П Р О Т О К О Л

№ 87

София, 23.05.2018 година

Днес, 23.05.2018 г. от 10:20 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“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия и топлоснабдяване“ 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-470 от 18.05.2018 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 4 MW и над 4 MW.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, ЦветанкаКамбурова, Венелин Баросов, Ана Иванова, Радостина Методиева, Радослав Райков, Силвия Петрова и Ели Алексиева

2. Доклад с вх. № Е-Дк-471 от 18.05.2018 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 01.07.2018 г.

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

3. Доклад с вх. № Е-Дк-472 от 18.05.2018 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

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

По т.1. Комисията разгледа доклад относно **определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW.**

Съгласно чл. 18, ал. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) производството на електрическа енергия от възобновяеми източници се насърчава по начините, посочени в същата разпоредба, в т.ч. и чрез определяне на преференциални цени. 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 възобновяеми източници, 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 възобновяеми източници, в това число и определянето на преференциална цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, 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 възобновяеми източници, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници 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 възобновяеми източници, 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 възобновяеми източници, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. Процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието, храните и горите годишни индекси за изменение на цените на тези суровини (чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ). Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година – чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ. Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от Националния статистически институт за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година – чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW. Според § 68, ал. 1 и ал. 2 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW 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. В тази връзка в контекста на посочените разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 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 възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

I. Общи принципи при определянето на преференциалните цени

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници (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 възобновяемия източник, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията.

При определянето на цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, са използвани данни от официален доклад на Фраунхофер институт 2017 г. – Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu) и IRENA (International Renewable Energy Agency), 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/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf
- http://www.pveurope.eu/News/Solar-Generator/Solar-modules.

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 определените от Комисията осреднени необходими приходи при горепосочените ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници.

Ценообразуващите елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са:

1. Инвестиционни разходи

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

При определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид понижението на капиталовите разходи за ФтЕЦ към края на 2017 г. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu и IRENA (International Renewable Energy Agency)) за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на Европейския съюз (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 възобновяеми източници 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 възобновяеми източници 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

При определяне на средно годишната продължителност на работа на фотоволтаични електрически централи (ФтЕЦ) са използвани данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) за 2015 г., 2016 г. и 2017 г., разпределени по общини и региони, като са взети

предвид 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 България за последните три години, а именно:

Осреднено за Р България, средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 302 часа, което се равнява на 1 302 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 фотоволтаични електрически централи, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като за електрически централи (ЕЦ) с инсталирана мощност до 5 kWp представляват в годишен план 3% от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително. От 6^{та} до 20^{та} година експлоатационните разходи за поддръжка нарастват на 3,5%. Експлоатационните разходи за инсталирани мощности от 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.

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВИ

I. Определяне на цената на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи (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 – 2 609

лв./kWp;

– с обща инсталирана мощност от 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 – 2 284 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 – 68,92 лв./MWh;

– с обща инсталирана мощност от 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 – 53,63 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 20 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 302 часа, което се равнява на 1 302 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.	242,13	100,00%
за експлоатационните разходи	67,43	27,85%
за разходи за амортизации	99,19	40,97%
за възвръщаемост	75,52	31,19%
ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**205,99**	100,00%
за експлоатационните разходи	53,08	25,77%
за разходи за амортизации	86,85	42,16%
за възвръщаемост	66,07	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-18 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 № Ц-24 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 изх. № Е-04-24-2 от 18.04.2018 г. е изискана информация от Националния статистически институт (НСИ), относно процента на тяхното изменение през 2017 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-2 от 02.05.2018 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

– Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2017 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2017 г. от 11,8% е в размер на 12 725 лв., спрямо 11 379 лв. за 2016 г.

– Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2017 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 108,6, т.е. средногодишната инфлация е 8,6%.

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 18.04.2018 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. Отговор от МЗХ не е получен. С оглед на горното не 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 – 51,61 лв./MWh;

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 – 11,03 лв./MWh;

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 – 116,27 лв./MWh;

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 – 14,44 лв./MWh.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага следните преференциални цени, по които обществения доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**287,79**	100,00%
за експлоатационните разходи	191,86	66,67%
за разходи за амортизации	54,33	18,88%
за възвръщаемост	41,59	14,45%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-24 ОТ 30.06.2015 г.

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

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 – 74,03 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 69,54 лв./MWh.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 61,91 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 38,70 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 24,65 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 29,75 лв./MWh.

1.4.Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 178,57 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 215,52 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**490,38**	100,00%
за експлоатационните разходи	341,55	69,65%
за разходи за амортизации	84,12	17,15%
за възвръщаемост	64,71	13,20%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	**453,35**	100,00%

за експлоатационните разходи	353,98	78,08%
за разходи за амортизации	56,08	12,37%
за възвръщаемост	43,29	9,55%

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 – 79,42 лв./MWh.

1.2.Разходи за работни заплати, в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 66,42 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 12.65 лв./MWh.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 83.43 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**403,32**	100,00%
за експлоатационните разходи	243,65	60,41%
за разходи за амортизации	90,25	22,38%
за възвръщаемост	69,42	17,21%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-1 ОТ 28.01.2015 г., ЧАСТТА ПО Т. 6

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 – 105,36 лв./MWh.

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 – 15,53 лв./MWh.

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 – 6,54 лв./MWh.

I.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 – 48,05 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**348,66**	100,00%
за експлоатационните разходи	171,50	49,19%
за разходи за амортизации	100,35	28,78%
за възвръщаемост	76,81	22,03%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА 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 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 – 99,97 лв./MWh.

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 – 38,82 лв./MWh.

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 – 7,03 лв./MWh.

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 – 157,06 лв./MWh.

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.	**451,51**	100,00%
за експлоатационните разходи	300,16	66,48%

за разходи за амортизации	82,62	18,30%
за възвръщаемост	68,73	15,22%

II. 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 – 104,98 лв./MWh.

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 – 48,05 лв./MWh.

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 – 6,54 лв./MWh.

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 – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**350,68**	100,00%
за експлоатационните разходи	167,28	47,70%
за разходи за амортизации	100,35	28,62%
за възвръщаемост	83,05	23,68%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-19 ОТ 28.06.2013 г.

I. **Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, 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 – 48,17 лв./MWh;

– 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 – 51,61 лв./MWh;

– 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 – 44,90 лв./MWh.

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 – 6,64 лв./MWh;

– 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 – 11,03 лв./MWh;

– 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 – 6,20 лв./MWh.

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 – 42,43 лв./MWh;

– 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 – 116,27 лв./MWh.

– 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 – 16,85 лв./MWh;

– 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 – 14,44 лв./MWh;

– 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 – 4,68 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**204,89**	100,00%
за експлоатационните разходи	112,17	54,75%
за разходи за амортизации	50,71	24,75%
за възвръщаемост	42,01	20,50%
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**290,62**	100,00%
за експлоатационните разходи	191,32	65,83%

за разходи за амортизации	54,33	18,69%
за възвръщаемост	44,97	15,48%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**138,25**	100,00%
за експлоатационните разходи	51,92	37,56%
за разходи за амортизации	47,27	34,19%
за възвръщаемост	39,06	28,25%

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 – 99,97 лв./MWh.

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 – 7,03 лв./MWh.

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 – 157,06 лв./MWh.

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 – 42,90 лв./MWh.

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.	457,93	100,00%
за експлоатационните разходи	306,54	66,94%
за разходи за амортизации	82,62	18,04%
за възвръщаемост	68,77	15,02%

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 – 76,61 лв./MWh.

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 – 5,83 лв./MWh.

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 – 130,13 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:
– ЕЦ с инсталирана мощност до 0.5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 62,11 лв./MWh.

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.	459,91	100,00%
за експлоатационните разходи	273,06	59,37%
за разходи за амортизации	102,15	22,21%
за възвръщаемост	84,70	18,42%

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 – 104,98 лв./MWh.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 85,36 лв./MWh.

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 – 6.54 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:
– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh(без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	388,85	100,00%
за експлоатационните разходи	205,45	52,84%
за разходи за амортизации	100,35	25,80%
за възвръщаемост	83,05	21,36%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА

ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-18 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-18 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 – 121,60 лв./MWh.

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

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 41,06 лв./MWh.

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 – 6,43 лв./MWh.

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 – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**359,63**	100,00%
за експлоатационните разходи	176,10	48,97%
за разходи за амортизации	100,35	27,90%
за възвръщаемост	83,18	23,13%

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-18 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 – 48,86 лв./MWh.

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 – 6,20 лв./MWh.

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 – 4,68 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh(без ДДС)	%
***централи с инсталирана мощност над 5* MW**		
Цена, в т.ч.	149,49	100,00%
за експлоатационните разходи	55,56	37,17%
за разходи за амортизации	51,43	34,40%
за възвръщаемост	42,50	28,43%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА 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 – 47,96 лв./MWh;

– 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 – 44,62 лв./MWh;

– 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 – 48,86 лв./MWh.

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 – 9,10 лв./MWh;

– 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 – 11,03 лв./MWh;

– 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 – 6,20 лв./MWh.

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 – 58,14 лв./MWh;

– 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 – 116,27 лв./MWh;

– 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 – 16,85 лв./MWh;

– 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 – 14,44 лв./MWh;

– 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 – 4,68 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh(без ДДС)**	**%**
***ЕЦ до 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**234,32**	100,00%
за експлоатационните разходи	129,61	55,31%
за разходи за амортизации	50,71	21,64%
за възвръщаемост	54,00	23,05%
ЕЦ до 5* MW, *с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**296,63**	100,00%
за експлоатационните разходи	184,55	62,22%
за разходи за амортизации	54,33	18,32%
за възвръщаемост	57,75	19,47%
***ЕЦ над 5* MW**		
Цена, в т.ч.	149,45	100,00%
за експлоатационните разходи	55,53	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 – 114,05 лв./MWh.

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 – 7,03 лв./MWh.

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 – 158,19 лв./MWh.

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 – 38,82 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ над 0,150 до 1 MW		
Цена, в т.ч.	**436,40**	100,00%
за експлоатационните разходи	320,37	73,41%
за разходи за амортизации	55,73	12,77%
за възвръщаемост	60,30	13,82%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ЦЕНАТА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ ЧРЕЗ ТЕРМИЧНА ГАЗИФИКАЦИЯ НА БИОМАСА И/ИЛИ БИОРАЗГРАДИМИ ФРАКЦИИ, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-35 ОТ 27.10.2011 г.

I. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници 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 – 132,54 лв./MWh.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,06 лв./MWh.

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 – 6,43 лв./MWh.

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 – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		

Цена, в т.ч.	**392,27**	100,00%
за експлоатационните разходи	184,86	47,13%
за разходи за амортизации	100,35	25,58%
за възвръщаемост	107,06	27,29%

II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

В контекста на § 68, ал. 1 и ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от ВИ с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Определянето й за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. налага първо да бъде определена прогнозна пазарна цена за базов товар, което е обосновано да стане въз основа на анализ на форуърдните сделки на националната и регионалните борси. След това следва да бъдат определени групови коефициенти, които да отразяват отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група производители, от независимия преносен оператор и от операторите на електроразпределителни мрежи на пазара ден напред за предходната календарна година.

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, както следва:

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка за календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице голям обем 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[3] са проведени 5 търга с общо изтъргувано количество 2 029 600 MWh.

