газ, предложението е при действаща цена на природен газ, както и сравненията, за да има съпоставимост. Тя е 475,96 лв./knm^3 (цената на „Булгаргаз" ЕАД). Към нея по индивидуален способ (изработена е специална таблица, която дружествата попълват в зависимост от тяхното потребление през месеците) се формира цената за пренос и достъп. Тя се добавя към цената на „Булгаргаз" ЕАД. Отделно от това, за тези, които са на мрежа на газоразпределително дружество, е добавена и съответната цена за пренос по мрежата. При изчисляване на премията е ползвана средна пазарна цена 90,49 лв./MWh. Сега действащата е 70,65 лв./MWh.

Най-важният разход, който е повишен, е разходът за емисии. За разлика от миналата година, когато е бил при цена 8,91 евро/т, сега е изчислен 25 евро/т. Това е действащата цена към момента на представяне на доклада.

Коефициентът на ефективност, който дели разходите между топлинната и електрическа енергия. Централите са разделени по технология на групи. За „Топлофикация София" ЕАД е 0,48, за всички газови централи с двигатели с вътрешно горене е 0,4, за въглищните централи е 0,35. За всички оранжерийни и заводски ТЕЦ-ове коефициентът е от порядъка на 0,49, разликата е след третия знак и е индивидуален (какъвто е на самата инсталация).

В резултат на направените корекции, които са описани и мотивирани в доклада, при предложени от дружествата средна цена на електрическата енергия, повишена с близо 40%, същата е свалена до 14,89%. Това се равнява на 138 млн. лв. разходи, съкратени само от електрическата енергия за дружествата. За топлинната енергия, при предложение средна претеглена цена 9,36 , цената е 4,50% повишение.

Ц. Камбурова докладва направения финансов анализ на дружествата. Извършен е анализ и оценка на общото финансово състояние към 31.12.2018 г. на база представените

годишни финансови отчети и съответните справки по ЕССО. Тези анализи са отнесени конкретно към всяко едно дружество. Направен е анализ на 14 бр. топлофикационни дружества, дружества с топлинен товар за небитови нужди – 21 бр. От анализа е видно, че за 2018 г. отчели печалба от дейността си са само 3 топлофикационни дружества - „ЕВН България Топлофикация" ЕАД, „Топлофикация Русе" ЕАД и „Юлико Евротрейд" ЕООД. Останалите отчитат загуба. Дружествата, които подобряват финансовия си резултат през 2018 г. спрямо предходната година, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „Топлофикация София" ЕАД; „ЕВН България Топлофикация" ЕАД; „Топлофикация Плевен" ЕАД; „Юлико Евротрейд" ЕООД; „Овергаз Мрежи" АД - ЛОЦ „Овча купел" и „Топлофикация Перник" АД. Останалите дружества намаляват печалбите си или увеличават загубите си, т.е с влошен финансов резултат.

Централи с топлинен товар за небитови, които реализирали печалба от дейността си, са 9 бр. - „Алт Ко" АД, ЧЗП „Румяна Величкова", „Инертстрой-Калето" АД, „Когрийн" ООД, Декотекс" АД, „Оранжерии Гимел" АД - 200 дка, „Солвей Соди" АД, „Нова Пауър" ЕООД и „ТЕЦ Бобов дол" ЕАД. Останалите 21 бр. дружества са на загуба. Дружествата, които подобряват финансовия си резултат, са: „Оранжерии Гимел" АД - 200 дка; „Декотекс" АД; „МБАЛ-Търговище" АД; „Оранжерии Петров дол" ООД; „Когрийн" ООД; ЧЗП „Румяна Величкова"; „Инертстрой-Калето" АД; „ТЕЦ Бобов дол" ЕАД, „Топлофикация Петрич" ЕАД и „Коген Загоре" ЕООД. Останалите дружества влошават финансовия си резултат.

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

Топлофикационните дружествата, които са с добра обща ликвидност към края на 2018 г., която определя възможността им със собствени оборотни средства да обслужват текущите си задължения са: „Топлофикация София" ЕАД; „Топлофикация Бургас" ЕАД; „Топлофикация - ВТ" АД; „Топлофикация Русе" ЕАД; „Топлофикация Перник" АД и Овергаз мрежи" АД - ЛОЦ „Овча купел". Останалите топлофикационни дружества са с обща ликвидност под единица, което определя невъзможността със собствени оборотни средства да обслужват текущите си задължения. Заводски централи, които с добра ликвидност, са: „Брикел" ЕАД; „Солвей Соди" АД; „Алт Ко" АД; „Декотекс" АД; ЧЗП „Румяна Величкова"; „Оранжерии Гимел II" ЕООД; ТЕЦ „Оранжерии Гимел" АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка"; „Белла България" АД; „Инертстрой – Калето" АД; „Оранжерии Петров дол" ООД; „Овердрайв" АД и ТЕЦ „Бобов дол" ЕАД, докато останалите са с лоша ликвидност.

А. Иванова докладва по анализ на възвръщаемостта на капитала на топлофикационните дружества. Дружествата са разделени в зависимост от използваното гориво за производството на топлинна и електрическа енергия – природен газ и въглища. Разделението е вследствие на принципите на използвания метод на Дюпон чрез хоризонтално сравнение на ценовите параметри, заложени в регулаторна рамка за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., и отчетените от дружествата за същия, както и отчетените за 2018 г., съгласно представения отчет за приходите и разходите от дружествата-производители. За ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. Комисията е утвърдила на дружествата от сектор „Топлоенергетика" НВск = 7,00%. Предвид на това утвърдената от КЕВР НВск за дружествата, използващи като основно гориво природен газ в производството, и за въглищните централи - „Топлофикация Русе" ЕАД, „Топлофикация Перник" АД, „Топлофикация Сливен" ЕАД и „Топлофикация Габрово" ЕАД, е изчислена по следния начин:

1. Възвръщаемостта на капитала е изчислена като разлика на отчетените регулирани приходи от продажби, получени като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия по отчетените количества, както и отчетените

условно-постоянни разходи и променливи разходи;

2. Нормата на възвръщаемост преди данъчното облагане, по отчет на дружеството за регулаторния период, е изчислена като отношение на възвръщаемостта на капитала към утвърдената от Комисията регулаторна база на активите;

3. НВск след данъчно облагане по отчет на дружеството за регулаторния период е изчислена като отношение на нормата на възвръщаемост с отчитане на капиталовата структура (съотношението на дела на собствения и привлечения капитал към общия капитал на дружеството), след приспадане на лихвените и данъчните нива;

4. НВск е в пряка зависимост и от разликата между отчетеното количество реализирана електрическа и топлинна енергия спрямо утвърдените количества от Комисията;

5. НВск на база приходи и разходи по ОПР е положителна или отрицателна величина в зависимост от темпа на нарастване на приходите и на разходите от цялостната дейност на дружеството с включени разходи и за нерегулираната дейност. Параметрите, при които е получена НВск по ОПР за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 г., са подробно описани в направения финансов анализ на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

А. Иванова прочете:

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

1. Да приеме доклада.

2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите.

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

С. Тодорова каза, че миналата година е направила забележка по последната част за анализ на нормата на възвръщаемост, че некоректно са формулирани етапите на изчисляване. Сега вижда, че работната група отново не се е постарала в една от точките да напишат нещо смислено. С. Тодорова посочи т. 3 *Норма на възвръщаемост след данъчно облагане*. Има отношение на нещо към нищо – казва се кое е в числителя и след това липсва знаменател. Не е толкова сложно, има една сравнителна проста формула, просто трябва да се види кое към кое е. С. Тодорова каза, че втора година тези неща не могат да се изчистят. В т.5 - НВск на база приходи и разходи по ОПР е *положителна или отрицателна величина в зависимост от темпа на нарастване...* Темп е динамика, не може да има темп на нарастване. Трябва да има само изменение на приходите или разходите в положителна или отрицателна величина. С. Тодорова подчерта, че отново обръща внимание на работната група, тези неща са елементарни. По отношение на числата не може да каже нищо, защото членовете на Комисията нямат изчисленията. Остава да се коментира единствено дали са в рамките на инфлацията, както е било заявено, че ще се променят цените. С. Тодорова каза, че горе-долу са така, но това не е към работната група.

А. Иванова отговори, че текстовете са както при предходните години. Ще бъдат взети предвид предложенията на С. Тодорова. Ако има конкретен текст...

С. Тодорова попита защо не е погледнато какво е, когато първата година е казала, че е некоректно.

И. Н. Иванов отбеляза, че в тази си част докладът трябва да се допълни.

С. Тодорова попита работната група разбира ли това, което им е казала, има ли знаменател в това отношение или няма.

И. Александров поиска да обясни как се прави...

С. Тодорова каза, че миналата година членовете на Комисията са слушали как се

прави.

И. Александров потвърди, че пак го е разказвал.

С. Тодорова попита коректно ли е написано, разбира ли се. Тя знае как се прави, но пита коректно ли е написано.

И. Н. Иванов обобщи да се допълни доклада по отношение на нормата на възвръщаемост, както и да бъде отразена и другата забележка.

И. Н. Иванов установи, че няма други изказвания, насрочи открито заседание за разглеждане на доклада на 04.06.2019 г. от 10 ч. и обяви срок за внасяне на становища – 16:00 ч. на 04.06.2019 г.

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

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 с вх. № Е-Дк-291 от 21.05.2019 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 01.07.2019 г.;

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 1 от ЗЕ за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2019 г. от 10:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи представляващи заявителите, или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

4. 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 Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова - 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 и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна

мрежа, на ниво ниско напрежение; за достъп и/или за пренос през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос 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, съответно на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 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 1 MW и над 1 MW по ЗЕВИ (§ 7, т. 1 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.).

Комисията определя на централи с обща инсталирана електрическа мощност 1 MW и над 1 MW премии за произведената електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (§ 6 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г.). Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1 MW премии, като разлика между определената до влизане в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 – § 34, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 1 MW и над 1 MW по ЗЕВИ (§ 9 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.).

В контекста на чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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. 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.

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, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.

По силата на § 40 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., КЕВР провежда процедури за утвърждаване и определяне на цени и премии за ценовия или регулаторния период от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г., въз основа на § 2, 3, 4, 5, 6, § 7 относно т. 1, § 19, 21, 23, 24 и § 37 относно т. 1 – 3.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, както и за 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.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM[11] и унгарската борса HUPX[12], с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия.

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка една календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице данни, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. През месеците декември 2018 г. и януари 2019 г. на тази платформа са реализирани около 500 MW за календарната 2019 г. от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, но периодите на доставка варират между 01.01.2019 г., 01.02.2019 г., 01.03.2019 г. до 31.12.2019 г. с прекъсване от 01.05.2019 г. и 11.06.2019 г. по време на плановия годишен ремонт на централата. Постигнатите среднопретеглени цени са в диапазона 93 – 97 лв./MWh. Следва да се има предвид, че тези

[11] https://www.opcom.ro

[12] https://www.hupx.hu

ценови нива се постигнаха в период на екстремно високи цени на пазара „ден напред“, липса на предлагане на дългосрочни продукти от страна на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, ограничени водни запаси, очаквания за студена зима и прогнози за достигане на цените на въглеродните емисии до нива около 40 €/тон през 2019 г., което предопредели очаквания за по-високи цени от пазарните участници.

Предвид горното за определяне на прогнозната пазарна цена е необходимо да се вземат предвид цените на фючърсните сделки на HUDEX[13] и унгарските фючърси на EEX[14] (European Energy Exchange), които достигат нива от около 58 – 59 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 60 €/MWh. Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 9-10 €/MWh, които включват разходи за капацитети[15] и печалба.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO_2 също влияят на цените на електрическата енергия на EEX, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например, прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината.

Освен климатичните особености до голяма степен върху цените влияе и управлението на мощностите в електроенергийната система, като ефективното използване на водния ресурс, управлението на излишъците, възможностите за внос и износ в „рамките на деня“ и др.

В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват по-ниските нива на фючърсните сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“ и включват в себе си определен процент рискова премия.