Дата на провеждане	Цена, лв./MWh	Период на доставка	Товар	Търгувано количество, MW	Търгувано количество, MWh
11.05.2018	73,59	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
10.05.2018	73,95	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
9.5.2018	74,38	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
4.5.2018	72,76	01.06.2018-14.09.2018 & 25.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	426 000
27.4.2018	73,25	01.06.2018-30.06.2019	Базов товар	40	329 200

Независимо, че периодите на доставка в горната таблица предхождат регулаторния/ценови период, от данните за същите може да се направи извод относно очакваните от пазарните

[1] https://www.opcom.ro
[2] https://www.hupx.hu
[3] http://www.ibex.bg

участници цени на пазара за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., а именно в диапазона около 72 – 75 лв./MWh. Те в голяма степен са предопределени от цените на фючърсните сделки на HUDEX[4], които достигат нива от около 45 – 47 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 50 €/MWh.

Логиката на постигнатите на българската борса цени отчитат следното: нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 8 €/MWh, които включват цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 4,21 €/MWh, разходи за капацитети на сръбската граница – около 3 €/MWh и печалба.

Ръстът на цените на унгарската борса е движен от повишаването на цените на фючърсите на EEX[5] (European Energy Exchange), които към настоящия момент бележат ръст с около 48% спрямо май 2017 г., достигайки 40 €/MWh. 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 води до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014 г. 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. Необичайните климатични условия, довели до голямо търсене през януари и февруари 2017 г., обусловиха значителен ръст на цените на енергията, което доведе до сериозни загуби на доставчиците, като в Румъния част от най-големите търговци обявиха фалит. Това до голяма степен предопредели поведението на доставчиците за четвъртото тримесечие на 2017 г. и първото такова на 2018 г., за които те се презапасяваха с електрическа енергия, което доведе до скок в цените на фючърсите за доставка през 2018 г. Меката зима и съответно по-ниското потребление през първото тримесечие на 2018 г. обаче доведоха до увеличено предлагане и срив на цените на спот пазарите. 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. В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват долните нива на фючърсните сделки.

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 допълнително около 2 000 000 MWh електрическа енергия, произведена от ВИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от ВИ, поради изчерпване на определеното им нетно специфично производство, показва, че тогава се увеличава спредът пик-офпик, което води до леко 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;

[4] https://hudex.hu
[5] http://www.eex.com

–Цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа за следващия ценови период е увеличена с 1 лв./MWh, което ще окаже натиск за намаляване със същата стойност върху пазарната цена на електрическата енергия, предназначена за износ;

–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 2018 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е определена в размер на 70,00 лв./MWh.

За определяне на груповите коефициенти за съответните производители от ВИ, е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 г. за почасовите графици на тези производители. В тази връзка е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2017 г., въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2017 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2017 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент. Резултатите от извършените симулации 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) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	1,12832
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**78,98 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) и „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ „Ветроком“) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,74 лв./MWh

3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,95803
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**67,06 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	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	75,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,98537
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**68,98 лв./MWh**

4. ***Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса***

Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	76,82 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,99813
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**69,87 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 78,98 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 67,06 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 68,98 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 69,87 лв./MWh.

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ ПО §68, АЛ. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, БР. 38 от 2018 г.

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW и определената за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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-10 от 30.03.2011 г. на КЕВР:

1.1. Премия в размер на 144,11 лв./MWh при НСП **3 724 kWh,** 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 109,70 лв./MWh при НСП **3 724 kWh,** 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 102,20 лв./MWh при НСП **3 724 kWh,** 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 184,50 лв./MWh при НСП **3 724 kWh,** 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 43,50 лв./MWh при НСП **2 500 kWh,** при преференциална цена – 112.48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 121,23 лв./MWh при НСП **2 000 kWh,** при преференциална цена – 188.29 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

1.7. Премия в размер на 105,89 лв./MWh при НСП **2 300 kWh,** при определената цена – 172.95 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

1.8. Премия в размер на 81,52 лв./MWh при НСП **1 350 kWh,** 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 620,13 лв./MWh при НСП **1 302 kWh,** при преференциална цена – 699.11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

1.10. Премия в размер на 182,86 лв./MWh при НСП **5 340 kWh,** при преференциална цена – 252.73 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW;

1.11. Премия в размер на 218,17 лв./MWh при НСП **5 340kWh,** при преференциална цена – 288.04 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи с дървесни остатъци и др. до 5 MW, с комбиниран цикъл;

1.12. Премия в размер на 97,66 лв./MWh при НСП **7 125 kWh,** при преференциална цена – 167.53 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи с отпадъци от земеделски култури до 5 MW;

1.13. Премия в размер на 116,62 лв./MWh при НСП **7 125 kWh,** при преференциална цена – 186.49 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работеща с енергийни култури до 5 MW;

1.14. Премия в размер на 232,86 лв./MWh при НСП **6 300 kWh,** при преференциална цена – 302.73 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи от 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции;

1.15. Премия в размер на 176,18 лв./MWh при НСП **4 050 kWh,** при преференциална цена – 246.05 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи от 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци;

1.16. Премия в размер на 50,73 лв./MWh при НСП **6 975 kWh,** при преференциална цена – 120.60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи от 500 kW до 5 000 kW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци;

1.17. Премия в размер на 148,73 лв./MWh при НСП **5 340 kWh,** при преференциална цена – 218.60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи над 5 MW, работещи чрез директно използване на биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др.

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 153,85 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 117,89 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 110,06 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 196,07 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 43,12 лв./MWh при НСП **2 419 kWh,** при преференциална цена – 112.10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 123,94 лв./MWh при НСП **1 907 kWh,** при преференциална цена – 191.00 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

2.7. Премия в размер на 106,00 лв./MWh при НСП **2 139 kWh,** при преференциална цена – 173.06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

2.8. Премия в размер на 70,00 лв./MWh при НСП **1 350 kWh,** 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 406,62 лв./MWh при НСП **1 188 kWh,** при преференциална цена – 485.60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

2.10. Премия в размер на 164,45 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 234.32 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 226,76 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 296.63 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 79,58 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 149.45 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;

2.13. Премия в размер на 137,80 лв./MWh при НСП **7 125 kWh,** при преференциална цена – 207.67 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури;

2.14. Премия в размер на 126,98 лв./MWh при НСП **7 125 kWh,** при преференциална цена – 196.85 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури;

2.15. Премия в размер на 288,21 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 358.08 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции;

2.16. Премия в размер на 299,47 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 369.34 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

2.17. Премия в размер на 173,99 лв./MWh при НСП **4 050 kWh,** при преференциална цена – 243.86 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци;

2.18. Премия в размер на 49,40 лв./MWh при НСП **6 975 kWh,** при преференциална цена – 119.27 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци.

3. Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР:

3.1. Премия в размер на 328,08 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 397.95 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, без комбиниран цикъл;

3.2. Премия в размер на 322,40 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 392.27 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл;

3.3. Премия в размер на 318,17 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 388.04 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, без комбиниран цикъл;

3.4. Премия в размер на 356,08 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 425.95 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW, с комбиниран цикъл.

4. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

4.1. Премия в размер на 124,37 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 93,71 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 87,03 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 160,35 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 29,17 лв./MWh при НСП **2 419 kWh,** при преференциална цена – 98.15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

4.6. Премия в размер на 37,37 лв./MWh при НСП **1 440 kWh,** 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 158,07 лв./MWh при НСП **1 188 kWh,** 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 157,28 лв./MWh при НСП **1 188 kWh,** 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 156,27 лв./MWh при НСП **4 275 kWh,** при преференциална цена – 226.14 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MWh, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци;

4.10. Премия в размер на 39,96 лв./MWh при НСП **7 125 kWh,** при преференциална цена – 109.83 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци;

4.11. Премия в размер на 206,67 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 276.54 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

4.12. Премия в размер на 225,85 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 295.72 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл;

4.13. Премия в размер на 79,62 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 149.49 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;

4.14. Премия в размер на 127,45 лв./MWh при НСП **5 850 kWh,** при преференциална цена – 197.32 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с отпадъци от земеделски култури;

4.15. Премия в размер на 117,68 лв./MWh при НСП **5 850 kWh,** при преференциална цена – 187.55 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи с енергийни култури;

4.16. Премия в размер на 332,79 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 402.66 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1,5MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции;

4.17. Премия в размер на 298,01 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 367.88 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, без комбиниран цикъл;

4.18. Премия в размер на 289,49 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 359,36 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;

4.19. Премия в размер на 288,11 лв.MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 357.98 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, без комбиниран цикъл;

4.20. Премия в размер на 321,19 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 391.06 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл.

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

5.1. Премия в размер на 92,39 лв./MWh при НСП **1 235 kWh,** при преференциална цена – 171.37 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.2. Премия в размер на 90,87 лв./MWh при НСП **1 235 kWh,** при преференциална цена – 169.85 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) 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 124,40 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 173,32 лв./MWh при НСП **3 724 kWh,** 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 93,73 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 87,06 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 160,37 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 29,17 лв./MWh при НСП **2 425 kWh,** при преференциална цена – 98.15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 38,10 лв./MWh при НСП **1 440 kWh,** при преференциална цена – 105.16 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

6.8. Премия в размер на 97,31 лв./MWh при НСП **1 330 kWh,** 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 81,22 лв./MWh при НСП **1 330 kWh,** при преференциална цена – 160.20 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kW;

6.10. Премия в размер на 136,45 лв./MWh при НСП **4 275 kWh,** при преференциална цена – 206.32 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци;

6.11. Премия в размер на 19,29 лв./MWh при НСП **7 125 kWh,** при преференциална цена – 89.16 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци;

6.12. Премия в размер на 135,02 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 204.89 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;

6.13. Премия в размер на 220,75 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 290.62 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;

6.14. Премия в размер на 68,38 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 138.25 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;

6.15. Премия в размер на 107,09 лв./MWh при НСП **5 850 kWh,** при преференциална цена – 176.96 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури;

6.16. Премия в размер на 94,61 лв./MWh при НСП **5 850 kWh,** при преференциална цена – 164.48 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MMW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури;

6.17. Премия в размер на 317,66 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 387.53 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;

6.18. Премия в размер на 279,45 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 349.32 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, без комбинирано производство;

6.19. Премия в размер на 318,98 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 388.85 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;

6.20. Премия в размер на 267,57 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 337.44 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство;

6.21. Премия в размер на 303,89 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 373.76 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство.

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 120,33 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 167,94 лв./MWh при НСП **3 724 kWh,** 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 90,16 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 83,38 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 155,39 лв./MWh при НСП **3 960 kWh,** 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 24,71 лв./MWh при НСП **2 425 kWh,** при преференциална цена – 93.69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

7.7. Премия в размер на 28,49 лв./MWh при НСП **2 325 kWh,** при преференциална цена – 95.55 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW;

7.8. Премия в размер на 16,10 лв./MWh при НСП **1 440 kWh,** при преференциална цена – 83.16 лв./MWh, без ДДС, за ВтЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

7.9. Премия в размер на 55,05 лв./MWh при НСП **1 330 kWh,** при преференциална цена – 134.03 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.10. Премия в размер на 52,38 лв./MWh при НСП **1 330 kWh,** при преференциална цена – 131.36 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kW;

7.11. Премия в размер на 136,45 лв./MWh при НСП **4 275 kWh,** при преференциална цена – 206.32 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци;

7.12. Премия в размер на 19,29 лв./MWh при НСП **7 125 kWh,** при преференциална цена – 89.16 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци;

7.13. Премия в размер на 180,95 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 250.82 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;

7.14. Премия в размер на 208,61 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 278.48 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;

7.15. Премия в размер на 152,93 лв./MWh при НСП **5 400 kWh,** при преференциална цена – 222.80 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;

7.16. Премия в размер на 107,09 лв./MWh при НСП **5 850 kWh,** при преференциална цена – 176.96 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на отпадъци от земеделски култури;

7.17. Премия в размер на 94,61 лв./MWh при НСП **5 850 kWh,** при преференциална цена – 164.48 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на енергийни култури;

7.18. Премия в размер на 317,66 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 387.53 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;

7.19. Премия в размер на 280,35 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 350.22 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, без комбинирано производство;

7.20. Премия в размер на 280,81 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 350.68 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;

7.21. Премия в размер на 268,47 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 338.34 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, без комбинирано производство;

7.22. Премия в размер на 304,79 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 374.66 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса,

получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

7.23. Премия в размер на 319,73 лв./MWh при НСП **5 850 kWh,** при преференциална цена – 389.60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци, с комбинирано производство.

8. Премии във връзка с актуализирани цени по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР:

8.1. Премия в размер на 109,67 лв./MWh при НСП **6 300 kWh,** при преференциална цена – 179.54 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;

8.2. Премия в размер на 88,01 лв./MWh при НСП **6 300 kWh,** при преференциална цена – 157.88 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

8.3. Премия в размер на 240,82 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 310.69 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност от 200 kW до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

8.4. Премия в размер на 278,79 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 348.66 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;

8.5. Премия в размер на 227,02 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 296.89 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност преференциална над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

8.6. Премия в размер на 264,85 лв./MWh при НСП **6 510 kWh,** при преференциална цена – 334.72 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство.

9. Премия във връзка с Решение № Ц-5 от 20.02.2015 г. на КЕВР:

9.1. Премия в размер на 43,50 лв./MWh при НСП **2 500 kWh,** при преференциална цена – 112.48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от съществуващи водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, по смисъла на § 3, ал. 1, т. 1 от ПЗР на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата (отм.).

10. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР:

10.1. Премия в размер на 217,92 лв./MWh при НСП **6 300 kWh,** при преференциална цена – 287.79 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. Премия във връзка с Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР:

11.1. Премия в размер на 81,65 лв./MWh при НСП **1 860 kWh,** при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

11.2. Премия в размер на 65,65 лв./MWh при НСП **2 139 kWh,** при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

12. Премия във връзка с Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР:

12.1. Премия в размер на 55,44 лв./MWh при НСП **2 325 kWh,** при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

Изказвания по т.1:

С. Тодорова изрази за пореден път несъгласието си с начина, по който се дава информацията, свързана с цените. Абсурдно е триста страници доклади за *n* на брой дружества да бъдат прочетени, осмислени и анализирани за два дни. С. Тодорова е отбелязвала, че практиката да се дават таблички на членовете на Комисията в деня на заседанието е неподходяща. По този начин работната група изразява сериозно пренебрежение към работата на Комисията. Тодорова счита, че това ще бъде забравено до следващата година, но тя отново изразява мнение, че това е абсолютно неприемливо. Предложението на Тодорова, ако това се приеме от останалите членове и от ръководството на Комисията, е Правилникът да се промени. В случаи с по-голяма сложност и обем, материалите трябва да се предоставят не в рамките на тези два дни, а малко повече, и никога на хартия в деня на заседанието. С. Тодорова помоли докладването да бъде съобразено с това, че тя не се е запознала детайлно с тези материали поради физическа невъзможност, а не повари липса на желание.

Докладва А. Иванова. По отношение на доклада 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 4 MW и над 4 MW, съгласно измененията на Закона от 08.05.2018 г., общите принципи при определяне на преференциалните цени са следните:

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, са размерът на инвестиционните разходи, разходите за амортизация, определени на основата на среден полезен технико-икономически живот на активите и възвръщаемост. При определянето на цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, са използвани данни от официален доклад на Фраунхофер институт 2017 г.

Ценообразуващите елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са следните:

Размерът на инвестиционните разходи е определен като са взети предвид понижението на капиталовите разходи за ФтЕЦ към края на 2017 г. от Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE и IRENA. Приложена е прогнозна годишна инфлация от 2%. При определянето на преференциалните цени нормата на възвръщаемост на капитала е в размер на 7%. Важи задължително изкупуване на електрическата енергия от ВЕИ. Икономически обосновано е 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. В тази връзка нормата на възвръщаемост на капитала в размер на 7% следва да се запази с оглед осигуряване на стабилност на инвестиционния процес.

При определяне на средно годишната продължителност на работа на фотоволтаични електрически централи е използвана информация по данни от АУЕР за 2015 г., 2016 г. и 2017 г. Приет е подход за средно определяне и е взет принципът за разпределение по общини и региони, като са отчетени средно-ефективни стойности на работа за страната в годишен аспект, количествата произведена електрическа енергия и инсталираните мощности, отчетени са средните нетни пълни ефективни часове в България, а именно 1 302 часа.

Допустимите експлоатационни разходи, подлежащи на регулаторен контрол, са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията. Те се формират основно от разходи за ремонт и поддръжка, застраховки, разходи за почистване и други осреднени за периода на изчислената анюитетна цена, съгласно източниците на информация в настоящия доклад. Размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи.

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като за електрически централи с инсталирана мощност до 5 kWp представляват в годишен план 3% от инвестиционните разходи до петата година от експлоатацията включително. От шестата до двадесетата година експлоатационните разходи нарастват на 3,5%. Експлоатационните разходи за инсталирани мощности от 5 kWp до 30 kWp представляват 3% от инвестиционните разходи за целия двадесетгодишен период на преференциални цени.

Разходите за амортизации са изчислени при прилагане на линеен метод и на осреднен полезен технико – икономически живот на съоръженията. Възприет е среден 20 годишен амортизационен срок на активите, съответстващ на възприетия полезен живот на активите.

По отношение на определяне на цената на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, предвид използваните източници за централи с инсталирана мощност до 5 kW, инвестиционните разходи са в размер на 2 609 лв./kWp спрямо 2017 г., когато са били в размер на 2 836 лв./kWp. За централи с обща инсталирана мощност от 5 kWp до 30 kWp включително, инвестиционните разходи са в размер на 2 284 лв./kWp спрямо 2017 г., когато са били в размер на 2 484 лв./kWp. Нетното специфично производство е в размер на 1 302 kWh/kWp.

Цената, която е формирана за централи до 5 kW, е в размер на 242,13 лв./MWh (без ДДС) със съответните ценообразуващи елементи, поместени в доклада. За централи от 5 kWp до 30 kWp цената е в размер на 205,99 лв./MWh.

По отношение на актуализиране на преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от биомаса, е спазено правното основание на чл. 32, ал. 1 от ЗЕВИ - Комисията да актуализира в срок до 30 юни ежегодно със съответните коефициенти по чл. 32, т. 6, т. 7 и т. 8. Извършен е анализ на ценообразуващите елементи на разходи за суровини за производство на енергия, за горива на транспорта, труд и работни заплати. Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за горива за транспорта и на разходите за труд и работна заплата КЕВР е изпратила писмо до Националния статистически институт, в отговор на което е получена информация, от която е видно, че процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата е 11,8%. Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта е 8,6%.

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса е изпратено писмо до Министерството на земеделието, храните и горите. Към настоящия момент отговор не е получен. Същата ситуация се е получавала и в други години, когато отговор е бил получаван на доста по-късен етап. Когато бъде получен, същият ще бъде отразен в крайното решение на КЕВР.

В контекста на § 68, ал. 1 и ал. 2 от ЗИД на ЗЕ от 08.05.2018 г., за целите с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, КЕВР следва да определи премии. Законодателят е дал възможност на Комисията да определи прогнозна пазарна цена.

П. Младеновски каза, че относно частта на доклада за определяне на прогнозна пазарна цена, тъй като тя присъства и в трите представени доклада, ще докладва той, за да е по-изчерпателно и да се спести докладването по останалите доклади. При определянето на прогнозната пазарна цена са използвани данни относно форуърдните сделки и ценовите нива на тези сделки на унгарската борса, румънската борса OPCOM (цените са почти близки) и продадените количества на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД. Към момента на изготвяне на анализа, търговете, които са били проведени на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, с период на доставка, съвпадащ с периода, за който се определя прогнозната

пазарна цена, са описани подробно в доклада. След това е проведен и още един търг от АЕЦ Козлодуй, отново за 50 MW при същите условия (с дупка по време на ПГР), който не е могъл да реализира цялата енергия. Това е достатъчно показателно, че поисканата минимална цена от 83,13 лв./MWh е твърде висока за момента. Анализирайки резултатите от тези пет търга, които са описани, въпреки че не съвпадат напълно с периода 01.07 – 30.06, за който се определя пазарната цена (повечето от тях включват м. юни, а част от тях имат и дупка между 14 септември и 26 октомври, когато е плановият годишен ремонт на единия от реакторите на АЕЦ Козлодуй), са постигнати средни пазарни цени в диапазона между 72 лв./MWh и 75 лв./MWh. Тези цени са движени главно от ръста на цените на форуърдни продукти, на дериватите както на унгарската, така и на немската борса. В момента на немската борса са се достигнали цени от порядъка на 40 евро, което е значително повишение. От 2013 г. на немската борса Младеновски не е виждал цена от 40 евро на форуърдни продукти. Това е довело и до повишение на нивата на унгарската борса, които са достигнали 45-47 евро, който е традиционно по-скъп пазар от немския. За изчисляване на цената, която се постига на българския пазар, от тези цени се изваждат между 8 и 8,50 евро, които представляват т. н. експортна такса (цената за пренос и достъп), която е в размер на 4,73 евро/MWh (в доклада има допусната техническа грешка). Разходите за капацитети по най-прекия път за изнасяне на тази енергия през Сърбия е около 3 евро/MWh и съответната печалба за търговеца.