При изготвянето на прогнозата са отчетени и следните обстоятелства, които биха могли да повлияят на пазарната цена в посока надолу:

– На пазара за следващия ценови/регулаторен период ще се предлагат допълнителни количества електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от слънчева енергия, показва, че тогава цената на пиковата енергия се понижава значително, което води до намаление на цените за базов товар;

---

[13] https://hudex.hu

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

[15] http://www.jao.eu/marketdata/yearlyauctions

– Излизането на голямо количество електрическа енергия от ВЕИ на пазара ще доведе до големи излишъци в определени часове. Например, високо производство на фотоволтаични централи през следобедните часове, съчетано с невъзможност от спиране на конвенционалните централи поради нуждата на оператора от мощности за посрещане на вечерния пик или високо производство на вятърните централи през нощта, когато товарите са ниски;

– Възможност за износ към традиционно по-евтиния от унгарския, румънски пазар на електрическа енергия, който поради възможностите за транзит през България оказва влияние върху гръцкия и турския пазар;

– Плановете за създаване на борсов оператор и стартиране на пазар „ден напред“ и „в рамките на деня“, вместо досегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A. в гръцката пазарна зона до края на 2019 г. Това е възможно да доведе до увеличаване на спреда пик-офпик на гръцкия пазар и да редуцира цената за офпик на българската борса, тъй като в момента се изнася голямо количество електрическа енергия към Гърция в нощните часове поради по-високите цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. е определена в размер на 89,00 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 писма с вх. № Е-13-41-15 от 15.02.2019 г. и вх. № Е-13-41-18 от 05.03.2019 г. от ЕСО ЕАД данни за периода 01.01.2018 г. – 31.12.2018 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 2018 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 2018 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2018 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,17 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (р.2/р.1)	1,02751
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**91,45 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	81,39 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (p.2/p.1)	1,04324
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**92,85 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 (чрез ТЕЦ „София Изток“), „Топлофикация Русе“ 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 – Разград“ АД, „Топлофикация – ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	79,32 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,01671
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**90,49 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“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово) и „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) и „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка) 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,46 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,08261
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**96,35 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,77 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,94551
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**84,15 лв./MWh**

10. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,07 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	0,93659
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**83,36 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	78,02 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,03 лв./MWh
3	Групов коефициент Kb (p.2/p.1)	0,98734
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.	89,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**87,87 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г.) и § 34, ал. 2 от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г.) прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 91,45 лв./MWh;

2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 92,85 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 90,49 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 96,35 лв./MWh;

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 84,15 лв./MWh;

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 83,36 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 87,87 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-14-24-6 от 02.04.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. от НЕК ЕАД относно водноелектрическите централи (ВЕЦ), 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 - § 2, т. 3 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г. 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-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,00 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 802 575 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-6 от 02.04.2019 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 55,45 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 204 341 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 113 380 хил. лв.; консумативи – 2 186 хил. лв.; други променливи разходи – 1 625 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 600 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 87 150 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 561 167 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 127 815 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 35 565 хил. лв.; социални разходи – 23 656 хил. лв.; разходи за амортизации – 169 784 хил. лв.; разходи за ремонт – 74 788 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 129 558 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 64 490 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 15 819 319 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, разходи за балансиране и разходи произтичащи от лицензионни и нормативни изисквания;

– цената на електрическата енергия е еднокомпонентна – пълна цена за производство, поради това че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД при текущите пазарни условия доставя само нетна активна енергия, тъй като е типичен базов производител, чиито проектни характеристики не позволяват предоставяне на разполагаемост за студен резерв и/или допълнителни услуги;

– цената на електрическата енергия осигурява икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала от 2,88%, отчитаща завишените инвестиционни разходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за периода 2018 г. – 2019 г., свързани с изпълнение на декларираните като държавен приоритет проекти за продължаване срока и дългосрочна експлоатация на 5-ти и 6-ти блок, както и за повишаване на проектната им мощност до 104%;

– 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 обективни фактори: проектни характеристики на производствените мощности, вкл. работата на блок 6 на 104 %, с отчитане на въздействието на характерните за площадката климатични условия върху изходната електрическа мощност; проектни, лицензионни и нормативни изисквания за осигуряване на безопасността на ядрените съоръжения; оптимално натоварване на производствените мощности с отчитане на спецификата на експлоатация на ядрените енергийни блокове: работа в базов режим (постоянен месечен товар за целия период на планирана разполагаемост); работа в режим на мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт; допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; продължителност на планираните престои съгласно 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, за удължаване на ресурса, за повишаване на изходната мощност); допустима непланова неготовност съгласно тенденциите в експлоатацията на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 1% (световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – 3%); размерът на СН на централата се предопределя от мощността на проектно инсталираното оборудване на площадката на АЕЦ Козлодуй, режимите на експлоатация и характерните условия на околната среда; показателите за топлинна икономичност (специфичен разход на топлина и специфичен разход на условно гориво) на ядрените енергийни блокове са определени с отчитане на спецификата на електропроизводството от ядрено гориво;

– 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 топлоенергия;

– прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен с 5% спрямо отчетения за 2018 г., а социалните разходи са в размер на 23 656 хил. лв.;

– разходите за амортизации са намалени с 21 088 хил. лв. спрямо отчетените през 2018 г. в резултат на преразглеждане полезния живот на активите и остатъчната им стойност.;

– обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2018 г., предходния и предстоящия регулаторен период, са съобразени с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката, ТОиР съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за регулаторния период са на стойност 74 788 хил. лв. и не включват разходи, които увеличават стойността на активите;

– разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, са прогнозирани на база нормативни изисквания и сключени договори, като са завишени с 28 508 хил. лв. спрямо отчетените през 2018 г., основно в резултат на подновяване извозването на отработено ядрено гориво (ОЯГ) за съхранение и преработка в Руската федерация;

– ядреното гориво е на стойност 113 380 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 31.12.2018 г., пряко свързани с дейността „производство на електрическа енергия“ и е в размер на 2 242 464 хил. лв. Необходимият оборотен капитал, като част от РБА, е изчислен в съответствие с чл.14, ал. 8 от НРЦЕЕ, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходите за амортизации и разходите за обезценка на несъбираеми вземания;

– нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,88%, при НВ на собствения капитал – 2,59% и среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 2,81%.

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 2018 г. нива, от 74 788 хил. лв. на 59 257 хил. лв. През последните няколко години се забелязва трайна тенденция дружеството да не изпълнява в пълен обем ремонтната си програма, за сравнение през предходния регулаторен период регулаторът е включил в цените на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД разходи за ремонт в размер на 76 715 хил. лв., докато последното отчита такива от 59 257 хил. лв.;

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 129 558 хил. лв. на 121 903 хил. лв., тъй като разходите за горива, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, такси, лицензии и разрешения и медицинско обслужване са признати на ниво отчет през 2018 г.

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	14 969 746	14 969 746
2	Променливи разходи	хил.лв.	204 341	204 341
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	561 167	537 980
4	Възвръщаемост	хил.лв.	64 490	64 490
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	829 998	806 812
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	55,45	53,90

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена в размер на 53,90 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 806 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh.

2. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, утвърдена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, е в размер на 70,05 лв./MWh, без ДДС.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 71,06 лв./MWh, без ДДС, която е формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. от 3 295 444 MWh, изчислено съгласно чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ като средногодишното производство за последния 11-годишен период;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2018 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

– Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 2 457 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

– Разходите за персонал са увеличени с 5% за следващата година;

– Разходите за безплатна храна са увеличени спрямо отчета за 2018 г., тъй като са обвързани с минималната работна заплата за 2019 г.;

– Разходите за амортизации са на нивото на отчета за базовата година;

– Останалите условно-постоянни разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, са увеличени също с прогнозната инфлация;

– разходите за услугата водоподаване са увеличени спрямо базовата година с прогнозната инфлация от 2,75%, като в стойностно изражение увеличението е 1 427 хил. лв.;

– НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 10 733 хил. лв. Дружеството аргументира тези разходи с факта, че в условията на балансиращ пазар НЕК ЕАД като обществен доставчик и координатор на виртуална балансираща група е длъжен да подава към ЕСО ЕАД балансиран график на покупките и продажбите в Д-1, т.е. в деня на търговската сделка. Заявките за потребление на крайните снабдители имат силно модулиран профил. Според НЕК ЕАД е необходимо използването на ПАВЕЦ в помпен режим в часовете с минимални товари за недопускане на делегиран излишък в Д-1;

– Регулаторната база на активите е изчислена съгласно предварителния отчет за 2018 г. Използваната от дружеството норма на възвръщаемост (НВ) е в размер на 5,43%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,025% и НВ на собствения капитал от 5,50%.

2.2. Ценообразуващи елементи на цена 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 цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2018 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Разходите за материали за текущо поддържане и въоръжена охрана са признати на ниво отчет 2018 г.

– Разходите за водоподаване са коригирани до отчетените нива през 2018 г., тъй като към тях не следва да се прилага инфлационен индекс.

– Корекции по предложените стойности на регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала не са прилагани.

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	3 295 444	3 295 444
2	Променливи разходи	хил.лв.	69 111	67 684
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	98 736	97 983
4	Възвръщаемост	хил.лв.	66 339	66 339
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	234 186	232 005
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	71,06	70,40

Предвид гореизложеното, цената на НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството, е изчислена в размер на 70,40 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 232 005 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 295 444 MWh.

3. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

С Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена еднокомпонентна цена за енергия в размер на 76,99 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 619 234 хил. лв. и количество нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

Със заявление с вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 103,73 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 40,96 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 147,87 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 775 715 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 258 597 хил. лв., консумативи – 18 539 хил. лв., други променливи разходи – 498 580 хил. лв. (такса услуга водоползване – 210 хил. лв., енергия за производствени нужди – 840 хил. лв., депониране на пепелина – 3 329 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 – 359 531 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 от НПИ по референтна цена 8,93 €/тон – 4 905 хил. лв. и разходи за некомпенсирани разходи за емисии квоти CO_2 – 129 765 хил. лв.);

– Нетна електрическа енергия – 7 478 231 MWh;

– Условно-постоянни разходи – 246 941 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 83 155 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 8 059 682 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 7 478 231 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 775 715 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 от „Мини Марица изток“ ЕАД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 254 267 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ. Разходите за въглища през новия ценови период, спрямо 2018 година, са със 100 638 тона УГ повече поради очакваното по-голямо производство на електроенергия със 149 311 MWh нетна електрическа енергия;

– дружеството предвижда разходи за гориво за разпалване на обща стойност 4 329 хил. лв., които включват разходи за мазут в размер на 2 851 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 1 478 хил. лв. Увеличението на тези разходи през новия регулаторен период се дължи на по-високите цени на мазута, които са залегнали в прогнозите, спрямо заложените през предходния регулаторен период. Прогнозите са базирани на установено плавно нарастване на цените на горивата през 2018 г., като съгласно отчетните данни цената на тон мазут възлиза на 772,2 лв./т. За новия регулаторен период заложената прогнозна цена на мазута на база приложена фактура за доставка е в размер на 851,02 лв./т. Общото количество мазут през новия регулаторен период намалява със 785 т. спрямо отчетения разход през 2018 г. Предвидено е използване на газ при разпалване на блокове 3 и 4 и на блокове 7 и 8. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 2 304 х.нм^3 или в парично изражение – 1 478 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от регионалния доставчик „Ситигаз България“ ЕАД за промишлени потребители, действаща от 01.01.2019 г. и възлизаща на 641,70 лв./х.нм3, с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа общо в размер на 37,10 лв./1000 х.нм^3 съгласно приложена справка за цени регион „Тракия“;

– при разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количеството варовик 846 597 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като подписаните договори за доставка са с действаща цена за тон варовик в размер на 21,00 лв./тон. Планираните разходи за варовик възлизат на 17 779 хил. лв.

В заявлението си дружеството посочва, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в Националния план за инвестиции (НПИ) и е очаквало да получи безвъзмездно част от количества квоти за емисии на парникови газове – общо 15 727 524 тона за периода 2013

г. – 2020 г., което представлява около 30% от емитираните от централата количества. На база отчетените инвестиции по проектите, одобрени за реализация по НПИ, реално „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД очаква да получи количества безплатни квоти за периода 2013 г. – 2019 г. в размер на общо 14 017 674 тона.

Към 31 декември 2018 г. дружеството е отчело провизии за недостиг на квоти за емисии на парникови газове в размер на 8 514 506 t/CO_2 на стойност 355 957 хил. лв. Количеството недостиг представлява разликата между реално емитираните и верифицирани количества и безвъзмездно предоставените по НПИ и останалите налични по сметката на дружеството в националния регистър. Във връзка с взето решение от едноличния собственик на капитала на дружеството, БЕХ ЕАД е закупило и в последствие по силата на сключен договор № 16215/30.01.2019 г. следва да продаде на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД 8 600 000 тона квоти на стойност 359 531 хил. лв.

Условно–постоянните разходи на „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 246 941 хил. лв. Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период възлизат на 71 336 хил. лв. Средствата за работни заплати през новия ценови период се увеличават с 1,6% спрямо отчетените за 2018 г. Разходите, свързани със социални осигуровки, възлизат на 31 700 хил. лв., като според дружеството тяхната стойност е в съответствие със социално-осигурителното законодателство. Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 90 975 хил. лв. Стойността на тази група разходи отбелязва минимално намаление спрямо отчета за 2018 г., съгласно който същите възлизат на 92 923 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. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изпълнява програма за модернизация на основните и спомагателни съоръжения, най-вече по отношение на проектите, включени в Националния план за инвестиции, приет в изпълнение на Директива 2009/29/ЕО, изменяща Директива 2003/87/ЕО. Ремонтната програма за 2019 г. е на стойност 27 141 хил. лв. Завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2018 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение. Планираните разходи за новия ценови период, пряко свързани с дейността на лицензията, възлизат на 25 789 хил. лв., което представлява намаление с -12,17% или 3 575 хил. лв. спрямо отчетените през 2018 г. Планираното намаление е свързано с извършена вътрешна оптимизация на разходите, включени в тази група. Детайлна информация за видовете условно-постоянни разходи, планирани през новия ценови период, е посочена в таблицата по-долу:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Прогноза 2019 г.
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**246,941**
1.	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**71,336**
2.	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31,700**
2.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	21,010
2.2.	социални разходи	хил. лв.	10,690
3.	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**90,975**
4.	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**27,141**
4.1.	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	12,213
4.2.	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	
4.3.	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	14,928
5.	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**25,789**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1,180

5.2.	Работно облекло	хил. лв.	230
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	45
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1,460
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4,960
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1,489
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	72
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	360
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3,650
5.10.	Наеми	хил. лв.	85
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	225
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	60
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	531
5.14.	Наем хидротехнически съоръжения	хил. лв.	1,596
5.15.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	349
5.16.	Такси лиценз	хил. лв.	352
5.17.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5,691
5.18.	Охрана на труда	хил. лв.	210
5.19.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	3,149
5.20.	Командировки	хил. лв.	95

Изчислената от дружеството регулаторна база на активите възлиза на 1 399 786 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 80 344 хил. лв. Използваната норма на възвръщаемост на собствения капитал НВск за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%. Привлеченият капитал участва с НВпк – 6,25%. Среднопретеглената цена на капитала е 5,94% и се увеличава с 1,69% спрямо текущия ценови период.

Искане за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило и искане за компенсиране на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обект, представляващ критична инфраструктура и имащ значение за националната сигурност на страната. Общата стойност на исканата компенсация е в размер на 499 270 хил. лв. и обхваща посочените отчетени постоянни разходи за периода от 2015 до 2018 г.

№ по ред	Показатели	Мярка	По годишен финансов отчет				
			2015	2016	2017	2018	Общо
1	**Условно-постоянни разходи, участващи при образуването на постоянната компонента**	хил. лв.	**238,952**	**236,306**	**238,497**	**252,381**	**966,136**
1.1	Разходи за възнаграждения и осигуровки	хил. лв.	100,443	99,144	100,281	101,623	401,491
1.2	Разходи за текущи ремонти	хил. лв.	19,922	20,157	18,648	25,910	84,637
1.3	Разходи за амортизации	хил. лв.	91,369	93,298	95,047	95,484	375,198
1.4	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията	хил. лв.	27,218	23,707	24,521	29,364	104,810
2	Разходи, които не участват при образуването на постоянната компонента при прилагане на метод „норма на възвръщаемост“, в т.ч.:	хил. лв.	26,657	37,561	196,799	95,497	356,514
2.1	Финансови разходи	хил. лв.	16,887	15,736	17,178	25,485	75,286
2.2	Разходи за вноски във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	хил. лв.	14,947	26,101	29,008	30,303	100,359
2.3	Други разходи, в т.ч. санкции, глоби, неустойки, представителни, нерегулирана дейност	хил. лв.	-5,177	-4,276	150,613	39,709	180,869
3	Нетна разполагаемост на централата	MWh	9,173,434	8,612,422	9,387,229	8,532,880	
4	Цена за постоянната компонента (разполагаемост)	лв./MWh	26,05	27,44	25,41	29,58	
5	Разполагаемост на централата за регулиран пазар	в MWh	1,335,468	475,806	487,229	1,702,228	
6	Разполагаемост на централата за свободен пазар, в т.ч. студен резерв и допълнителни услуги	в MWh	7,837,966	8,136,616	8,900,000	6,830,652	
7	Нетна разполагаемост на централата	в MWh	9,173,434	8,612,422	9,387,229	8,532,880	
8	Оперативна загуба (загуба без финансови разходи)	хил. лв.	**50,894**	**80,242**	**166,942**	**201,192**	**499,270**

9	Коефициент за разпределение на постоянните разходи по услуги (изчислен на база разполагаемостта за свободен пазар, тъй като приходите от продажби не покриват на свободен пазар не покриват постоянните разходи на централата)		0,854	0,945	0,948	0,801	
10	**Непокрити УПР**	**хил. лв.**	**204,165**	**223,251**	**226,118**	**202,033**	**855,568**
11	**Компенсация за съответната година**	**хил. лв.**	**50,894**	**80,242**	**166,942**	**201,192**	**499,270**

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е аргументирало направеното искане със следното:

– В периода 2002 г. – 2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е инвестирало огромен ресурс за обекти с екологично предназначение и производствени мощности, възлизащ на над 1 млрд. лева, като изцяло са подменени или рехабилитирани основни и спомагателни съоръжения;

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включена 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;

– Прилаганият метод за регулиране по отношение на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е „норма на възвръщаемост“ и изглежда приемлив и приложим единствено при напълно регулиран пазар, когато централата реализира цялото си производство по фиксирани от регулатора цени. В тази хипотеза ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД получава утвърдена от регулатора ценова рамка, която има за цел да осигури финансовата стабилност на централата, която включва и изпълнение на наложените задължения към обществото като критична инфраструктура, както и изпълнение на задълженията за производство на електрическа енергия от местни енергийни източници, съгласно енергийната стратегия на страната, утвърдена от Министъра на енергетиката. 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;

– Остойностяването на разходите, породени от наложени задължения към обществото и отделянето им в отделна ценова компонента или включването им в цената за задължения към обществото, имат за цел да осигурят единствено безопасната техническа експлоатация на съществуващите съоръжения на централа с оглед гарантиране на енергийните доставки. Те не носят възвръщаемост за централата, както и не поставят дружеството в по-благоприятно положение спрямо всички други производители на електрическа енергия. В този смисъл, регулирането на постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД чрез отделен ценови компонент или чрез цената за задължения към обществото ще бъде напълно в съответствие с духа на националното и европейското законодателство;

– Спирането на работата на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД ще има сериозни икономически последици както за регулирания, така и за свободния пазар. Признаването на част от постоянните разходи на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД като „друг ценови компонент“ по НРЦЕЕ ще осигури необходимия финансов ресурс на централата за финансиране на оперативните разходи за ремонт и поддържане на съоръженията на централата в техническа изправност и за производство на електроенергия особено в есенно-зимния сезон, когато има дефицит на енергия. В останалите периоди от годината, когато „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД изпълнява оперативно функциите си на регулираща

мощност в реално време, с оглед недопускане на тежки аварии и разпад на ЕЕС, е необходимо приемането на компенсаторен механизъм за част от променливите разходи (квоти за емисии), като по този начин няма да се допусне изкривяване на цените на борсовия пазар и ще се осигури една относителна ценова стабилност най-вече за индустриалните консуматори.

3.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 775 715 хил. лв. на 676 436 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване и разходите за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2018 г. Некомпенсираните разходи за CO_2 квоти за 2018 г. в размер на 129 765 хил. лв. са коригирани на 33 060 хил. лв., съответстващи на дела от произведената електрическа енергия на определената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР разполагаемост на централата за регулиран пазар.

Разходите за заплати, осигурителни вноски и ремонт са включени на ниво отчет 2018 г.

Извършена е корекция на предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 5,94% на 5,03%, в резултат на преизчисление на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на 4,61%, в съответствие с договорения лихвен процент (4.31% + 0.30 bps = 4.61% годишно) по заема за консолидиране на задълженията на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД към БЕХ ЕАД по договор за заем № 39-2015/13790 от 25.05.2015 г, договор за заем № 62-2016/14587 от 10.06.2016 г., договор за заем № 74-2016/14674 от 12.08.2016 г., договор за заем № 87-2016/14832 от 24.11.2016 г., договор за заем № 28-2017/15132 от 27.04.2017 г. и договор за покупко-продажба на квоти за емисии на парникови газове № 31-2018/15710 от 12.04.2018 г. и новирането им в нов заем.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	7 478 231	7 478 231
2	Променливи разходи	хил.лв.	775 715	676 436
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	246 941	243 447
4	Възвръщаемост	хил.лв.	83 176	70 400
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	1 105 832	990 283
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	147,87	132,42

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 компенсиране на тези разходи, като представят доказателства за тяхното основание и размер (чл. 35, ал. 3 от ЗЕ).

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, обн. ДВ, бр. 81 от 2012 г.). 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, обн., ДВ, бр. 59 от 2009 г., се приемат за установени критични инфраструктури. По силата на чл. 1, ал. 1 от ПМС № 181 във връзка с т. V.2.3. от списъка – приложение към ПМС № 181, „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 Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

За да се приемат за обосновани и подлежащи на компенсиране по реда на чл. 35 от ЗЕ разходи, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е претърпяло при изпълнение на задълженията си по Плана за възстановяване, дружеството следва да докаже, че е изпълнявало разпореждания на компетентно лице за участие във: възстановяването на ЕЕС след тежки аварии и осигуряването на аварийна помощ от съседни ЕЕС, разширяване на района около централата, запазила собствените си нужди и работеща в островен режим, разширяване на коридорите около централата за осигуряване на постепенно натоварване чрез повишаване на мощността, съответно свързване на районите и възстановяване на преносната мрежа. В тази връзка е необходимо да се извърши оценка дали централата е претърпяла допълнителни разходи, които да се компенсират. Следва да се има предвид, че разходите, възникнали за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД от изпълнение на задължения по Плана за възстановяване и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата, се покриват чрез заплащане по регулирани цени или по цени на балансиращия пазар на дейностите, в които дружеството участва при възстановяване и регулиране на ЕЕС.

Цената за задължения към обществото, в случаите на компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, не следва да покрива дефицити на дружествата от продажби на свободния пазар, тъй като по този начин не се постигат целите на либерализирания пазар, а именно чрез конкуренция да се оптимизират разходите, което да доведе до по-ниски цени и по-добро качество за крайните клиенти. Поради тези причини е неоснователен аргументът на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за включване на допълнителни разходи за критична инфраструктура в цената за задължения към обществото, а именно: по-висока себестойност на произведената от дружеството електрическа енергия в сравнение с постигната средна продажна цена на свободния пазар. В тази връзка дружеството следва да работи в посока оптимизация на разходите си, конкурентоспособност и гъвкавост, за да отговори на предизвикателствата на напълно либерализиран, отворен и интегриран пазар.

Предвид горното, разходите, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД претендира, не могат да се приемат като доказани и обосновани за компенсиране по реда на чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, тъй като произтичат от разлики между себестойността на произвежданата електрическа енергия от дружеството и цените на свободния пазар, т.е. загуби на дружеството в резултат на търговска дейност в условия на свободен пазар с ефективна конкуренция.

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е изчислена в размер на 132,42 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 990 283 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 7 478 231 MWh.

4. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

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

Със заявление с вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 79,97 лв./MWh, без ДДС;
– цена за разполагаемост – 18,72 лв./MW*h, без ДДС;
– пълна цена за електрическа енергия – 104,15 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 149 548 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 99 501 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 2 640 хил. лв.; консумативи – 47 406 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 41 659 хил. лв.;
– Условно-постоянни разходи – 30 228 хил. лв.;
– Възвръщаемост – 14 992 хил. лв.;
– Разполагаемост на предоставената мощност – 2 416 116 MW*h;
– Нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:

– произведена електрическа енергия бруто – 2 150 000 MWh;
– собствени нужди – 13,42%;
– нетна електрическа енергия – 1 870 000 MWh.;
– брутен специфичен разход условно гориво – 364,4 г.у.г./kWh.;
– нетен специфичен разход условно гориво – 418,93 г.у.г/kWh.;
– разход на мазут – 3 000 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за доставки. В разходи за консумативи са запазени отчетените за базовата година стойности. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове с цена 25,00 евро/тон.

Годишният баланс на основното гориво е направен при отчитане на наличното количество въглища на склад към 01.01.2019 г., количества и цени по договори и анекси, с разчет постигане на приемлива средна калоричност. Дружеството прогнозира, че разчетът на договорените количества от въглища ще покрие необходимите количества за електропроизводство и осигуряване на необходимите резерви от горива.

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 – 152 дни;
– Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;
– Обща брутна разполагаема мощност – 2 416 116 MW*h;
– Норма на възвръщаемост на капитала – 7,69%, при оборотен капитал 71 557 хил. лв. и регулаторна база на активите – 194 981 хил. лв.

Дружеството разпределя постоянните разходи и възвръщаемостта на централата по следния начин: една част за топлофикационната част и две части за кондензационната част.