Големият спред в цените между България и Унгария определя по-голям интерес от износителите на електрическа енергия, което от друга страна вдига много цените на капацитетите. Може би това е причината, поради която на последния търг от 50 MW са се реализирали само 19 MW, тъй като търговците в един момент са започнали да разсъждават, че прекалената енергия за износ ще повиши до такава степен капацитетите, че вече няма да е изгодно и цената трябва да е надолу. Ръстът на цените на унгарската борса е движена от цените на немската борса, където основен движещ фактор е сериозният ръст в европейската икономика, повишеното търсене на електрическа енергия. Според Младеновски това вече се е изчерпало, тъй като този ръст се е реализирал последната година и едва ли ще има допълнителен такъв. Друг важен фактор е анонсираното от президента на САЩ оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран, което е довело до повишаване на цените на петрола. Това винаги е следвано от повишение на цените на природния газ и съответно на електрическата енергия. Според Младеновски ефектът от това върху цените също е изчерпан и не предполага допълнително увеличение на цените във връзка с това решение. Понижението на борсовите цени на въглища от друга страна позволява на въглищните централи да се включат, но то е довело до повишение на цените на CO_2 квотите. За Младеновски повишението на цените на CO_2 квотите е спекулативно, тъй като това са изцяло финансови пазари и няма общо с електрическата енергия. На последния проведен търг са достигнали цени от порядъка на 15,50 евро/MWh. Интересен е фактът, че централи не са купували емисии, което до голяма степен предопределя спекулативния характер на тези цени. Ако се сравнят цените на емисиите от началото на годината - 7 евро/MWh (покачени от 4 евро/MWh на 7 евро/MWh до края на годината), само за първото тримесечие са стигнали 14 евро/MWh. Тогава е имало обяснение, тъй като централите са купували емисии и е имало търсене, но основният пакет е бил купуван от спекуланти. Ако това е спекула, според Младеновски съществуват три сценария. Първо, ако не е спекула, да останат такива високи цени, което е малко вероятно. Вторият сценарий е – ако е спекула, да се спука балонът и да има рязко понижаване на цените за квоти, съответно на цената на енергията. По-вероятният е в един момент, ако високите цени не се оправдаят от сделките, въглищните централи в Германия, които основно купуват емисии, да не работят, съответно да спадне търсенето и да има едно „изпускане на парата от това помпане на цената“. Твърде трудно е да се определи прогнозната пазарна цена, тъй като основният фактор, който влияе, е климатът. Той е основният фактор, който ще движи цената на пазара ден напред, тъй като независимо от спекулацията на финансовите пазари и на дериватите, електрическата енергия е такава стока, че в деня на доставка, независимо че е закупена на форуърдния пазар, в деня на доставка трябва или да се достави на някой, или да се продаде. Тогава в пазара ден напред много ясно се вижда дали е надценен или подценен

продуктът. За ден напред много влияе климатът. Ако лятото е по-прохладно, цената за III тримесечие веднага ще падне надолу, а оттам и среднопретеглената цена. При една мека зима ще се получи същото, а зимата най-много влияе на среднопретеглената цена за периода. II тримесечие също може да изиграе голям ефект. Една дъждовна пролет и достатъчно вода в язовирите неминуемо води до намаляване на цените, които се отразяват на среднопретеглената цена. Сега се наблюдава същото поведение на търговците като миналогодишното, които се презапасяват с енергия, и естествено цената се вдига. М. октомври, ноември 2017 г., когато се е говорело навсякъде за високи цени на свободния пазар, тогава базовата енергия се е търгувала на нива от порядъка на 81 – 85 лв. Тогава някой е бил казал, че среднопретеглената цена за I шестмесечие ще падне под 65 лв., каквото се е случило на пазара ден напред, но никой не е повярвал и очакванията на всички са били, че цената през зимата ще расте, заради по-студената зима през 2016 – 2017 г. При определянето на прогнозната пазарна цена работната група е подходила доста консервативно и се е съобразила с долните нива на постигнатите форуърдни сделки в момента, около 72 лв.

Неминуемо върху цената влияе цената за пренос и достъп на ЕСО ЕАД, които представляват т.н. от търговците експортна такса. Тя е увеличена с 1 лв., което автоматично „натиска“ цената на производителите с 1 лв. Другото, което влияе, е излизането на голям брой ВЕИ на свободния пазар. Ако се погледне м. декември в България, когато нетното специфично производство на повечето централи привършва, тогава се наблюдава една корекция на цената надолу, защото тогава има часове през денонощието, когато ВЕИ продават на всяка цена. При по-ветровито време автоматично се сваля цената на офпика. Когато слънчевите централи работят, се сваля цената на офпик, така че среднопретеглено има една корекция в цената надолу, което Младеновски смята, че ще се случи и през периода, за който се определя среднопретеглената цена.

Друг момент е, че тази свободна енергия освен да се консумира в България, ще се търсят и възможности за износ към останалите пазари, освен унгарския. Традиционно по-евтин от унгарския е румънският форуърден пазар. Ще се търси и износ натам и няма как да се задържи такава висока цена. До голяма степен румънският пазар влияе върху пазара на Гърция и Турция, заради възможностите от транзит. Младеновски не може да каже, че предопределя цената, но сериозно влияе върху тези два пазара.

Друг момент, който ще доведе до намаляване на цената, са плановете на гръцкото правителство за създаване на организиран борсов пазар в Гърция. В момента в Гърция няма борса и на пула, който е организиран от техния преносен оператор, се наблюдава много малък спред между пикова и офпикова енергия в цените. Това предопределя и по-високата цена, ако се сравни цената за офпик в България и в Румъния. В Румъния пада в порядъка на 5 – 8 евро/MWh, когато има вятър, докато в България цената на офпика почти никога не пада под 21 – 22 евро/MWh. Това е предопределено от факта, че офпиковата енергия е скъпа на гръцкия пазар. Ако се погледне кога ЕСО ЕАД продава капацитети за Гърция, са именно само в офпиковите часове. Естествено е при по-висок офпик средната пазарна цена да се повишава. Ако се приеме, че спре да се увеличава, тъй като в Гърция също ще има борсов пазар и офпиковата енергия ще стане по-евтина, тогава това неминуемо ще доведе до корекция на цената надолу. Поради тези причини Младеновски смята, че една пазарна цена около 70 лв./MWh е реална. Въпреки това към момента никой не може да познае...

Е. Харитонова направи забележка, че при докладване се говори от името на работната група, т.е. *работната група смята*, а не П. Младеновски.

П. Младеновски продължи, като каза, че никой не може да познае каква ще бъде цената за един период, който дори към момента на изготвяне на този анализ е бил отдалечен с около 15 месеца от момента, когато реално ще се прилага. В тази връзка за определяне на цените по групи производители, както предвиждат измененията в ЗЕ, са определени групови коефициенти за съответните ВЕИ производители по групи - производители от слънчева енергия, производители от вятърна енергия, производители от биомаса, производители от водноелектрически централи под 10 MW. Начинът на определяне на тази прогнозна пазарна цена най-общо представлява прогнозираната средна цена за базов товар, който най-често се

търгува, в размер на 70 лв., умножена по групов коефициент. Груповият коефициент се изчислява чрез симулация на участието на група производители от съответната група. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, в случая са симулирани по пет производители, които представляват над 20% от инсталираната мощност. Симулиране на участието им на пазара ден напред през предходната година като е изчислена среднопретеглената цена, която те биха постигнали, ако са продавали цялата си енергия на организирания борсов пазар. Тя е разделена на постигнатата цена на организирания борсов пазар за базов товар и е получен коефициентът, който след това е умножен по тези 70 лв. Така е получена средната прогнозна пазарна цена за съответната група производители. Изчисляването им по този начин се налага поради различния профил на производство на различните производители и невъзможността да се прилага една и съща цена за всеки от тях. Например фотоволтаиците продават главно пикова енергия, която е доста по-скъпа, докато при ВЕЦ-овете зависи от водата и тяхното производство се доближава до базовия товар. При вятъра се наблюдава също отклонение, като по-голямата част от енергията, която предлагат, е офпикова. В тази връзка са определени следните прогнозни пазарни цени за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия - 78,98 лв./MWh, за производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия - 67,06 лв./MWh, за производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW - 68,98 лв./MWh, за производители на електрическа енергия, произведена от биомаса - 69,87 лв./MWh. Предвид тези определени цени, след това е изчислена и премията по съответните решения на КЕВР като разлика между определената за съответната група производители преференциална цена, която е намалена с прогнозната пазарна цена за тази група производители. Премиите са подробно описани в предложения проект на решение.

В тази връзка и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 68, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, както и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да 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 4 MW и над 4 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;

5. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 2 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

6. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.

<u>И. Н. Иванов</u> каза, че изложението на П. Младеновски е било доста дълго и изчерпателно. Той е говорил по въпрос, който е засегнат и в трите доклада от днешния дневен ред.

<u>С. Тодорова</u> каза, че има някои нови моменти, които са свързани с промените в Закона. Ще се види какви са реакциите на пазарните участници, когато Комисията изчислява както прогнозната цена, така и коефициентите. Трудно е да се оцени в момента. Тодорова ще вземе отношение по един въпрос, който многократно е повдиган – нормата на възвръщаемост. С. Тодорова каза, че това е едно много слабо място, отново е определена с „щракване на пръсти“. Цялата обосновка е копирана от последното решение на КЕВР, което е било взето във връзка

с върнато решение от страна на съда. С. Тодорова е на мнение, че това не може да продължава. Практиката да се повтаря едно и също, докато на ответната страна й омръзне да го слуша и да го приеме, за Тодорова не е регулаторна практика. Трябва да се предприеме нещо по отношение на нормата на възвръщаемост, която да бъде изчислявана и определяна по реда на Правилата, Закона, Наредбата и т.н.

П. Младеновски отговори, че С. Тодорова е права, че нормата на възвръщаемост трябва да се изчислява. Младеновски допълни, че когато нормата на възвръщаемост се изчислява, се използват данни, които са по-скоро за една краткосрочна норма на възвръщаемост, отразяваща икономическите параметри към настоящия момент, тъй като както β, така и цената на привлечения капитал са изключително динамични и се променят. Тук по-скоро се търси една средна стойност, тъй като се определя норма на възвръщаемост за дълъг период – договор за изкупуване 20 г. За 20 г. много трудно се изчислява норма на възвръщаемост без да е предвидена „джъстване“ по време на ценовия период, както за биомасата, експлоатационни и др. разходи. В тази връзка приложимата формула в Наредбата е неприложима (по мнение на Младеновски) за изчисляване на норма на възвръщаемост за един такъв дълъг период, тъй като тя зависи от икономическа, политическа обстановка, цена на привлечен капитал. Предвид прилагането за 20 г., каквото и да се изчисли, според Младеновски няма да е много коректно.

С. Тодорова каза, че това е така, но както всички знаят, най-важното нещо, което интересува инвеститорите, е нормата на възвръщаемост. Това е първият въпрос, който те си задават и задават на отсрещната страна. Не може да се казва, че нормативната база е неприложима и затова Комисията я определя умозрително. Или се променя нормативната база, или освен изчисление се търси и някакви други апроксимиращи методи, така че да се получи нещо, което да е приемливо за дълъг период. Обяснението „не работи“ не става. Кой е направил Наредбата? Комисията. Знае се, че много дела са точно в тази част, а се продължава да се създава предпоставка за съдебни дела. Това, че след това се приема същото решение, не е добра регулаторна практика. Не може регулаторът да разчита само и единствено на изчерпване на търпението на другата страна. С. Тодорова се надява, че работната група разбира за какво говори – систематичното повтаряне на едни и същи решения, които са необосновани, не звучи добре.

П. Младеновски отговори, че действително нормата на възвръщаемост е първото нещо, което гледа инвеститорът. Обикновено инвеститорът разсъждава по начина, че норма на възвръщаемост към настоящия момент, когато е обоснована, за един дългосрочен проект трябва да е поне коригирана или по-висока. Затова той е казал, че Наредбата има „забита“ форма, която не казва, че се изчислява норма на възвръщаемост 6% в момента и поради дългия срок на договора от 20 г. се дава 7%. Това той е имал предвид, а не че нормативната база не работи. Ако се изчисли към настоящия момент, няма са се обхване този голям 20-годишен период.