За регулаторния период дружеството прогнозира разходите за заплати да са в размер на 9 481 хил. лв., съответстващи на 2/3 от разходите за заплати през 2018 г., увеличени с 12%, поради дългия период, в който заплатите не са коригирани. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са 2 945 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 8 240 хил. лв., формирани на база отчет 2018 г. и прогноза по амортизационния план за 2019 г. за 2/3 от ДМА на централата. Разходите за ремонти са 7 040 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове 2 и 3 по 45 дни и основен ремонт на блок 1 в рамките на 92 дни. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 2 522 хил. лв., определени на база отчет 2018 г.

4.2. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, променливите разходи на дружеството са коригирани от 149 548 хил. лв. на 149 364 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване са включени на нивото, отчетено през 2018 г. Разходи 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 разходи за вноски по ал. 1.

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 71 557 хил. лв. на 21 419 хил. лв., тъй като според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ 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 тази връзка РБА е преизчислена от 194 981 хил. лв. на 144 843 хил. лв.

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	1 870 000	1 870 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	149 548	149 364
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	30 228	30 228
4	Възвръщаемост	хил.лв.	14 992	11 137
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	194 767	190 730
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	104,15	101,99

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 101,99 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 190 730 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 870 000 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 1 MW, 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 – 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. от НЕК ЕАД, вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-6 от 02.04.2019 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-5 от 29.03.2019 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и вх. № Е-14-33-5 от 01.04.2019 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. Използвана е и информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-6 от 15.04.2019 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното, за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 2019 г.	313 856	410 429	211 235	9 183	**944 703**
август 2019 г.	315 642	412 582	209 230	10 250	**947 704**
септември 2019 г.	294 536	353 514	201 656	6 975	**856 681**
октомври 2019 г.	394 012	370 884	221 566	1 678	**988 140**
ноември 2019 г.	454 150	463 549	265 363	842	**1 183 904**

декември 2019 г.	557 004	601 360	311 979	1 342	**1 471 685**
януари 2020 г.	540 424	602 595	351 715	1 354	**1 496 088**
февруари 2020 г.	474 577	493 904	328 290	1 145	**1 297 916**
март 2020 г.	501 674	455 708	295 821	1 495	**1 254 698**
април 2020 г.	334 708	340 275	233 692	2 105	**910 780**
май 2020 г.	308 503	322 464	206 447	4 331	**841 745**
юни 2020 г.	278 511	310 294	189 206	7 710	**785 721**
07.2019 г. – 06.2020 г.	**4 767 597**	**5 137 558**	**3 026 200**	**48 410**	**12 979 765**

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 33 523 428 MWh, от които 12 979 765 MWh за крайни клиенти на регулиран пазар.

Промените в структурата на потребление на електрическа енергия на регулирания пазар ограничават възможностите за участие на този пазар на всички производители, подали заявления за определяне на разполагаемост. Този извод се допълва и от факта, че задължително изкупуваната електрическа енергия от обществения доставчик покрива нуждите на регулирания 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., лв./MWh**	**Разлика в %**
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	53,90	89,00	-39,44%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	70,40	89,00	-20,90%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	132,42	89,00	+48,79%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	101,99	89,00	+14,60%

Видно от изготвената таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Допълнителен аргумент в тази връзка може да се изведе от изискванията на чл. 23 и чл. 24 от ЗЕ, съгласно които Комисията следва да осигури условия за развитие на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз, предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, като едновременно с това осигури балансирано изменение на цените за крайните клиенти.

Както е посочено по-долу, в микса на НЕК ЕАД попадат цялото изкупувано по преференциални цени количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от централи с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 1 MW, електрическата енергия по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и количеството, определено по реда на чл. 4, ал. 2, т. 8 от ЗЕ. Предвид очакваната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. в размер на 89,00 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 Бобов дол“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД.

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

Предвид обстоятелството, че количествата електрическа енергия, които общественият доставчик е задължен да изкупи по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ покриват потреблението на клиентите на крайните снабдители, както и спецификата на товарите, които осигуряват, е обосновано да бъдат определени количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания, така и на организирания борсов пазар.

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

№	Електрическа енергия по централи в MWh	Общо	За регулиран пазар	За свободен пазар
1	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	4 500 000	4 050 000	450 000
2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	5 508 000	4 957 200	550 800
3	ВИ под 1 MW	384 852	346 367	38 485
4	ВИ над 1 MW	314 182	0	314 182
5	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 260	8 260	0
6	**Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ**	**10 929 733**	**9 361 827**	**1 567 906**
7	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 000 000	3 000 000	0
8	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 295 444	617 938	2 677 506
9	**Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД**	**17 010 738**	**12 979 765**	**4 030 973**

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници над 1 MW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2018 г., като са взети предвид условията на § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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 помесечни количества електрическа енергия за ценовия период - 01.07.2019 г.-30.06.2020 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайния снабдител									
		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 под 1 MW	ВЕИ под 1 MW	ВЕИ над 1 MW	**ОБЩО**
		MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
юли. 19	**Общо**	**231 859**	**133 920**	**424 080**	**312 480**	**250**	**36 189**	**118 237**	**1 257 016**
	Регулиран пазар	41 402	133 920	424 080	312 480	250	32 570	0	944 703
	Свободен пазар	190 457	0	0	0	0	3 619	118 237	312 313
авг. 19	**Общо**	**240 797**	**126 480**	**282 960**	**386 880**	**278**	**32 943**	**108 485**	**1 178 823**
	Регулиран пазар	128 428	126 480	275 989	386 880	278	29 648	0	947 704
	Свободен пазар	112 369	0	6 971	0	0	3 294	108 485	231 119
сеп. 19	**Общо**	**189 564**	**129 600**	**256 800**	**475 200**	**514**	**27 454**	**87 460**	**1 166 591**
	Регулиран пазар	20 000	129 600	226 659	455 200	514	24 709	0	856 681
	Свободен пазар	169 564	0	30 141	20 000	0	2 745	87 460	309 910
окт. 19	**Общо**	**242 592**	**74 500**	**417 200**	**558 750**	**708**	**23 655**		**1 317 405**
	Регулиран пазар	15 693	74 500	367 200	508 750	708	21 289		988 140
	Свободен пазар	226 899	0	50 000	50 000	0	2 365		329 264
ное. 19	**Общо**	**260 606**	**237 600**	**403 200**	**525 600**	**882**	**17 866**		**1 445 754**
	Регулиран пазар	30 543	237 600	393 200	505 600	882	16 079		1 183 904
	Свободен пазар	230 063	0	10 000	20 000	0	1 787		261 849
дек. 19	**Общо**	**289 290**	**781 200**	**372 000**	**476 160**	**993**	**15 695**		**1 935 338**
	Регулиран пазар	27 207	781 200	272 000	376 160	993	14 125		1 471 685
	Свободен пазар	262 083	0	100 000	100 000	0	1 569		463 653
яну. 20	**Общо**	**280 633**	**855 600**	**349 680**	**476 160**	**1 085**	**29 715**		**1 992 873**
	Регулиран пазар	26 819	855 600	229 680	356 160	1 085	26 744		1 496 088
	Свободен пазар	253 814	0	120 000	120 000	0	2 972		496 785
фев. 20	**Общо**	**318 188**	**349 440**	**376 320**	**450 240**	**972**	**34 809**		**1 529 969**
	Регулиран пазар	109 616	349 440	366 320	440 240	972	31 328		1 297 916
	Свободен пазар	208 572	0	10 000	10 000	0	3 481		232 053
мар.	**Общо**	**334 463**	**170 890**	**423 510**	**534 960**	**1 093**	**40 132**		**1 505 048**

20	Регулиран пазар	108 126	170 890	413 510	524 960	1 093	36 119		1 254 698
	Свободен пазар	226 337		10 000	10 000		4 013		250 350
апр. 20	**Общо**	**318 580**	**72 000**	**374 400**	**518 400**	**736**	**45 804**		**1 329 920**
	Регулиран пазар	28 420	72 000	314 400	454 000	736	41 224		910 780
	Свободен пазар	290 160	0	60 000	64 400	0	4 580		419 140
май. 20	**Общо**	**295 535**	**37 200**	**409 200**	**505 920**	**487**	**44 634**		**1 292 977**
	Регулиран пазар	13 665	37 200	372 492	377 730	487	40 171		841 746
	Свободен пазар	281 870	0	36 708	128 190	0	4 463		451 231
юни. 20	**Общо**	**293 338**	**31 570**	**410 650**	**287 250**	**262**	**35 956**		**1 059 026**
	Регулиран пазар	68 019	31 570	394 470	259 040	262	32 360		785 721
	Свободен пазар	225 319	0	16 180	28 210	0	3 596		273 305
юли 2019-юни 2020	**Общо**	**3 295 444**	**3 000 000**	**4 500 000**	**5 508 000**	**8 260**	**384 852**	**314 182**	**17 010 738**
	Регулиран пазар	617 939	3 000 000	4 050 000	4 957 200	8 260	346 367	0	12 979 765
	Свободен пазар	2 677 506	0	450 000	550 800	0	38 485	314 182	4 030 973

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД и от преобладаващата част 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 Бобов дол“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

– АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 53,90 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 806 812 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 969 746 MWh;

– НЕК ЕАД за електрическата енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 70,40 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 232 005 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 295 444 MWh.

IV. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, е в размер на 71,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 2,91 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 891 476 хил. лв. и енергия – 12 431 685 MWh. В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-22 от 29.03.2019 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е изчислило средна покупна цена на обществения доставчик в размер на 151,52 лв./MWh, при утвърдена такава от 128,38 лв./MWh за предходния регулаторен период.

Прогнозата за следващия регулаторен период е разработена от дружеството при следните предпоставки и условия:

– количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители, са по представените прогнози от крайните снабдители, в размер на 12 979 765 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 производителите прогнози;

– общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано в размер на 3 794 173 MWh, като е увеличено почти два пъти спрямо Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. Увеличените количества електрическа енергия от атомната централа за регулирания пазар следва да компенсират евентуалното невключване на електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– количествата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са на нивото на определените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., при допускане, че се приложи чл. 4, ал. 2, т. 8 и чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 2 от Закона за енергетиката. При този вариант доставките от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД се намаляват с количествата от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД са на ниво 77% използваемост на разполагаемата мощност, т.е. при условията на натоварване на централата през второто полугодие на 2018 г.;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са при 84,6% използваемост на разполагаемата мощност, което се приближава до нивото на използваемост през второто полугодие на 2018 г., когато е достигната използваемост от 87%.

– 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.

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

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 12 979 765 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;

– 4 245 412 MWh са предназначени за реализиране на борсовия пазар, като разликата между по-високите от пазарните цени (по които НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ) и прогнозната пазарна цена се компенсира с плащания от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

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	3 000 000	161 700	53,90
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	617 938	43 503	70,40
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	4 050 000	792 469	195,67

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 957 200	763 114	153,94
5	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 260	2 169	262,58
6	ВИ под 1 MW	346 367	105 853	305,61
7	**Средна покупна цена на обществения доставчик**	**12 979 765**	**1 868 808**	**143,98**

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 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 2018 г.

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са съобразени с изменената разпоредба на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 01.07.2019 г. и доклад с вх. № Е-Дк-291 от 21.05.2019 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. Надценката е запазена на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на 2,29% от средната покупна цена за енергия на обществения доставчик – 3,30 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	617 938	43 503	70,40
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 000 000	161 700	53,90
3	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	4 050 000	397 206	98,08
4	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 957 200	486 180	98,08

5	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 1 MW	8 260	747	90,49
6	ВИ под 1 MW	346 367	30 895	89,20
7	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 979 765	1 120 231	86,30
8	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			3,30
9	**Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.7+р.8)**			**89,60**

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.

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 89,60 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,30 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 1 162 987 хил. лв. и енергия – 12 979 765 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 електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, приходите от която цена се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 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, § 68, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 сключени споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ);

Приходите на фонда са оценени на 1 203 068 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.

Пълният размер на приходите от продажба на квоти емисии е оценен на 882 094 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 повишение на цените на квотите.

Въз основа на прогнозата за следващия ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, приходите във фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 319 472 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

Предвид динамиката и волатилността на цените на квоти емисии за парникови газове през втората половина на 2018 г. и началото на 2019 г. (през 2018 г. средната цена, по която фондът получава приходи е в размер на 15,80 €/тон, а през първото тримесечие на 2019 г. – 21,12 €/тон) във ФСЕС е натрупан излишък от средства, който се оценява на около 369 000 хил. лв. Излишъкът се дължи и на по-високите вноски по чл. 36е от ЗЕ, които общественият доставчик следва да внесе, предвид отчетените по-високи средни цени съгласно сключените СИЕ с ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“.

Горните средства, на основание чл. 36б, ал. 1, т. 1 следва да се използват за компенсиране на извършени от обществения доставчик допълнителни разходи през предходния регулаторен период, които са представени в следващата таблица:

Разпределение на натрупания излишък от средства 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 за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., както и разходи за доплащане при промяна на цената по НПИ в т.ч.:	13 544
1.1.	*ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“*	*5 253*
1.2.	*ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“*	*8 292*
2.	Компенсация на обществения доставчик във връзка с по-високи средни цени, съгласно сключените СИЕ с ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“ за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., както и разходи за доплащане при промяна на цената по НПИ, в т.ч.:	277 799
2.1.	*ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“*	*109 092*
2.2.	*ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“*	*168 707*
3.	Компенсация на обществения доставчик във връзка със Заповед № Е-РД-16-193 от 09.04.2019 г. на Министъра на енергетиката относно допълнително задължение за обслужване на обществото, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия над квотата, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на до 600 000 MWh	36 636
4.	Компенсация на обществения доставчик за разходи, свързани с постановени от КЕВР през предходния ценови период решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения	10 791
5.	Средства, използвани в Решение № Ц-16 от 31.10.2018 г.	30 000
6.	**Общо**	**368 770**

Разходите, които фондът следва да покрива от приходите си през периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 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	86 421
2.	Компенсация за предвидените облекчения по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници	12 574

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни ценови периоди, за които ФСЕС следва да компенсира НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик за предходния регулаторен период. 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 ценови периоди при спазване на принципите, заложени в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, 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.

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. Посочената в таблицата по-горе сума отразява разходи на обществения доставчик във връзка с Решение № Ц-3 от 28.02.2019 г. на КЕВР, Решение № Ц-4 от 28.02.2019 г. на КЕВР, Решение № Ц-5 от 28.02.2019 г. на КЕВР и Решение № Ц-11 от 28.03.2019 г. на КЕВР.

Претендираните от НЕК ЕАД разходи от арбитражни и съдебни дела не са обосновани и не следва да бъдат признавани.

Предвид горното, приходите на ФСЕС, които могат да се използват за намаляване на цената за задължения към обществото, са в размер на 1 099 376 хил. лв. (869 520 хил. лв. от търговете на квоти за емисии на парникови газове, които следва да се използват за намаляване на компонентите на цената за ВЕИ и ВЕКП и 229 856 от приходите по чл. 36е от ЗЕ, които следва да се използват за намаляване на компонентите на цената за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“).

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени по-долу.

Некомпенсираните разходи 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, 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 ВЕИ 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 MW**	**678 433,42**	**106 010,75**	**83,36**	**49 456,54**	**1,48**
1	ФОНД	519 986,50	82 549,93	83,36	39 203,86	1,17
2	НЕК	158 446,92	23 460,81	83,36	10 252,68	0,31
II	**ВяЕЦ**	**1 313 551,18**	**240 624,94**	**84,15**	**130 089,61**	**3,88**
1	ФОНД	1 283 526,17	235 530,85	84,15	127 522,12	3,80
2	НЕК	30 025,01	5 094,09	84,15	2 567,48	0,08
III	**ФтЕЦ**	**1 240 879,05**	**604 412,66**	**96,35**	**484 853,97**	**14,46**
1	ФОНД	1 083 139,01	532 108,20	96,35	427 747,75	12,76
2	НЕК	157 740,05	72 304,47	96,35	57 106,21	1,70
IV	**Биомаса**	**292 391,52**	**98 961,95**	**87,87**	**73 269,50**	**2,19**
1	ФОНД	253 751,49	82 206,75	87,87	59 909,61	1,79
2	НЕК	38 640,03	16 755,20	87,87	13 359,90	0,40
V	**Общо ВЕИ**	**3 525 255,18**	**1 050 010,30**	**88,60**	**737 669,61**	**22,00**
1	ФОНД	3 140 403,17	932 395,73	88,53	654 383,34	19,52
2	НЕК	384 852,01	117 614,57	89,20	83 286,27	2,48

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**	**2 982 956**	**571 771**	**90,49**	**301 843**	**9,00**
1	ФСЕС	2 974 696	569 602	90,49	300 422	8,96
2	НЕК ЕАД	8 260	2 169	90,49	1 421	0,04

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“**	**33 523 428**	**304 022**	**9,07**
1.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	33 523 428	439 181	13,10
1.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-	-
1.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	439 181	13,10
1.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-135 159	-4,03
2	**ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“**	**33 523 428**	**213 008**	**6,35**
2.1.	Некомпенсирани разходи за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 523 428	307 705	9,18
2.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-	-
2.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	307 705	9,18
2.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-94 697	-2,82
3	**ВЕИ**	**33 523 428**	**120 632**	**3,60**
3.1.	Некомпенсирани разходи за ВЕИ	33 523 428	737 670	22,00
3.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	654 383	19,52

3.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	83 286	2,48
3.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-617 038	-18,41
4	**Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**33 523 428**	**49 361**	**1,47**
4.1.	Некомпенсирани разходи за централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 523 428	301 843	9,00
4.1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	300 422	8,96
4.1.2.	НЕК ЕАД	33 523 428	1 421	0,04
4.2.	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 523 428	-252 483	-7,53
5	**ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**	**33 523 428**	**687 023**	**20,49**

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 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 20,49 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 3,60 лв./MWh.

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 20,49 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 3,60 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 1,47 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 Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) 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-13-41-34 от 29.03.2019 г., заявление с вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. и заявление с вх. № Е-13-41-52 от 21.05.2019 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-34 от 29.03.2019 г., допълнено със заявление с вх. Е-13-41-52 от 21.05.2019 г., ЕСО ЕАД е предложило цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,46 лв./MWh, без ДДС, цена за достъп до електропреносната мрежа за производители в размер на 2,39 лв./MWh, без ДДС, и цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 12,60 лв./MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-35 от 29.03.2019 г. дружеството предлага цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, в размер на 3,02 лв./MWh.

Таблицата по-долу представя сравнение между предложените от ЕСО ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	1,39	0,46	**-66,90%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	-	2,39	**-**
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	8,45	12,60	**49,11%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	3,02	3,02	**0,00%**

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 33 400 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 14 428 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 4 910 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 2 602 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 2 758 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 575 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 3 583 хил. лв.;

1.1.3. Регулаторна база на активите – 29 041 хил. лв.;

1.1.4. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 33 400 000 MWh и за износ съответно 8 120 000 MWh. Общото количество, на база на което ЕСО ЕАД ще реализира приходи, е 41 520 000 MWh.;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 14 428 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 4 910 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 2 602 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 2 758 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 575 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 3 583 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за студен резерв – 57 100 хил. лв.;

1.2.4. Разходи за резерв за услуги – 26 352 хил. лв.;

1.2.5. Регулаторна база на активите – 39 473 хил. лв.;

1.2.6. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.3. 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:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 400 000 MWh;

1.3.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 270 271 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 80 263 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 42 539 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 85 889 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 19 796 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 41 784 хил. лв.;

1.3.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 136 059 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цената, по която ЕСО ЕАД закупува електрическа енергия от платформата „Централизиран пазар за двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД в размер на 109,55 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh;

1.3.4. Регулаторна база на активите – 2 000 172 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 – 40 055 хил. лв.;

1.3.5. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.3.6. Приходи от реактивна енергия – 12 000 хил. лв.;

1.3.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 50 100 хил. лв.;

1.3.8. Недовзет приход по чл. 27а от НРЦЕЕ – 16 686 хил. лв.

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

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв – 8 784 хил. лв.;

1.3.2. Норма на възвръщаемост – 3,00%;

1.3.3. Регулаторна база на активите – 1 100 хил. лв.;

1.3.4. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 919 535 MWh.

2. Ценообразуващи елементи

2.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 33 400 000 MWh на 33 523 428 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за увеличение на потреблението от началото на годината.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 428 хил. лв. на 12 377 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива и тези за информационни услуги, са запазени на ниво отчет през базисната година. От структурата на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са изключени заявените разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите, тъй като срещу този разход операторът получава и приходи, които го компенсират.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК 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. Променена е структурата на активите, относима към цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, като в тази връзка стойността на РБА е в размер на 19 647 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

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.	14 428	12 377
2	Възвръщаемост	хил.лв.	871	589
3	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил.лв.	15 300	12 967
4	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MW*h	33 400 000	33 523 428
5	**Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС**	**лв./MWh**	**0,46**	**0,39**

2.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 41 520 000 MWh на 41 553 428 MWh, като са взети предвид данните за предходния ценови период и е отчетена тенденцията за увеличение на потреблението от началото на годината, както и износът на електрическа енергия от страната.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 14 428 хил. лв. на 12 377 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива и тези за информационни услуги, са запазени на ниво отчет през базисната година. От структурата на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са изключени заявените разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите, тъй като срещу този разход операторът получава и приходи, които го компенсират.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК 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. Променена е структурата на активите, относима към цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, като в тази връзка стойността на РБА е преизчислена в размер на 19 647 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Извършена е корекция на разходите за резерв за допълнителни услуги, като те отразяват допълнителен резерв в размер на 200 MW, тъй като останалите 100 MW представляват допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация и са отразени в цената по т. 2.4.

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 студен резерв 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., са отчетени параметрите на Заповед № Е-РД-16-124 от 23.03.2018 г. на министъра на енергетиката, както и постигнатите нива на цените на провежданите търгове за закупуване на разполагаемост за студен резерв през настоящия ценови период. 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 студен резерв	хил. лв.	56 940
2	Разходи за резерв за услуги	хил. лв.	17 520
3	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	12 377
4	Възвръщаемост	хил. лв.	589
5	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	87 426
6	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	41 553 428

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. 2.4.

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	87 427	41 553 428
Производители с динамично променяща се генерация	6 142	2 919 535
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	81 284	38 633 893

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.	99 065	81 284
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	41 520 000	38 633 893
3	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**2,39**	**2,10**

2.3. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 33 400 000 MWh на 33 523 428 MWh, във връзка с изложеното в т. 2.1.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 270 271 хил. лв. на 232 239 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за ремонт и поддръжка, разходите за горива, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, вода и отопление, безплатна храна, охрана на труда, командировки, други външни услуги, обучение и квалификация, данъци, удържани по ЗКПО и разходите за достъп през чужди съоръжения са запазени на ниво отчет през базисната година. Разходите за представителни цели, както и тези за делегации, стипендии и такси на БНЕБ ЕАД са извадени от структурата на разходите. Разходите за амортизации са преизчислени от 85 889 хил. лв. на 57 961 хил. лв. чрез прилагане на коефициент, отразяващ стойността на активите преди преоценка върху амортизационната квота.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК е преизчислен на 36 884 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.

Регулаторната база на активите на ЕСО ЕАД, като правоприемник на дейността „пренос на електрическа енергия“ от 04.02.2014 г., е коригирана със 712 601 хил. лв. във връзка с преоценка 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 1 284 400 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е запазена на 3%.

Приходите от преносна способност са оценени на 49 000 хил. лв.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 91,45 лв./MWh, в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена, към която е прибавена цената за задължения към обществото.

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.	270 271	232 239
2	Възвръщаемост	хил. лв.	60 005	38 532
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	136 059	104 104
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.	16 686	16 686
5	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-12 000	-12 000
	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-50 100	-49 000
6	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	404 235	330 561
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 400 000	33 523 428
8	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**12,60**	**9,86**

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

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 по т. 2.1. и т. 2.2. 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 електроенергийната система 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 дела на тези производители в разходите, формиращи цената по т. 2.2.

В регулаторната база на активите 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. Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

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	хил. лв.	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената по т.2.2.	хил. лв.	6 143
3	Възвръщаемост	хил. лв.	56
4	Необходими приходи	хил. лв.	14 958
5	Прогнозни количества	MWh	2 919 535
6	**Цена за достъп**	**лв./MWh**	**5,12**

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,39 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 12 967 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 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 2,10 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 81 284 хил. лв. и количества електрическа енергия 38 633 893 MWh.

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 9,86 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 330 561 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 523 428 MWh.

4. Цената 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 5,12 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 14 958 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 919 535 MWh.

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 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-13-09-14 от 15.04.2019 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

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

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ е проведен регулаторен преглед, въз основа на който да бъдат утвърдени цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година от петия 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.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова

година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходими приходи и цени на електроразпределителните дружества за втория ценови период от петия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цените, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите – чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят и поради промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, Комисията прилага следния общ подход:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

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

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

– Разходите за амортизации;

– Разходи за балансиране;

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

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 3 и ал. 6 при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

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

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 2,8% за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт относно индекса на потребителските цени за 2018 г.