С. Тодорова каза, че това не може да бъде обяснение. Някой обжалва това решение в тази му част и съдът пита къде са изчисленията, посочва формулата и доклада и иска да види какви параметри са използвани. Така няма как да се докаже каквото и да е. Или се променя нормативната база, щом като не може да бъде използвана за тези цели. Няма друг вариант, тя трябва да се прилага. С. Тодорова отново повтори, че това продължава с години. Има съдебни решения и отново, и отново се прави същото. С. Тодорова заключи, че не възприема това.

Р. Осман попита юристите така ли стои въпросът с Наредбата. Ако е така, той ще гласува против. Изцяло подкрепя становището на С. Тодорова. Дошли са няколко решения по други въпроси, вече има искове за 20 млн. лв. срещу Комисията във връзка с решения на настоящия състав.

Е. Маринова каза, че не може да отговори на този въпрос, защото единственото нещо, което може да каже като юрист, е, че в Наредбата има разпоредба, която обяснява елементите и формулата на нормата на възвръщаемост. Какви са изчисленията, как е изчислено и какви параметри са взети, от юристите не могат да бъдат преценени конкретните изчисления.

Р. Осман поиска членовете на Комисията да разполагат с всички наредби.

И. Н. Иванов уточни в залата да се съхраняват девет комплекта за всички членове на Комисията, за да може при необходимост да се ползват.

Р. Осман каза, че въпросът му към юристите е бил има ли разминаване с изложено в Наредбата или не. Ако има, той трябва да знае как да гласува. Но юристите трябва да го кажат. След това може би икономистите и другата част от работната група да се изкажат, за да се изчисти този въпрос.

П. Младеновски отговори, че няма разминаване с Наредбата. В Наредбата много ясно е написано как се изчислява нормата на възвръщаемост и отделните фактори и т.н. Има дори и формула. Той е искал да каже, че използвайки тази формула, която е в Наредбата, се определя една норма на възвръщаемост, която е актуална към настоящия момент, за 1, 2 3 години. Но този инвестиционен проект е за 20 години с договор за изкупуване 20 години. При определяне на нормата на възвръщаемост едва ли не трябва да се прогнозира икономическата обстановка, политическата обстановка в страната и т.н. за тези 20 години. Това е проблемът за определяне на истинска норма на възвръщаемост, която действително да отговаря на цифрите. Това той е имал предвид, а в Наредбата много добре е описано как се изчислява нормата на възвръщаемост, какво се използва при изчислението, дори е сложена и формула. С. Тодорова е права и във финалното решение ще бъдат публикувани и изчисленията. Трябва да се използва една прогноза за привлечения капитал.

С. Тодорова отново каза, че съдът гледа съответства ли решението на нормативната база. Няма ли изчисления, казва, че не е аргументирано и решението пада.

П. Младеновски отговори, че работната група ще направи прогноза...

И. Н. Иванов заключи, че в рамките на финалното решение това трябва да бъде сторено.

И. Александров каза, че П. Младеновски е абсолютно прав по отношение на подхода, който е възприет при определянето на цените на ВЕИ-та. Определя се за 20-годишен период и се говори за норма на възвръщаемост 7%, обща. Би трябвало да се прави разлика и да се конкретизира за коя норма се говори. За да се предвиди 7% обща норма, е приета една определена структура на капитала – 70/30. При тези базови параметри се получава и възвръщаемостта 7%. Подходът при различните дружества от различните сектори е различен. При топлофикациите нормата на възвръщаемост 7% е на собствения капитал. Като се приема конкретната структура на капитала на съответното дружество, се поставят тавани на лихвите по кредитите и така се получава една индивидуална норма за всяко топлофикационно дружество. Освен че подходът е малко по-различен, там също се определя общата норма съгласно Наредбата. Според И. Александров няма никакво противоречие в различните сектори при определяне на нормата, просто подходът е различен.

С. Тодорова припомни, че сега се говори за ВЕИ-тата.

И. Александров отговори, че е посочил разликата и е искал да се уточни за коя норма се говори – за общата ли, която се изчислява по формулата на Наредбата, или нормата на собствения капитал.

С. Тодорова каза, че се говори за това, което е записано в доклада.

И. Александров каза, че по този начин не се отчита заложената структура на капитала, една и съща за всички ВЕИ, и индивидуална при другите топлофикации.

С. Тодорова препоръча на И. Александров да си прочете 3-4 параграфа, в които нищо не се казва. Първият въпрос, който ще си зададе човек, когато го чете, е каква е структурата на капитала, защото пише, че е при еднаква структура на капитала. Не може да се пишат неща, зад които не стои нищо. С. Тодорова иска да престанат да я убеждават, че това е така, че написаното е о`кей, защото не е. Официално като решение това не „върви“.

И. Н. Иванов установиш, че няма други изказвания. Председателят отбеляза, че ангажиментът на работната група е в доклада, който ще бъде придружаващ финалното решение, всичко това да бъде отразено в пълно съответствие с нормативната уредба и с конкретика.

И. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение и насрочи обществено обсъждане на доклада на 06.06.2018 г. от 10 ч.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 68, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 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 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 4 MW и над 4 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 4 MW и над 4 MW;

3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на 06.06.2018 г. от 10:00 ч.;

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

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

6. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

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 01.07.2018 г.**

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

чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, а именно за производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 4 MW.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ (нова – ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 8.05.2018 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 4 MW и над 4 MW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ (нов – ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 01.07.2018 г.) 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.

По силата на изменената алинея първа от чл. 36б от ЗЕ, която влиза в сила от 01.07.2018 г., фонд „Сигурност на енергийната 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.

Във връзка с горното на 01.07.2018 г. следва да са налице всички предпоставки, въз основа на които ФСЕС да изпълнява задължението си по чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ, а именно да събира и разпределя средствата от цената за задължения към обществото, в която се включват и разходите, произтичащи от задължението за изкупуване на електрическа енергия на преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и задължението за предоставяне на премия на производители по чл. 162 а от ЗЕ.

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 са разработени Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала”, приети с решение по протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 8 на КЕВР (Указания-НВ).

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

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

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

След извършен регулаторен преглед, считано от 01.07.2017 г., с Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. Комисията е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала" на 32 дружества от сектор „Топлоенергетика". Със същото решение са утвърдени цени за присъединяване към топлопреносната мрежа на „Топлофикация София" ЕАД.

Със следните решения Комисията е утвърдила цени на енергия за нов регулаторен период на три дружества при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала", както следва:

- Решение № Ц-4 от 28.02.2018 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия, произведена от „Коген Загоре" ЕООД, считано от 01.03.2018 г.
- Решение № Ц-12 от 27.06.2017 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия и определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство на „Солвей Соди" АД от датата на вписване в търговския регистър на вливането на „Девен" АД.
- Решение № Ц-27 от 31.10.2017 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия и определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство на „Топлофикация Петрич" ЕАД, считано от 01.11.2017 г.

С Решение № Ц-39 от 29.12.2017 г. Комисията е изменила преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на „Топлофикация Русе" ЕАД, считано от 01.01.2018 г.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ с писмо на Комисията с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на 36 дружества от сектор „Топлоенергетика" е указано до 01.04.2018 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 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. (Приложение № 3);
2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия (Приложение № 3);
3. Отчетна информация за 2017 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 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;
5. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 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.

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 01.07.2017 г. – 31.03.2018 г. и прогноза за периода 01.04.2018 г. – 30.06.2018 г.*

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2016 г., 2017 г. и ценовия период 01.07.2017-30.06.2018 г., съгласно приложена справка (Приложения № 4 и 6);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2017 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството;

В приложената информация към годишния финансов отчет да се представят 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. В изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ допълнителна справка за предходните три календарни години от производители, които не осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови потребители или не използват 100 на сто от 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;

10. 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;

11. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW.

II. Прогнозни данни:

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

2. Прогнозна информация 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.

3. За следващия регулаторен период стойността на дълготрайните активи, пряко свързани с регулираната дейност, заложена в регулаторната база на активите, е към 31.12.2017 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 2018 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. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

Изчисленията да се извършат при следните условия:

1. Структура на капитала към 31.12.2017 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 01.03.2018 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. Примерна стойност на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - определената от КЕВР за съответното дружество, считано от 01.04.2018 г.

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-37 от 05.04.2018 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 01.07.2017 г. - 30.06.2018 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 2017 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 2017 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика" на база представените годишни финансови отчети

С писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР са изискани от дружествата одитираните годишни финансови отчети за 2017 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 31.12.2017 г. е направена на следните дружества:

I. 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 В.Т” АД
8. „Топлофикация Бургас” ЕАД
9. „Веолия Енерджи Варна” ЕАД
10. „Топлофикация Разград”АД
11. „Топлофикация Сливен” ЕАД
12. „Топлофикация Габрово” ЕАД
13. „Овергаз мрежи“ АД ЛОЦ „Овча купел“
14. „Юлико Евротрейд“ ЕООД

II. 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. „Биовет“ АД
8. „Декотекс” АД
9. „З - Пауър” ООД
10. ЧЗП „Румяна Величкова”
11. „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка”
12. „Оранжерии Гимел“ АД - ТЕЦ „Оранжерия 200 дка”
13. „Оранжерии Гимел II”ЕООД
14. „МБАЛ-Търговище” АД
15. „Зебра” АД
16. „Инертстрой – Калето“ АД
17. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД
18. „Оранжерии Петров дол“ ООД
19. „Овердрайв“ АД

Анализът и оценката на общото финансово състояние е направен при прилагане на комплексен факторен анализ и обща оценка на използването на капитала и активите.

ПОСТИГНАТИ ФИНАНСОВИ РЕЗУЛТАТИ ЗА 2017 г.

1. Топлофикационни дружества

1.1. Топлофикационни дружества, реализирали печалба от дейността:

- „Топлофикация Враца” ЕАД: 618 хил. лв.
- „Топлофикация Русе” ЕАД: 4 435 хил. лв.
- „Топлофикация Бургас” ЕАД: 120 хил. лв.
- „Веолия Енерджи Варна” ЕАД: 170 хил. лв.
- „Топлофикация Сливен” ЕАД: 7 378 хил. лв.
- „Юлико Евротрейд“ ЕООД 7 хил. лв.

1.2. Топлофикационни дружества, отчели загуба от дейността си:

- „Топлофикация София” ЕАД: 34 817 хил. лв.
- „ЕВН България Топлофикация” ЕАД: 36 734 хил. лв.
- „Топлофикация Перник” АД: 2 059 хил. лв.;

- „Топлофикация Велико Търново” АД: 571 хил. лв.
- „Топлофикация Разград” ЕАД: 1 350 хил. лв.
- „Топлофикация Плевен” ЕАД: 5 857хил. лв.
- „Топлофикация Габрово” ЕАД: 618 хил. лв.
- „Овергаз Мрежи” АД ЛОЦ „Овча купел“ 27 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват през 2017 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 Бургас” ЕАД; „Веолия Енерджи Варна” ЕАД; „Топлофикация Велико Търново” АД; „Топлофикация Русе” ЕАД и „Топлофикация Сливен” ЕАД;

2. Дружествата, които влошават през 2017 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата са: „Топлофикация Плевен” ЕАД; „Топлофикация Габрово” ЕАД; „Овергаз Мрежи” АД - ЛОЦ „Овча купел“; „Топлофикация Перник” АД; Топлофикация Разград” ЕАД; Топлофикация Враца” ЕАД и „Юлико Евротрейд“ ЕООД.