1.2. Корекция с показатели за качество

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

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

На основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата година от петия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2018 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

1.4. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, както и тази, постъпила в Комисията с писма от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-62-58 от 13.05.2019 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 г., от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 г. и от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 г., на основание чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година на петия регулаторен период

2.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00971 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03245 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с № Е-13-62-40 от 29.03.2019 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00971	0,01275	**+31,31%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03245	0,04365	**+34,51%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00519	0,00581	**+11,95%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01796	0,01796	**0,00%**

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от петия 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 123 906 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 109 088 хил. лв.;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 444 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 61 734 хил. лв;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 116 581 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 9,06%;

– Разходи за балансиране – 4 604 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 249 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходни ценови периоди в размер на 1 355 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 53 209 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период в размер на 39 201 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите – 693 726 хил. лв., при утвърдена за петия регулаторен период 587 722 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при утвърдена за четвъртия регулаторен период 6,67%;

– Корекция с фактора Z – 22 080 хил. лв., при стойност на компонентата P_{t-2} – (плюс) 701 хил. лв.;

– Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) -167 хил. лв.;

– Допълнителна корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., свързана с амортизации на въведени в експлоатация активи през 2018 г., но отчетени за 2017 г. в размер на 2 927 хил. лв.;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 482 117 MWh.

2.1.2. 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 2018 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

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

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

– Разходите за амортизации;

– Разходи за балансиране;

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

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 26 559 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 054 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 12 639 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 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 (НП) на дружеството – 304 987 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 310 219 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 385 736 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 525 283 хил. kWh, 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 прогноза за месеците май и юни 2019 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 125,21 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 7 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 144,10 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с писма с вх. № Е-13-62-10 от 29.01.2019 г. и вх. № Е-13-62-56 от 13.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД, за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

P_{t-2} – (плюс) 701 хил. лв.;

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) -167 хил. лв.

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	109 088
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	103 382
3	Разходи за амортизации	61 734
4	Регулаторна база на активите	587 871
4.1.	Призната балансова стойност на активите	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал	26 559
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	39 211
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	3 054
8	Корекция с фактор Z	12 639
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	-167
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**328 941**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**9 482 117**

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 – 0,01004 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03434 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 328 941 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 482 117 MWh.

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00884 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03253 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh.

2.2.1. Анализ и оценка на предоставената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

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-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00884	0,00986	**+11,54%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03253	0,03285	**+0,98%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00516	0,01145	**+121,90%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01733	0,01933	**+11,54%**

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от петия 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 109 117 хил. лв., които представляват актуализираните с инфлационен индекс от 2,8% утвърдени такива разходи за петия регулаторен период в размер на 106 145 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 94 315 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8%;

– Разходите за амортизации, стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК и нормата на възвръщаемост са на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР;

– Разходи за балансиране – 2,90 лв./MWh;

– Корекция с фактора Z – 7 392 хил. лв., при стойност на компонентата P_{t-2} – (плюс) 525 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – 120 хил. лв.

2.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2018 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

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

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

– Разходите за амортизации;

– Разходи за балансиране;

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

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 24 971 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 2 972 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 6 676 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 277 285 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 284 303 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-27 от

29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 586 990 хил. kWh;

$E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 793 930 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-27 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-262-48 от 20.05.2019 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 прогноза за месеците май и юни 2019 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 125,21 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 7 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 139,48 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с писма вх. № Е-13-262-12 от 31.01.2019 г. и вх. № Е-13-262-47 от 15.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД, за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

P_{t-2} – (плюс) 525 хил. лв.;

Не е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на 120 хил. лв. Следва да се има предвид, че регулаторът утвърждава размер на инвестициите за регулаторния период, които електроразпределителните дружества следва да изпълнят, като корекциите, предвидени в НРЦЕЕ имат за цел да възстановят на клиентите надвзетите от дружествата суми при евентуално неизпълнение на предвидената инвестиционна програма. Те представляват стимул за оптимално и точно планиране на инвестиционните дейности от операторите на разпределителни мрежи и не следва да се разглеждат като инструмент за допълнителни приходи през следващ ценови период от регулаторния такъв. Положителната корекция в случая дори не се дължи на постигнат по-голям обем нетни инвестиции, а на промяна в структурата на инвестиционната програма и пренасочване на средства към активи с по-кратък амортизационен срок. В тази връзка, отчитайки обстоятелството, че сумата, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции, е относима към първата ценова година от регулаторния период, тя следва да бъде отчетена през следващи ценови периоди, при отрицателни корекции.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи	106 145
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	93 622
3	Разходи за амортизации	56 359
4	Регулаторна база на активите	630 045

4.1.	Призната балансова стойност на активите	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал	24 971
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	42 024
7	Корекция с фактор Z	6 676
8	Корекция с инфлационен индекс (И)	2 972
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**307 799**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**8 586 990**

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 – 0,00952 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03586 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00599 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 307 799 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01170 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03278 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh.

2.3.1. Анализ и оценка на предоставената 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-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01170	0,01262	**+7,86%**

цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03278	0,03535	**+7,84%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00854	0,00921	**+7,85%**

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от петия регулаторен период са, както следва:

– Предложените стойности на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, разходите за амортизации, стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК и нормата на възвръщаемост са на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 66 458 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 9%;

– Разходи за балансиране – 969 хил. лв.;

– Корекция във възвръщаемостта, в резултат на промяна на оборотния капитал – 19 хил. лв.;

– Корекция с инфлационен индекс – 2 309 хил. лв.;

– Корекция с фактора Z – (минус) - 8 957 хил. лв. при стойност на компонентата P_{t-2} – (минус) -500 хил. лв.;

– Корекция във връзка с отклонение на ППЦ, съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ – 10 467 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г. – (минус) - 385 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 2018 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

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

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

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

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 18 747 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 2 309 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -1 439 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 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 (НП) на дружеството – 195 997 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 209 410 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 800 356 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-22 от 29.03.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-273-36 от 14.05.2019 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 прогноза за месеците май и юни 2019 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 125,21 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 7 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 139,28 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Север“ АД с писма с вх. № Е-13-273-6 от 28.01.2019 г. и вх. № Е-13-273-35 от 14.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“ и по сключени договори на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД, за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Р_{t-2}$ – (минус) -500 хил. лв.

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) -385 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	82 457
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	67 520
3	Разходи за амортизации	40 282
4	Регулаторна база на активите	262 827
4.1.	Призната балансова стойност на активите	188 024
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал	18 747
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	17 531
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	2 309
8	Корекция с фактор Z	- 1 439
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 385
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**208 275**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**5 445 000**

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 – 0,01277 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03489лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00896 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 208 275 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

2.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03303 лв./kWh.

2.4.1. „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 01.07.2019 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.

2.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи

за втората ценова година от петия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2018 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

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

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

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

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 278 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

В съответствие с т. 1.1. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 49 хил. лв.

В съответствие с т. 1.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -83 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 6 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 (НП) на дружеството – 2 752 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 2 832 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 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 прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 69 170 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 71 190 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писмо с вх. № Е-13-09-14 от 15.04.2019 г. и вх. № Е-13-09-20 от 15.05.2019 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 прогноза за месеците май и юни 2019 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 125,21 лв./MWh;

$Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 133,15 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни, предоставени от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД с писмо с изх. № РД-01-42 от 25.01.2019 г. и писмо с вх. № Е-13-09-21 от 15.05.2019 г. относно почасовите количества, закупени от дружеството на пазара „ден напред“, за периода от 01.07.2018 г. до 30.04.2019 г., както и прогноза за месеците май и юни 2019 г.;

P_{t-2} – (минус) -46 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1}, е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	70 567
2	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 714
3	Приходи, отчет в хил. лв.	2 434
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	441
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	70 505
6	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 711
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	2 432
8	Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.	441
9	P_{t-3}	-3
10	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.9)**	**-4**
11	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.**	**42**
12	**P_{t-2} (р.10-р.11)**	**-46**

В съответствие с т. 1.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2018 г., в размер на (минус) -16 хил. лв.

		2018 г. *($И_1$)*	**2019 г. *($И_2$)***	**2020 г. *($И_3$)***
		отчет	**прогноза**	**прогноза**
1	Инвестиции – общо	360	304	365
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	83	115	148
3	Нетна амортизация, Ап	6	28	53
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	271	161	164
5	Среден номинален размер на инвестициите $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	334		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	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	28		

8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	44
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*6,67%+(р.7-р.8)	-16

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, са следните:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	1 748
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	479
3	Разходи за амортизации	413
4	Регулаторна база на активите	2 217
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 604
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	335
4.3.	Необходим оборотен капитал	278
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	148
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	49
8	Корекция с фактор Z	-83
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 16
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**2 737**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**72 516**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03130 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от петия регулаторен период – 2 737 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 72 516 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 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-13-77-6 от 15.04.2019 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 икономически обосновано да бъде запазена в размер 6,51% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия. Предвид по-високата цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, в стойностно изражение размерът на компонентата е увеличен от 4,67 лв./MWh на 5,84 лв./MWh. Увеличението от 25% следва да покрие отчетените от крайните снабдители по-високи разходи за балансиране предвид нарасналите цени на балансиращия пазар и икономически обоснованите им разходи и да им осигури възвръщаемост.

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 в нормативната уредба липсва ясно регламентиран механизъм за първоначално набиране и подсигуряване на средства за обезпечаване на тези разходи, като финансирането би могло да се осъществи чрез много 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.). Въвеждането на такъв механизъм от страна на КЕВР чрез цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ не е възможно, не само поради липса на основания за това, но и поради факта, че разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща не само предприятия от сектор „Електроенергетика“, но и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Горното в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания ще доведе до абсурдната 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 напълно 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 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-20 от 29.03.2019 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови 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-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,18101	0,13924	**-23,08%**
- Дневна	0,11601	0,13590	**17,15%**
- Нощна	0,07195	0,09477	**31,72%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14445	0,13759	**-4,75%**
- Нощна	0,07195	0,09477	**31,72%**
3. Една скала	0,14445	0,12156	**-15,85%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13294	0,13759	**3,50%**
- Нощна	0,05654	0,09476	**67,60%**
2. Една скала	0,13294	0,12155	**-8,57%**

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-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени на обществения доставчик и възлизат на 533 399 хил. лв.;

– Разходи за балансиране на стойност 16 305 хил. лв.;

– Възвръщаемост на регулаторната база – 5 343 хил. лв.;

– Компонента за дейността – 45 558 хил. лв.;

– Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 5 956 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 2 560 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 20 444 хил. лв., разходи за ребрандиране – 2 027 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 767 597 MWh.

2.1.2 Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че предложението на дружеството по отношение стойностите на ценообразуващите елементи противоречи на разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, съгласно която 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 ясно 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) Разпоредбата на чл. 10 от НРЦЕЕ не позволява включването на допълнителни разходи в необходимите годишни приходи на крайните снабдители извън тези, които се покриват от компонентата за дейността по ал. 5.

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, цените на „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18547
- Дневна	0,11886
- Нощна	0,07885
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,15098
- Нощна	0,07885
3. Една скала	**0,15098**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13630
- Нощна	0,05726
2. Една скала	**0,13630**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 552 662 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 – 0,01025 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03434 лв./kWh;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01989 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00577 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-6 от 29.03.2019 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2019 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,16953	0,17013	**0,35%**
- Дневна	0,11357	0,11417	**0,53%**
- Нощна	0,06514	0,06574	**0,92%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13198	0,13344	**1,11%**
- Нощна	0,06514	0,06574	**0,92%**
3. Една скала	0,13198	0,13344	**1,11%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди – ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13244	0,13304	**0,45%**
- Нощна	0,05473	0,05533	**1,10%**
2. Една скала	0,13244	0,13304	**0,45%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. в размер на 5 137 558 MWh;

– Използвана е утвърдената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти в размер на 71,71 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh;

– Разходи за балансиране в размер на 2,80 лв./MWh или общо за новия ценови период в размер на 14 385 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ в размер на 12 690 хил. лв., изчислена при запазване на определения на дружеството с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР марж от 2,47 лв./MWh продадена електрическа енергия;

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 01.07.2019 г. 30.06.2020 г., произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност, съдържащо:

– искане за въвеждане на инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания под формата на ценови компонент („надбавка“) в цената за задължения към обществото и определяне на неговия размер като част от „Методиката за компенсиране на разходите по чл. 35 от Закона за енергетиката и за разпределение на тези разходи между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система“ (в случай, че до началото на ценовия период 01.07.2019 г. няма промяна в избрания от държавата начин за изпълнение на националната кумулативна цел по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС),

или алтернативно:

– искане за компенсиране на разходи, произтичащи от задължението на Република България, поето като националната цел за енергийна ефективност за постигане на определени количества спестявания в първичното и в крайното енергийно потребление до 31 декември 2020 г. в изпълнение на 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 и на Директива 2010/31 /ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 19 май 2010 г. относно енергийните характеристики на сградите.

2.2.2 Ценообразуващи елементи

В съответствие с изложеното в т. 1.3. от общия подход не са признати разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания. Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т.н. Следва да се има предвид, че към настоящия момент не са приети всички подзаконови нормативни актове по прилагане на ЗЕЕ, включително не е приета и методика по чл. 7, ал. 1, т. 12. от ЗЕЕ за оценка на размера на вноските от задължените лица по чл. 14, ал. 4 във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ и в други финансови посредници, необходими за постигане на индивидуалните им цели. Поради тези обстоятелства 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 ценовото предложение 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, цените на дружеството са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,17701
- Дневна	0,11653
- Нощна	0,07013
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13781
- Нощна	0,07013
3. Една скала	**0,13781**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13433
- Нощна	0,05384
2. Една скала	**0,13433**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 595 548 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 – 0,01025 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03586 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01981 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00599 лв./kWh.**

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-17 от 29.03.2019 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2019 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2019 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2019 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,18328	0,18328	**0,00%**
- Дневна	0,12574	0,12619	**0,36%**
- Нощна	0,07126	0,07171	**0,63%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14662	0,14707	**0,31%**
- Нощна	0,07126	0,07171	**0,63%**
3. Една скала	0,14662	0,14662	**0,00%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13933	0,13933	**0,00%**
- Нощна	0,05429	0,05542	**2,08%**
2. Една скала	0,13933	0,13933	**0,00%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 328 222 хил. лв., при утвърдената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител в размер на 71,71 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh;

– Непокрити експлоатационни разходи и разходи за балансиране – 4 342 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 5 от НРЦЕЕ – 15 191 хил. лв.;

– Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 3 026 200 MWh;

– Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 4 443 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 302 хил. лв.

2.3.2 Ценообразуващи елементи

След извършен анализ на ценовото предложение 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 01.07.2019 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. – Върхова	0,19011
- Дневна	0,12885
- Нощна	0,07373
2. Две скали	
в т.ч. – Дневна	0,15186
- Нощна	0,07373
3. Една скала	**0,15186**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. – Дневна	0,14283
- Нощна	0,05491
2. Една скала	**0,14283**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 350 775 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 – 0,01025 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00896 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03489 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 01.07.2019 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-13-77-6 от 15.04.2019 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 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 01.07.2019 г.**
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. – Върхова	0,19591
- Дневна	0,10641
- Нощна	0,05263
2. Две скали	
в т.ч. – Дневна	0,13319
- Нощна	0,05263
3. Една скала	**0,13319**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. – Дневна	0,13764
- Нощна	0,05771
2. Една скала	-

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 5,84 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 5 612 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 – 0,01025 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00644 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03130 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2019 г. *(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)*	
„ЧЕЗ Електро България“АД	3,46%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,59%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	3,38%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	1,00%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**3,48%**

Изказвания по т.3.:

Докладва П. Младеновски. Прогнозната пазарна цена е основна за определянето на цената за задължения към обществото, която участва в образуването на всички останали цени по веригата – производство, пренос, разпределение на електрическа енергия. Прогнозната пазарна цена е определена съгласно изискванията на чл. 37а от НРЦЕЕ в размер на 89,00 лв./MWh. В момента липсват на пазара такива продукти и търгове, които да съвпадат с ценовия период, така че единственото, което може да се наблюдава, са годишните търгове на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2019 г., тъй като те нямат енергия, продадена за след 2019 г., и цените на брокерските екрани на HUDEX и EEX относно опциите за цените в Унгария. Там цените се движат около 50 евро (към момента на публикуване на доклада), като подобна стойност е използвана и като прогнозна пазарна цена. На българския пазар поради излизането на голям брой ВЕИ производители това не е отчетено в доклада, тъй като съгласно Наредбата за отчетен период се използват цените и постигнатите цени на БНЕБ за предходната година. През февруари и март тази година, когато е имало силно слънце, тогава работата на фотоволтаиците е намалила пиковата цена и е имало дни, в които офпикът е бил по-скъп от пика. Това е отчетено при изготвянето на прогнозата, т.е. малко по-консервативна е прогнозата относно прогнозната пазарна цена. Това, което се е променило след доклада, е, че е излязъл доклад на ЕК, съгласно който се активира .. на квотите и емисии, в резултат на което 24% от квотите най-вероятно ще бъдат изтеглени от пазара, считано от 01.09.2019 г. Тези 24% изтеглени квоти може да не доведат до повишаване цените на квотите със същия процент, но при всички положения ще се намалят приходите на България във Фонда със съответно 24% по-малко реализирани квоти за страната. В доклада са изложени прогнозните пазарни цени за всяка една група производители, които са изчислени съгласно Наредбата на общ график, който е наложен върху симулирано участие на БНЕБ, и така е изчислен коефициент въз основа на постигнатите от тях цени. По отношение на производителите, изчислените цени за отделните производители са за: „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД - 53,90 лв./MWh (при предложени 55,45 лв./MWh), за НЕК ЕАД от ВЕЦ, собственост на дружеството - 70,40 лв./MWh (при предложени 71,06 лв./MWh), за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД - 132,42 лв./MWh (при предложени 147,87 лв./MWh), за „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД - 101,99 лв./MWh (при предложени 104,15 лв./MWh).

Предвид разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, КЕВР няма право да определя разполагаемост на производителите, чиято цена надхвърля с повече от 10% прогнозната пазарна цена. Поради тази причина на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД не е определена разполагаемост. В изпълнение на тази разпоредба разполагаемост е определена на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД и централите със сключени дългосрочни договори, които са натоварени на над 90%, с оглед задоволяване потреблението на регулирания пазар, определен на едномесечна разполатгаемост както за съответните производители, така и за крайните снабдители въз основа на техните прогнози, каквото е новото изискване на чл. 21, т.21 от ЗЕ.

За обществения доставчик са редуцирани цените в частта, която трябва да се покрие от задължения към обществото. При изчисление на прогнозната пазарна цена за американските централи е използван същия подход, както за ВЕИ и централи с комбинирано производство, т.е. симулирано е тяхното участие на пазара ден напред, като е изчислен коефициент, съгласно който тяхната цена, ако биха участвали на пазара през предходната година, би била 99 лв./MWh. В тази връзка цената на обществения доставчик е изчислена на 89,60 лв./MWh без цената за задължения към обществото. По отношение на цена за задължения към обществото е взет предвид излишъкът, който се е натрупал във Фонда през изминали период, който се дължи основно на по-високите цени на квоти и емисии. За предходната година средният размер на цената на квотите е 15,80 €/тон, а през първото тримесечие на 2019 г. средната цена, по която Фондът е получил приходите, е около 21 €/тон. Този излишък се оценява на около 370 млн. лв., които са разпределени за компенсиране основно на по-високите цени на американските централи, предвид по-високите квоти и емисии. Тъй като бюджетът, предвиден за американските централи, особено за ТЕЦ „Марица Изток 3“, е свършил още през края на януари, в момента Фондът не изплаща компенсации на НЕК ЕАД за ТЕЦ „Марица Изток 3“ и съответно дружествата не купуват емисии за тази година, като се очаква след евентуалното компенсиране на НЕК ЕАД и след разплащането дружествата да си закупят емисии за първото шестмесечие на 2019 г. Там политиката на американските централи е, че купуват емисии през цялата година, а не както ТЕЦ „Марица Изток 2“ на следващата година, точно преди крайния срок, когато и цените са най-неблагоприятни. Компенсиране на обществения доставчик във връзка със заповедта от 09.04.2019 г. на министъра на енергетиката относно допълнителното задължение за обслужване на обществото, състоящо се в предоставяне на НЕК ЕАД на допълнителни количества електрическа енергия над квотата, определена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР, в размер на до 600 000 MWh. Издаването на тази заповед е наложено от по-високото потребление на крайните снабдители спрямо заявеното в началото на регулаторния период, и по което са остойностени количествата на обществения доставчик. Това потребление може да достигне и до 2 000 000 MWh. Към момента прогнозите са за 1,3 -1,6 млн. MWh. Причината за това е, че при крайните снабдители, когато са правили прогнозата за следващия регулаторен период, са отчитали тренда от последните няколко години на излизане на клиенти на свободния пазар. Предвид динамиката на цените на свободния пазар този процес е стопиран. Дори през зимата е имало призиви от бизнес организациите, които са призовавали техните членове, присъединени на ниско напрежение, да се върнат на регулирания пазар, тъй като през този период на годината там цените са били по-благоприятни. В тази връзка има веднъж спрян тренд на излизане, втори път – връщане обратно към регулирания пазар. Според оценката на Младеновски това е причината за по-високото потребление на клиентите на крайните снабдители. Освен това общественият доставчик е компенсиран за разходи, свързани с постановени от КЕВР през предходния ценови период решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминалия регулаторен период в изпълнение на влезли в сила съдебни решения. При изчисляване на цената за задължения към обществото е използван един нов подход, тъй като до момента цената за задължения към обществото се е намалявала с приходите от

Фонда. Сега работната група се е съобразила с разпоредбата на Директивата, която казва, че приходите от квоти и емисии могат да се използват само и единствено за развитие на ВЕИ и за енергийна ефективност, каквото по своята същност представлява високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия. В тази връзка приходите на Фонда от квоти и емисии са извадени чрез пропорционален коефициент от зелената и съответно от кафявата добавка, а с приходите от 5% вноска са намалени добавките, които са свързани с компенсиране на американските централи. В тази връзка задължението към обществото е намалено заради по-високите приходи във Фонда от 36,75 лв./MWh за предходния ценови период на 20,49 лв./MWh. Голямо намаление търпи и зелената добавка от 22 лв. през предходния ценови период на 3,60 лв. за тази година.

В съответствие с изменението на ЗЕ, при който се въведе и цена за достъп и пренос на производителите на електрическа енергия в цените на ЕСО ЕАД, е определена и цена за достъп на производителите на електрическа енергия в размер на 2,10 лв./MWh. Същата тази цена, за да не плащат два пъти ВЕИ производителите - и цена за достъп в динамично променяща се генерация, и тази цена за достъп, която е за всички производители, като подробно е описано в доклада как частта от необходимите приходи и съответно количествата от общо произведената в България енергия, отнесена към цената на ВЕИ производителите, която те заплащат само и единствено, е увеличена от 3,02 лв./MWh с размера на тази цена на 2,10 лв./MWh на 5,12 лв./MWh.

Подробно са описани корекциите, които са направени по отношение на цените за достъп за клиенти и цена за пренос на ЕСО ЕАД, като е съобразено с разпоредбата на ЗЕ, че вече цената за достъп и за пренос на ЕСО ЕАД не се заплаща от търговците, които изнасят електрическа енергия. Тези количества за износ са махнати от общото изчисление на цените.

Относно електроразпределителните дружества, те се намират в средата на регулаторния си период, втората година от петия регулаторен период. Там всички ценообразуващи елементи са запазени, освен разходите за технологични разходи, тъй като цената е плаваща. Извършени са корекции с инфлация, като е взета предвид инфлацията за 2018 г. в размер на 2,8%. Извършена е корекция за инвестиции, но дружествата вече до голяма степен изпълняват инвестиционните си програми и корекциите за инвестиции са минимални. Извършена е корекция с фактора Z, който отразява по-високата цена на технологичните разходи, които се закупуват от свободния пазар. Поради тази причина, въпреки че по-голямата част от дружествата при равни други условия (начинът на изчисление, който е бил до момента) биха имали голям отрицателен Z фактори, заради разликата в цената, определена с предходното ценово решение, и постигнатата цена, която до момента е използвана, дружествата са с големи положителни Z фактори.

За изчисляване на самата цена са изискани от дружествата данни относно почасовите им графици от ЕСО ЕАД, както и данни за всички сключени дългосрочни договори на пазара на електрическа енергия, като съответно е изчислена почасовата цена на всяко едно дружество, а оттам средната цена до края на април тази година. Постигнатите цени са в порядъка на 94 – 98 лв. за отделните дружества. Това зависи от сключените договори - дали е пазарувал само ден напред или има дългосрочни договори преди юли 2018 г. (ЕВН имат такъв договор, който им сваля цената). Съгласно Наредбата те са намалени с 5% и тази цена е използвана до април, като гледайки как върви пазарът през май и очакванията за юни на пазара ден напред, тази цена според Младеновски ще се запази като при следващия Z фактор ще се урегулира. Затова той е казал, че са използвани отчетни данни само до юни.

По отношение на крайните снабдители, надценката, прилагана за тях, е запазена в размер на 6,5%, но предвид увеличението на цената, по която НЕК ЕАД продава електрическа енергия на крайните снабдители, тук има увеличение на самата надценка от порядъка на 25%. Тоест от 4,67 лв. на 5,84 лв., което би следвало да покрие по-високите отчетени разходи за балансиране на крайните снабдители. Това е основният проблем,

който те залагат в заявлението си, именно разходите за балансиране, тъй като предвид разпоредбата за 2,5 цената за недостиг от осреднената пазарна цена и съответно повишението на пазарната цена, естествено цените на балансиращия пазар са по-високи. Разходите, които търпят участниците, също са по-високи. В цените не са включени разходи за енергийна ефективност и за несъбираеми вземания. Подробно са описани и цените на крайните снабдители.