2. *Централи с топлинен товар за небитови нужди*

2.1. Дружества, реализирали печалба от дейността:

- „Биовет“ АД 931 хил. лв.
- „Алт Ко” АД: 614 хил. лв.
- ЧЗП „Румяна Величкова”: 129 хил. лв.
- „Инертстрой-Калето“ АД 1 654 хил. лв.
- „Когрийн” ООД: 16 хил. лв.
- Декотекс“ АД: 182 хил. лв.
- „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД: 764 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел” АД - 200 дка: 86 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел” АД - 500 дка: 96 хил. лв.
- „Овердрайв“ АД 3 хил. лв.

2.2. Дружества, отчели загуба от дейността:

- „Брикел” ЕАД: 7 265 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел II” АД: 694 хил. лв.
- „З-Пауър” ООД: 107 хил. лв.
- „МБАЛ-Търговище” АД: 135 хил. лв.
- УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД 162 хил. лв.
- „Зебра” АД: 1 623 хил. лв.
- “Белла България” АД: 747 хил. лв.
- „Солвей Соди” АД: 70 хил. лв.
- „Оранжерии Петров дол“ ООД 249 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват през 2017 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „Алт Ко” АД, „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД, „Оранжерии Гимел II” АД, „Биовет“ АД, „Декотекс“ АД, „Белла България“ АД, „МБАЛ-Търговище“ АД и „Оранжерии Петров дол“ ООД.

2. Дружествата, които влошават през 2017 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата са: „Брикел“ ЕАД, „Инертстрой-Калето“ АД, Зебра” АД, ЧЗП „Румяна Величкова“, „Когрийн” ООД, „З-Пауър” ООД, „Оранжерии Гимел” АД - 200 дка, „Оранжерии Гимел” АД - 500 дка, „УМБАЛ Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, „Солвей Соди“ АД и „Овердрайв“ 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 2017 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; „Топлофикация Сливен“ ЕАД; Овергаз мрежи” АД - ЛОЦ „Овча купел“ и „Юлико Евротрейд“ ЕООД. 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”, „Белла България” АД, „Инертстрой – Калето“ АД, „Оранжерии Петров дол“ ООД и „Овердрайв“ АД, 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) на топлофикационните 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 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., и отчетените за същия период на база информация предоставена от дружествата, както и за 2017 г., съгласно представения отчет за приходите и разходите.

За ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 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 производство си, 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 електрическа и топлинна енергия 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 регулаторната 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 нерегулирана дейност. Параметрите, при които е получена НВск по ОПР за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 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 регулаторна рамка на КЕВР, за периода 01.07.2017-30.06.2018 г., в %	НВск по отчет за периода 01.07.2017-30.06.2018 г., в %	НВск по ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г., в %
1	2	3	4	5
	с основно гориво - природен газ:			
1.	"Топлофикация София" ЕАД	7,00%	3,13%	-18,74%
2.	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	7,00%	-3,13%	-24,99%
3.	"Топлофикация Плевен" ЕАД	7,00%	-4,04%	-22,10%
4.	"Топлофикация Бургас" ЕАД	7,00%	-3,43%	0,32%
5.	"Веолия Енерджи Варна" ЕАД	7,00%	2,87%	-3,09%
6.	"Топлофикация Враца" ЕАД	7,00%	6,83%	4,92%
7.	"Топлофикация ВТ" АД	7,00%	-333850,78%	179082,91%
8.	"Топлофикация Разград" ЕАД	7,00%	-60,04%	-116,36%
9.	"Овергаз мрежи" АД-(ЛОЦ Овча купел)	7,00%	-5,57%	-3,24%
	с основно гориво - въглища:			
1.	"Топлофикация Русе" ЕАД	7,00%	-19,77%	10,55%
2.	"Топлофикация Перник" АД	7,00%	-20,79%	-3,29%
3.	"Топлофикация Сливен" ЕАД	7,00%	-10,55%	37,49%
4.	"Топлофикация Габрово" ЕАД	7,00%	-139,82%	-41,29%

Постигнатите от дружествата по-ниски нива на НВск по отчет за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и по годишния отчет на приходите и разходите за 2017 г., спрямо утвърдената от Комисията, се дължи основно от реализираните по-ниски продажби на електрическа и топлинна енергия за регулаторния период, а съгласно годишния отчет на приходите и разходите на дружествата за 2017 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.

Голямата разлика между утвърдената и отчетената НВск от „Топлофикация ВТ“ АД за ценовия период и по Отчета за приходите и разходите (ОПР) от една страна се дължи на реализираните по-ниски продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, а от друга на ниския дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал на дружеството.

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 01.07.2018 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 2017 г., през отчетния ценови период 01.07.2017 –

30.06.2018 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 25 г. за активите в преноса на топлинна енергия. Извършените инвестиции през регулаторния период се приема, че влизат в експлоатация по средата на периода, при което техните амортизации ще влязат в цените през следващия ценови период, изчислени с амортизационна норма съгласно Указания-НВ;

1.2. При разходите за ремонт са взети предвид мотивираните обосновки на дружествата за включените обекти и съоръжения със съответните стойности, отчетните разходи през 2017 г., както и възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. В общия случай, при пропуски в изискванията за обосновка, разходът за ремонт е коригиран до отчетената стойност през 2017 година;

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 2017 г. в отрасъл „Енергетика“, която е в размер на 1 769 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 2017 година;

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. Признатата стойност на активите, които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности, е балансовата им стойност към 31.12.2017 г. 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 **3,91%**, на основата на данни на БНБ към 31.12.2017 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 2017 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 2017 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 2017 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, 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 2017 г., периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 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 из-

вършен 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. В общия случай цената на основното гориво е коригирана до отчетената стойност през 2017 година, с отчитане на съответната калоричност.

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 за природен газ са формирани въз основа на утвърдената с Решение № Ц-16 от 01.04.2018 г. на „Булгаргаз" ЕАД цена на природния газ в размер на **361,82 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 70,65 лв./MWh.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO_2) за производство на електрическа енергия са в съответствие с изискванията на глава втора раздел I от Указания-НВ, като от верифицираните емисии през 2017 г., съгласно годишния доклад на МОСВ се извадят безплатните квоти, във връзка с модернизацията на подходите за производство на електрическа енергия по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) и съгласно изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.13 от Указания-НВ. Разходите на дружества за емисии въглероден диоксид (CO_2), закупени при по-ниска цена от приетата за регулаторни цели се приемат по отчетни данни.За целите на ценообразуването е приета цена на CO_2 квоти за 2017 г. в размер **на 8,91 евро/t** CO_2, която е изчислена по следния начин:

Във връзка с определяне на прогнозната цена на разходите за емисии CO_2 е извършен анализ на постигнатата среднопретеглена цена на квотите на EEX (European Energy Exchange) за базисната 2017 г. в размер на 5,79 евро/t, както и динамиката на цените през първото тримесечие на 2018 г. През изминалата година ценовите нива на пазара са в диапазона от 4 евро/t до 8 евро/t, като на последния за 2017 г. търг постигната цена е в размер на 7,07 евро/t. През първото тримесечие на 2018 г. се наблюдава значително повишение на цените на пазара, които варират от 7,79 евро/t до 12,37 евро/t, като среднопретеглената им стойност е в размер на 9,69 евро/t.

Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и ръстът в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-а година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Понижаването на котировките на въглищата също допринесе за повишено търсене на емисии CO_2. В годишен аспект обаче ако

използваме историческите данни относно волатилността на цените се очаква, те да са в диапазона 8,40 евро/t – 13,60 евро/t. Предвид факта, че дружествата следва активно да управляват процеса по закупуване на емисии CO_2 купувайки през месеците с най-ниски цени за да минимизират разходите си е икономически обосновано в променливите разходи на дружествата да се включат разходи съответстващи на ниските нива на прогнозите. Пример за активно управление на разходите за CO_2 са „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, които предвиждат за периода 01.07.2018-30.06.2019 г. средно претеглена цена на пазара на квоти в размер на 8,91 евро/t.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално закупените количества от дружествата за 2017 г. се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2017 г. от 8,91 евро/t.

14. С оглед измененията в начина на определяне на 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, а именно на база индивидуалните разходи за производство съгласно наредбата по чл. 36, ал. 3 от ЗЕ, и на основание § 61, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., КЕВР е открила процедура за съответни изменения в НРЦЕЕ. С проекта на Наредба за изменение и допълнение на НРЦЕЕ се предвиждат промени в начина на разпределяне на разходите между производството на електрическа и топлинна енергия, съгласно които: разходите за основно гориво за производство се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия чрез коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия, определян за регулаторни цели съобразно указанията на Комисията за образуване на цените; разходите за амортизации и ремонти, които са пряко относими към продуктите на производство, се разпределят директно към тях; общите условно-постоянни и променливи разходи, с изключение на разходите за основно гориво за производство и за амортизации и ремонти, които са пряко относими към продуктите на производство, се разпределят пропорционално на количествата произведена електрическа и топлинна енергия, съобразно указанията на Комисията. Съгласно § 61, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г. измененията в НРЦЕЕ следва да влязат в сила до 30 юни 2018 г. В тази връзка и с оглед началото на новия регулаторен период на дружествата в сектор „Топлоенергетика“ решението на КЕВР за утвърждаване на техните цени ще бъде постановено при действието на изменената и допълнена НРЦЕЕ. Поради тези причини е необходимо изчисленията на ценообразуващите елементи и на цените на електрическата и топлинната енергия, произведени от високоефективно комбинирано производство, да бъдат извършени по посочените правила, като се направят съответни изменения във формулите и зависимостите от изчислителния ценови модел към Указания-НВ.

В тази връзка е необходимо за регулаторни цели да бъдат определени коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия, с оглед разпределяне на разходите за основно гориво за производство между производството на електрическа и топлинна енергия. 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. Предвид липсата на методика за определяне на коефициентите 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“, произ-

водителите 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 – **0,37;**

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, изчислена като средна за 2017 г. от решенията на Комисията за издадените сертификати за произход на енергията и коригирана със загубите по електрическата мрежа и влиянието на климатичните условия.**

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, следва 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.

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, както следва:

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка за календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице голям обем 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[8] са проведени 5 търга с общо изтъргувано количество 2 029 600 MWh.

Дата на провеждане	Цена, лв./MWh	Период на доставка	Товар	Търгувано количество, MW	Търгувано количество, MWh

[6] https://www.opcom.ro
[7] https://www.hupx.hu
[8] http://www.ibex.bg

11.05.2018	73,59	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
10.05.2018	73,95	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
9.5.2018	74,38	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
4.5.2018	72,76	01.06.2018-14.09.2018 & 25.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	426 000
27.4.2018	73,25	01.06.2018-30.06.2019	Базов товар	40	329 200

Независимо, че периодите на доставка в горната таблица предхождат регулаторния/ценови период, от данните за същите може да се направи извод относно очакваните от пазарните участници цени на пазара за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., а именно в диапазона около 72 – 75 лв./MWh. Те в голяма степен са предопределени от цените на фючърсните сделки на HUDEX[9], които достигат нива от около 45 – 47 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 50 евро/MWh.