В резултат на казано, изменението на общите цени на електрическата енергия за битови клиенти от 01.07.2019 г. за клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД е в размер на 3,46%, на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е в размер на 3,59%, на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е в размер на 3,38% и на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е 1%. Средно претегленото изменение е в размер на 3,48%.

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 ЗЕ, работната група предлага Комисията да вземе следните

РЕШЕНИЯ:

1. Да приеме доклада.

2. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите.

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

А. Йорданов каза, че е видял, че ЕРП-та и крайните снабдители имат известни проблеми с прогнозирането на количествата. Той се опасява, че съществува вероятност министърът с нов акт за новия регулаторен период да възложи допълнителни задължителния към обществото. А. Йорданов попита правилно ли е разбрал.

П. Младеновски отговори, че в момента няма индикации, че ще има нов акт и нова заповед, но такава не е изключена. Не може да се прогнозира, това което е като прогноза от крайните снабдители, то е за следващия регулаторен период.

А. Йорданов каза, че П. Младеновски е споменал някаква цифра до 2 000 000 MWh.

П. Младеновски отговори, че това е за настоящия период. В своето заявление НЕК ЕАД е дало като прогноза това, което крайните снабдители прогнозират, но все пак е сложило отметка, че предвид факта, че тази година има такова голямо разминаване, такова може да се случи и следващата година, тъй като ЕВН си повишава прогнозата, но ЧЕЗ я сваля.

А. Йорданов каза, че може би занапред чисто методологично трябва да се измисли механизъм, който да отразява ефективността при купуването на енергия от страна на крайните снабдители, ЕРП-та, съотношението дългосрочни договори – ден напред, тъй като в крайна сметка това е до голяма степен мениджърска политика, която регулаторът не следва на цяло да покрива като риск с решението си за цени. Може би занапред чисто методологично този механизъм трябва да се изчисти. В противен случай общото послание е, че както и да пазаруват те енергията, тя ще бъде компенсирана през утвърдените им разходи в цените. А. Йорданов поиска да се маркира какво е съотношението между отчетените технологични разходи на четирите ЕРП-та и утвърдените в цените като относителен дял, не като абсолютни стойности

И. Н. Иванов обобщи - с колко са нараснали.

А. Йорданов каза, че може да нарастват, по-ниски или се покриват от утвърдените.

П. Младеновски отговори на първия въпроса относно крайните снабдители, тъй като ЕРП-та вече не купуват технологични разходи от НЕК ЕАД и това не влияе върху по-високите количества, то решението се съдържа в ЗЕ, където е написано, че общественият доставчик има право да купува от борсовия пазар при едни такива излишъци и недостиг. Друг е въпросът, че това няма как да се случи на пазара ден напред, тъй като съгласно сключеното с ЕК споразумение, НЕК ЕАД няма право да купува от пазара ден напред. По отношение на технологичните разходи, наблюдава се намаление на

технологичните разходи и при трите ЕРП-та. При ЕВН те са вече 7 цяло и няколко процента, по-ниски от утвърдените 8%. При Енерго-Про са 8,1-8,2% - под утвърдените 9%, единствено ЧЕЗ отчита по-висок от утвърдения при тях технологичен разход, около 9%, но пак бележат сериозно намаление. Относно тези технологични разходи може да се говори много. Факт е, че сега като е скъпо на пазара, те отчитат по-ниски технологични разходи. П. Младеновски счита, че тези технологични разходи не са толкова ниски, заради начина, по който се отчитат стандартизираните товарови профили. Това е дълъг въпрос и само ще каже, че тази енергия, която би следвало да отиде в технологичния разход, тя отива в крайния снабдител като небаланс. На друго заседание ще обясни по-подробно.

И. Н. Иванов поиска това да стане в рамките на заседанието.

П. Младеновски отговори, че е обяснил в общи линии, но ако обяснява детайлно, ще отнеме много време.

С. Тодорова каза, че няма изказвания, няма и въпроси, защото отново няма никакви изчисления. Четейки доклада, не може само от думите винаги да схване логиката, а за числа да не говори. С. Тодорова каза, че ако се прецени, че така трябва да продължава, тя не може да вземе никакво отношение по въпроса, защото няма материали.

И. Н. Иванов каза на П. Младеновски, както и по предишните доклади, да се изпратят на членовете на Комисията материалите като изчисления.

И. Н. Иванов установи, че няма други изказвания и обяви провеждане на открито заседание на Комисията, в съответствие с проекта на решение, на 04.06.2019 г. от 10:00 ч. и срок за внасяне на становища – 16:00 ч. на 04.06.2019 г.

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 ЗЕ, Комисията

Р Е Ш И:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-292 от 21.05.2019 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2019 г. от 10:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителите, или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

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

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

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова - 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.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-13-147-4 от 28.03.2019 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-49 от 30.12.2015 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ за първия ценови период от втория регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,14673 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 42 555 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 274 211 MWh.

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“, най-подходящият метод за регулиране на цените за мрежови услуги през електроразпределителната мрежа на ДП НКЖИ е методът „горна граница на приходи“. 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 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 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 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 на ДП НКЖИ да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на това дружество 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. От друга страна, 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.

В Регламент за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 година относно реда и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга (Регламент 2015/909) са уредени редът и условията за изчисляване на тези разходи. ДП НКЖИ трябва 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.

С оглед гореизложеното и във връзка с определената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. продължителност на петия регулаторен период за електроразпределителните дружества, е обосновано да бъде утвърдена продължителност от 2 (две) години на третия 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.

I. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-147-4 от 28.03.2019 г. ДП НКЖИ е предложило за първата ценова година от третия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,13715 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 27 262 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 14 772 хил. лв., в т.ч. разходи за амортизации на безвъзмездно придобитите активи – 5 833 хил. лв.;

3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 3 716 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7% от количеството активна електрическа енергия, постъпваща в мрежата на ДП НКЖИ в мястото на присъединяване на тяговите подстанции на ниво 110 kV и измерено от средствата за търговско измерване, собственост на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

4. Регулаторна база на активите – 84 785 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите – 159 313 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите – 13 750 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 3 305 хил. лв.;

– балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 85 750 хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост на капитала – 1,15%;

6. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия – 271 068 MWh.

II. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на ДП НКЖИ и представения годишен финансов отчет за 2018 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:

С решение № Ц-042 от 27.12.2010 г. е определен технологичен разход за първия регулаторен период на ДП НКЖИ в размер на 15%. С Решение Ц-049 от 30.12.2015 г. технологичният разход за втори регулаторен период е намален до 10% от количеството активна електрическа енергия, постъпваща в мрежата на дружеството.

В заявлението си за утвърждаване на цени ДП НКЖИ посочва, че в периода от 2016 г. до момента електрическият тягов подвижен състав, собственост на железопътните оператори, работещи на територията на България, е оборудван със средства за измерване на електрическата енергия. Единственият клиент, без средства за търговско измерване, е „БДЖ-Товарни превози“ ЕООД, което възнамерява до 31.12.2019 г. да оборудва електрическия си тягов подвижен състав със средства за търговско мерене. ДП НКЖИ посочва, че това ще доведе до реално отчитане на потребената тягова електрическа енергия, като се очаква намаляване на технологичния разход.

Дружеството е извършило 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 мрежите.

Във връзка с горното, поради липса на пълна отчетна информация за реално консумираната електрическа енергия от клиентите на дружеството, както и с оглед

тенденцията за намаляване на технологичните разходи по разпределението на електрическа енергия от ДП НКЖИ, не следва да се извършва корекция на заявения от дружеството технологичен разход в размер на 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-292 от 21.05.2019 г. е изчислена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 92,85 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,39 лв./MWh, цена за пренос през електропреносната мрежа в размер на 9,86 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 21,49 лв./MWh.

2. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за третия регулаторен период са определени по следната формула:

$АМ = (АМ_1+АМ_2)/2 – АМф + (1,5*АМИ_1+0,5*АМИ_2)/2,$

където:

АМ – средни разходи за амортизации през третия регулаторен период;

$АМ_1$, $АМ_2$ – 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;

$АМИ_1$, $АМИ_2$ – 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 двете ценови години на третия регулаторен период, като $АМ_1$ и $АМ_2$ отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2019 г. и 2020 г.

хил. лв.

1	Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи	14 772
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 5 833
3	Амортизация на инвестициите	473
4	**Среден годишен разход за амортизации**	**9 412**

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 третия 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, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2019 г. и 2020 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружеството към 31.12.2018 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:

$АМ = АМБ + (2*АМ_1 + АМ_2 – 3*АМФ)/2$,

където:

АМБ – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

$АМ_1$, $АМ_2$ – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

АМф – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

хил. лв.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2018 г.	159 313
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	85 750
3	Средна стойност за периода на изведени от експлоатация активи	281
4	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2018 г. (р.1-р.2- р.3)	73 282
5	Средна стойност на амортизациите $(2*АМ_1 + АМ_2 – 3*АМФ)/2$	13 408
6	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.4-р.5)**	**59 874**

3.2. Среден номинален размер на инвестициите

*И = (1,5*И1 + 0,5*И2)/2*

където:

И – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

И1, И2 – 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 7 772 хил. лв.

3.3. 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. Прилагайки този принцип е извършена корекция по отношение на заявения от дружеството необходим оборотен капитал в размер на 3 263 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, като 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 23 545 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост.

Не са извършвани корекции на предложената от ДП НКЖИ стойност на нормата на възвръщаемост.

В резултат на направените корекции на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи за първата ценова година на третия регулаторен период е в размер на 0,13403 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 271 068 MWh.

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ притежава лицензия за дейността разпределение на тягова електрическа енергия. Методът на регулиране е „горна граница на приходи“. За третия регулаторен период дружеството в заявлението си посочва, че ще започне да изпълнява изискванията на Регламент за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 г. относно реда и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. ДП НКЖИ трябва да прилага такси за минимален достъп до железопътната инфраструктура, които се определят на равнището на преките разходи, направени вследствие на извършването на тази услуга. В Регламента се посочва кои са тези преки разходи. Те се определят като разходи 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. С оглед на това и във връзка с определената с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. продължителност на петия регулаторен период за електроразпределителните дружества, е обосновано да бъде утвърдена продължителност от 2 години на третия регулаторен период за ДП НКЖИ.

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на дружеството, е извършена корекция на ценообразуващите елементи, като е използван общия подход към другите дружества. В резултат на направените корекции на ценообразуващите елементи, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по железопътните мрежи за първата ценова година на третия регулаторен период е в размер на 0,13403 лв./kWh, без ДДС при необходими годишни приходи 36 330 хил. лв. и пренесена електрическа енергия 271 068 MWh.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да 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.
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 обяви провеждане на открито заседание на Комисията на 04.06.2019 г. от 10 ч. и срок за представяне на становища - 16.00 часа на 04.06.2019 г.

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 с вх. № Е-Дк-293 от 21.05.2019 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;
2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 1 от ЗЕ за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2019 г. от 10:00 ч.;
3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителя, или други, упълномощени от тях представители;
4. 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 Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова - 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.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-290 от 21.05.2019 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 1 MW и над 1 MW;
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 1 MW и над 1 MW;

3. Насрочва обществено обсъждане на проекта по т. 2 на 06.06.2019 г. от 10:00 ч.;

4. За участие в общественото обсъждане 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 и организации на потребители;

5. Определя срок за внасяне на становища - 20.06.2019 г., краят на работния ден;

6. Проектът на решение, датата и часът на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;

По т.2. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-291 от 21.05.2019 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 01.07.2019 г.;

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 1 от ЗЕ за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2019 г. от 10:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи представляващи заявителите, или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

4. 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 с вх. № Е-Дк-292 от 21.05.2019 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2019 г. от 10:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителите, или други, упълномощени от тях представители на дружествата;

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

По т.4. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-293 от 21.05.2019 г. относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 1 от ЗЕ за разглеждане на доклада по т.1 на 04.06.2019 г. от 10:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителя, или други, упълномощени от тях представители;

4. 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-290 от 21.05.2019 г. - определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 1 MW и над 1MW;

2. Доклад с вх. № Е-Дк-291 от 21.05.2019 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 01.07.2019 г.;

3. Доклад с вх. № Е-Дк-292 от 21.05.2019 г. - утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

4. Доклад с вх. № Е-Дк-293 от 21.05.2019 г. - утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт-

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(С. Тодорова)

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(А. Фикова - главен експерт)