Постигнатите на българската борса цени отчитат следното: нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 8 евро/MWh, които включват цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 4,21 евро/MWh, разходи за капацитети на сръбската граница – около 3 евро/MWh и печалба.

Ръстът на цените на унгарската борса е движен от повишаването на цените на фючърсите на EEX[10] (European Energy Exchange), които към настоящия момент бележат ръст с около 48% спрямо май 2017 г., достигайки 40 €/MWh. 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 води до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014 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. Необичайните климатични условия, довели до голямо търсене през януари и февруари 2017 г. обусловиха значителен ръст на цените на енергията, което доведе до сериозни загуби на доставчиците, като в Румъния част от най-големите търговци обявиха фалит. Това до голяма степен предопредели поведението на доставчиците за четвъртото тримесечие на 2017 г. и първото такова на 2018 г., за които те се презапасяваха с електрическа енергия, което доведе до скок в цените на фючърсите за доставка през 2018 г. Меката зима и съответно по-ниското потребление през първото тримесечие на 2018 г. обаче доведоха до увеличено предлагане и срив на цените на спот пазарите. 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. В тази връзка е целесъобразно при изготвя-

[9] https://hudex.hu
[10] http://www.eex.com

нето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват долните нива на фючърсните сделки.

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 допълнително около 2 000 000 MWh електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ). Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от ВИ, поради изчерпване на определеното им нетно специфично производство, показва, че тогава се увеличава спредът пик-офпик, което води до леко 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;

– Цената за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа за следващия ценови период е увеличена с 1 лв./MWh, което ще окаже натиск за намаляване със същата стойност върху пазарната цена на електрическата енергия, предназначена за износ;

– 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 2018 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е определена в размер на 70,00 лв./MWh.

За определяне на груповия коефициент за топлофикационните дружества е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 г. за почасовите графици на същите. В тази връзка е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2017 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 е определен групов коефициент, отразяващ отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2017 г. и постигнатата среднопретеглена цена от топлофикационните дружества на пазара ден напред за 2017 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за тези дружества е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент.

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

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД (чрез ТЕЦ „София Изток“), „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,68 лв./MWh

3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	1,00924
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**70,65 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 70,65 лв./MWh.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА”:

1. „Топлофикация София” ЕАД

С писма вх. № Е-14-01-4 от 02.04.2018 г. и № Е-14-01-5 от 02.04.2018 г. „Топлофикация София” ЕАД е подало заявления за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към които 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 КЕВР. Към заявленията не са приложени справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:
1. Преференциална цена на електрическа енергия от ВЕКП – 156,10 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуална цена – 118,10 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 38 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 83,22 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 80,72 лв./MWh;
4. Цена на топлинна енергия за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 80,72 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата:
- цена на природен газ - 389,36 лв./knm^3;
- цена на мазут – 546,08 лв./t;
- цена на газьол – 1 555,06 лв./t.

Обосновки на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност:

1. ***Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2017 г. и за ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.***

Отчетни данни:

➢ ***Производство на топлинна енергия***

Производствената програма на компанията за 2017 г. бе 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 консумирана от клиентите (тази за разпределение) е в размер на 3 846 851 MWh и е с 2% по-малко спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2017 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 889 295 MWh, като увеличението от около 3% се дължи на по-големия брой пробиви по топлопреносната мрежа.

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса. През отчетната 2017 г. в „Топлофикация София” ЕАД са произведени 4 814 648 MWh топлинна

енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 1,2% по-малко от планираното. Причина за по-ниското производство и съответно продажба на топлинна енергия се дължи основно на планираните по-високи изчислителни денградуси за гр. София.

- ***Производство на електрическа енергия***

През 2017 г. са произведени 738 522 MWh електрическа енергия, което е с 21% по-малко от прогнозираните и се дължи на следните аварийни ремонти:

- *спиране в ТР „София Изток" за периода 09.05. – 15.05.2017 г. – изолиране и подготовка за ремонт на участъци от ТПМ, извършване на ремонти на съоръженията в топлоизточника;*
- *спиране на ТР „София" за периода 06.06. – 26.06.2017 г. за извършване на ремонти по съоръженията в топлоизточника и топлопреносната мрежа;*
- *спиране на енергийната част на ТЕЦ „София" за периода 15.08. – 02.09.2017 г. – ремонт на Тр. № 8 и обследване на главен паропровод на ПГ № 9;*
- *спиране на електрогенериращите мощности в ТЕЦ „София Изток" за периода 30.08. – 02.10.2017 г. – реконструкция на тръбопроводи в топлоизточника свързано с присъединяване на новите ТГ 3 и 4 и ремонт на участъци от ТПМ;*
- *ремонт на ТГ 9 в ТЕЦ „София", подмяна на четков апарат за периода 13.03 – 02.12.2017 г.*

- ***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 2017-2018 г.

<u>Прогнозни данни:</u>

<u>Продажба на топлинна енергия</u>

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

Прогнозните продажби на топлинна енергия са в размер на 3 850 815 MWh и са с около 0,1 % по-големи от базовата 2017 г., като са обусловени от следните предпоставки:

- ***климатичен фактор** – избрани са денградуси средни за последните 10-12 години, с оглед отчитане на измененията в климата в по-голяма степен. Денградусите през базовата 2017 г. са 2 655. Това е с около 8,45 % 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 175 дни, което е средна стойност за последните 10 години.*

<u>Производствена програма за периода 01.07. 2018г. ÷ м. 30.06. 2019 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 за производство количество топлинна енергия през новия ценови период е в размер на 4 790 660 MWh, което е с 0,5% по-малко от произведеното през базовата година, обусловено в най-голяма степен от климатичния фактор и следните предпоставки:

- ***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 18,03%, при относителен дял през базовата*

година 18,78%. Прогнозираното намаление на относителния дял е около 0,75%, което е на равнището на базовата година.

Запазен е делът на загубите в 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 им, а все повече небитовите клиенти предприемат мерки по подмяна на старите си абонатни станции. 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:

- 190 034 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа.

- 616 469 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.

- 39 902 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

- ***собствени нужди на инсталациите за производство** – прогнозираните собствени нужди са в размер на 93 439 MWh, което представлява около 2% от общото производство. Относителният им дял е запазен спрямо базовата година.*

Дяловете на собствените нужди е запазен, а на технологичните разходи при преноса са намалени за сметка на продажбите.

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продажбите с около 0,1%, при увеличение с около 0,5% на производството . Най-голяма роля за промяната на продажбите има климатичният фактор.

Производство и продажба на електрическа енергия

За новия ценови период са планирани 1 021 000 MWh, които ще бъдат изцяло произведени по високоефективен комбиниран начин, в съответствие с наредба РД 16-267 от 19.03.2008 г., което е 9% повече спрямо планираните за ценови период 2017-2018 г. в размер на 932 700 MWh.

През отчетната 2017 г. са произведени са 738 522 MWh електрическа енергия, което е с 21% по-малко от прогнозираните и се дължи на следните аварийни ремонти:

- *спиране в ТР „София Изток“ за периода 09.05. – 15.05.2017 г. – изолиране и подготовка за ремонт на участъци от ТПМ, извършване на ремонти на съоръженията в топлоизточника;*
- *спиране на ТР „София“ за периода 06.06. – 26.06.2017 г. – извършване на ремонти по съоръженията в топлоизточника и топлопреносната мрежа;*
- *спиране на енергийната част на ТЕЦ „София“ за периода 15.08. – 02.09.2017 г. – ремонт на Тр. № 8 и обследване на главен паропровод на ПГ № 9.*
- *спиране на електрогенериращите мощности в ТЕЦ „София Изток“ за периода 30.08. – 02.10.2017 г – реконструкция на тръбопроводи в топлоизточника свързано с присъединяване на новите ТГ 3 и 4 и ремонт на участъци от ТПМ;*
- *подмяна на четков апарат на ТГ 9 в ТЕЦ „София“, за периода 13.03. - 02.12. 2017 г.*

Предвижда се увеличение на произведеното количество електрическа енергия в съответствие с планираното въвеждане в експлоатация през месец ноември, 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 в размер на 190 250 MWh спрямо планираните за предходния ценови период 185 790 MWh, но в процентно съотношение са намалени с 1% от общото производство.

Планираната за реализация енергия е 830 750 MWh, което представлява увеличение с 10% спрямо прогнозираната за продажба през предходния ценови период в размер на 746 910 MWh.

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 горивото за производство през новия ценови период възлиза на 711 573

knm^3 природен газ и 74 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.

Енергийна ефективност

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 82,4% която е с около 1,8% по-ниско спрямо постигнатата през базовата година.

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 – 130,80 kg/MWh, формиран за компанията и брутен специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 200,20 гg/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 2017 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 планирано с около 3000 MWh по-ниско от това през базовата година, но е запазено на нивото на средната консумация за петгодишен период. Основната причина е, че планирането е направено на база нормален като продължителност отоплителен сезон, а също така се предвижда спиране на ТЕЦ „София изток“ и ТЕЦ „София“ през летния сезон.

2. Признати годишни разходи за дейността за регулаторния период от 01.07.2018 г.

2.1. Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период от 2018 - 2019 г. е 110 210 хил. лв. или със 7% повече спрямо отчетените през 2017 г. Дадена е подробна информация за основните разходи и обосновка на факторите, водещи до увеличението им.

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 амортизации за новия ценови период са планирани в съответствие със счетоводния амортизационен план на дружеството и са на нивото на отчета за 2017 г. в размер на 31 087 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а 5 000 хил. лв. са отнесени общо за двата продукта, формирани от амортизационните отчисления на активите за комбинирано производство. При планирането са спазени разпоредбите на т.31.1., б. „б“) от Указания - НВ, като в стойността не са включени амортизационни отчисления на активите от инвестиционната програма на дружеството, които предстои да бъдат въведени в експлоатация новия ценови период.

- ***Разходи за ремонт***

Планирането на разходите за ремонти за периода 2018 - 2019 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 9 919 хил. лв. и формират 2,3% от признатите годишни разходи за ценови период 2018 – 2019 г. Стойността е определена съгласно утвърдената от собственика ремонтна програма на „Топлофикация София“ ЕАД за 2018 г. и включва 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. Общо предвидените средства за ремонт в производството са в размер на 5 119 хил. лв,, разпределени както следва:

- *2 465 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт отнесени към топлинната енергия. Те включват ремонтите в централите, произвеждащи само топлинна енергия на стойност 1 402 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 1 063 хил. лв.;*
- *разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия са на стойност 350 хил. лв., определени на база предвидените разходи за ремонт в двете централи с комбинирано производство и дела на ДМА за производство на електроенергия в справка РБА;*
- *разходите за ремонт, отнесени и за двата продукта, са на стойност 2 304 хил. лв., получени спрямо дела на ДМА за комбинирано производство;*
- *Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност 4 800 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и АС в четирите топлорайона, както и дейности като: почистване и отпушване на отводнителни канализации на проходими колектори; отводняване на камери (стационарни и преносими); възстановяване на улични настилки след аварийни пробиви; възстановяване на топлоизолация след аварийни пробиви по топлопроводи и АС; възстановяване на топлинна изолация на камери и проходими колектори; отстраняване на растителност по сервитут на ТПМ; ремонт на АС; ремонт КИП и А на АС; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.*

- ***Разходи за заплати и възнаграждения***

За ценови период 2018 – 2019 г. дружеството предвижда разходи за заплати и възнаграждения на стойност 34 656 хил. лв., което представлява увеличение спрямо отчета за 2017 г. със 7,3%. Относителният им дял в условно постоянните разходи се запазва на нивото от 2017 г. и е в размер на 31%. Предвиденото увеличение е в резултат на извършената индексация на минималните работни заплати в дружеството до ръста на увеличението за страната от месец януари 2018 г. с 10,9% и увеличение на останалите работни заплати с 5% при спазване на браншовия КТД и индивидуалния КТД на дружеството. Въпреки предвиденото увеличение, средната работна заплата на дружеството остава значително по-ниска от средната заплата в сектор „Енергетика“.

- ***Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ***

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 17 532 хил. лв., което представлява минимално увеличение от 1,2% спрямо 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 2017 г., като общото завишение се дължи на следните позиции:

- Експертни и одиторски разходи са завишени спрямо 2017 г. с 33 хил. лв. Предвиденото увеличение е във връзка с план за преоценка на ДМА съгласно изискванията на счетоводната политика на дружеството.

- Разходите за служебни карти и пътувания са завишени спрямо базисната година с 87 хил. лв., поради сключени в началото на 2018 г. нови договори за извозване на работници от централите и договор за служебни карти за пътувания с „Център за градска мобилност“ ЕАД.

Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството за периода 2018 -2019 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата за производство и останалите суровини. Общият размер на променливите разходи е 322 202 хил. лв., като завишението спрямо отчета за 2017 г. е 22%.

Разходите за природен газ са на стойност 277 055 хил. лв. и представляват 86% от всички променливи разходи. Изчислени са при цена от 389,36 лв./knm^3, получена съгласно Приложение 5, в т. ч.:

- *361,82 лв./knm^3 - утвърдена цена на природен газ в сила от 01.04.2018 г. с Решение № Ц-07 от 30.03.2018 г. на КЕВР;*
- *0,53 лв./knm^3 – средно претеглена 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 01.10.2017 г. - 30.09.2018 г. в съответствие с Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. на КЕВР, съответно:

- *цена за пренос - 4,65 лв./knm^3;*
- *среднопретеглена цена за достъп, изчислена спрямо заявени от „Топлофикация София“ ЕАД количества за годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт - 22,36 лв./knm^3.*

Калкулирани са разходи в размер на 11 581 хил. лв. за акциз на природния газ, съгласно указанията и стойността, посочена в модела за калкулация на цените.

Планираните разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид са на стойност 19 323 хил. лв., планирани въз основа на количествата горива за производство на енергия, необходими за изпълнение на производствената програма 2018 - 2019 г. При изчислението са използвани актуалните данни за емисионния фактор средната цена на закупените емисии от дружеството през 2017 г. в размер на 14,20 лв./t.

Разходите за консумативи (химикали и реагенти) са предвидени на нивото на отчета за 2017 г.

Планираните разходи за вода са по-високи с около 14% спрямо базисната година, поради увеличението на цената на питейната и условно чистата вода в сила от 01.01.2018 г., както и на услугите по отвеждане и пречистване.

Дружеството не предвижда разходи за външни услуги.

Регулаторната база на активите (РБА)

РБА за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г. е в размер на 420 897 хил. лв., изчислена в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2017 г. и изискванията на глава втора, раздел II от Указания - НВ. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2017 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. В стойността на активите не са включени почивните станции и имотите, отдадени под наем. Приспадната е стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 64 006 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 50 166 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 възвращаемост

Нормата на възвръщаемост на капитала за ценови период 2018 - 2019 г. е в размер на 4,21%, изчислена съгласно Указания - НВ като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2017 г. Съгласно изискванията, в капиталовата

структура не е отчетен текущият финансов резултат и е използвана примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, равна на утвърдената за действащия ценови период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 2,96% и се формира от лихвите по заеми от Международната банка за възстановяване и развитие (МБВР) и споразумение за разсрочване на задължения към Български енергиен холдинг (БЕХ ЕАД), сключено през 2015 г.

С писмо изх. № Е-14-01-4 от 11.04.2018 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Отчетна информация за 2017 г., за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и прогнозна за новия ценови 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, по централи и общо за дружеството;

2. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо вх. № Е-14-01-4 от 23.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация, както и отчетна информация за 2017 г. със справки по ЕССО.

Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения:

През 2017 г. „Топлофикация София“ ЕАД е отчело приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 341 хил. лв., като стойността им не е включена в отчетните и прогнозни ценообразуващи елементи.

Представена е нормативната уредба, касаеща присъдени в полза на юридическите лица разноски, в това число и юрисконсултско възнаграждение.

Процесуално представителство на страните по пълномощие, както на физически, така и на юридически лица, може да бъде възложено само на лицата, посочени в чл. 32 от Гражданскопроцесуалния кодекс – адвокатите; родителите, децата или съпругът; юрисконсултите или други служители с юридическо образование в учрежденията, предприятията, юридическите лица и на едноличния търговец; областните управители, упълномощени от министъра на финансите или от министъра на регионалното развитие и благоустройството, в случаите по чл. 31; други лица, предвидени в закон.

В частност юридическите лица и едноличният търговец могат да осъществят процесуалното си представителство по пълномощие чрез свой служител - лице, което е с тях в трудово / служебно правоотношение, при условие, че служителят има юридическо образование и правоспособност, независимо от характера на заеманата от него длъжност - юрисконсулт или друга длъжност. Разликата в длъжностите се проявява в това, че задължителна предпоставка за заемане на самата длъжност юрисконсулт е наличието на юридическа правоспособност на лицето, каквото изискване може да не е налице по отношение на друга длъжност, изпълнявана от служител, притежаващ юридическо образование. И в двата случая законодателят приема, че за осъществяването на професионална защита на юридическите лица и едноличните търговци по делата, е достатъчно наличието на юридическо образование на упълномощения от тях служител. Упълномощаването на юрисконсулта е писмено. Обикновената писмена форма е достатъчна. Следва да се отбележи, че юрисконсултите на „Топлофикация София“ ЕАД притежават диплома за завършено висше юридическо образование и юридическа правоспособност, придобита по реда на глава XIV от Закона за съдебната власт.

Доколкото юридическите лица не могат лично да извършват или приемат процесуални действия, участието им в процеса, се осъществява чрез представители. Процесуалното представителство възниква както по силата на закона, така и по волята на представляваното лице. Именно волята на представляваното лице е определяща при избора на лице от изброените по чл. 32 от ГПК. Представителната власт на юрисконсулта съвпада с представителната власт на пълномощника на граждани и се урежда по същите правила.

Съгласно чл. 78, ал. 8 от ГПК, при защита на страна, в случай че се осъществява от юрисконсулт, съдът на основание цитираната разпоредба, определя възнаграждение в размер, предвиден в Наредба № 1 от 2004 за минималните адвокатски възнаграждения, определен по

реда на чл. 7, ал. 4, т. 4 и ал. 5. Понастоящем има промяна в ГПК, съгласно която размерът на присъденото възнаграждение не може да надхвърля максималния размер за съответния вид дело, определен по реда на чл. 37 от Закона за правната помощ, която е от 24 януари 2017 г., обн. в ДВ бр. 8 от 2017 г.

Дължимостта на разноски за юрисконултско възнаграждение на страната няма отношение към реално заплащаното трудово възнаграждение на юрисконултa, което се формира по други правила. Законодателят е поставил вземането за разноски за юрисконултско възнаграждение в зависимост само от две обстоятелства - претендиращата такива разноски страна да е била представлявана от юрисконулт, чиято представителна власт произтича от упълномощаването за конкретното дело и трудовия договор, и определянето му по минималния размер на адвокатските възнаграждения, съгласно Наредба № 1 от 2004 г. на Висшия адвокатски съвет.

Тълкувателно решение № 6/2012 г. на ОСГТК по никакъв начин не внася промяна в съществуващата до момента практика по приложение на чл. 78, ал. 8 от ГПК.

Правилата за доказване на разходите за адвокат не намират приложение в конкретния случай по отношение на присъденото в полза на страната юрисконултско възнаграждение, доколкото възнаграждението за адвокат се определя въз основа на договор между адвоката и упълномощителят му. Законодателят е направил изрично разграничение между присъждането на възнаграждение за юрисконулт и на направените от страната разноски за адвокат.

Когато юридическото лице е било защитавано от юрисконулт, възнаграждението се определя от съда. В този случай, доказателства за плащането не се събират именно поради съществуващите отношения между юрисконулта и представляваното лице, основани на договор, който урежда правата и задълженията на страните, а не само процесуалното представителство по конкретно дело.

За разлика от адвокатското възнаграждение, което се договаря за всяко конкретно дело и се заплаща предварително от страната на пълномощника й адвокат, възнаграждението за осъществено процесуално представителство от юрисконулт се изплаща от представляваната страна на юрисконулта по силата на съществуващото по-между им трудово правоотношение. Естеството на това правоотношение не предполага предварително получаване на възнаграждение от юрисконулта за явяване по всяко дело. Поради това приложението на разпоредбата на чл. 78, ал. 8 ГПК не следва да се обвързва с изискване за представяне на доказателства, че юрисконултът е възмезден предварително за работата си по делото.

Разноските в производството са дължими, с оглед изхода на делото и с оглед факта на осъществена процесуална защита от юрисконулт. (В този смисъл Определение № 380 от 22.04.2013 г. по т. д. № 809/2012 Г., т. к., I ТО на ВКС). Според чл. 78, ал. 8 ГПК, в хипотеза на благоприятен за тях изход на спора, в полза на юридическите лица и еднолични търговци се присъжда като разноски адвокатско възнаграждение, ако те са защитавани от юрисконулт. Налице е въведена от законодателя фикция, че страната прави по повод на делото разноски в размер на минималното адвокатско възнаграждение, въпреки, че се представлява в процеса от свой служител, на който заплаща заплата, а не възнаграждение за осъщественото представителство по конкретното дело. Размерът на възнаграждението, което получава служителят, и реалното му заплащане касаят само вътрешното правоотношение между него и юридическото лице, и са ирелевантни за насрещната страна в процеса при определяне на отговорността за разноските.

Правоотношението между юридическото лице и юрисконулта е неотносимо към правото на присъждане на разноски. Отговорността за разноски е гражданско облигационно правоотношение, което произтича от процесуалния закон и е уредено в него. Съдът присъжда адвокатско възнаграждение не в полза на юрисконулта, а в пол-за на юридическото лице, което е защитавано от него. Юридическото лице не извършва реално разход за посочената в разпоредбата на чл. 78, ал. 8 ГПК сума, а същата се дължи по силата на закона.

В този смисъл е и трайно установената съдебна практика, която е последователна и безпротиворечива.

Законодателят изрично разграничава хипотезата на чл. 78, ал. 8 ГПК от тази по чл. 78,

ал. 1 и ал. 3 ГПК, поради съществуващите отношения между юрисконсулта и представляваното лице, основани на договор за конкретна трудова функция, конкретно уреждащ всички права и задължения на страните. Без значение, както показва практиката, е дали производството протича по реда на заповедното, исковото или изпълнителното производство.

Неприсъждането на разноски в полза на юридическите лица, в случаите когато са представлявани от юрисконсулт, би означавало ограничаване правата на юридическите лица. Първото ограничение е свързано с правото им на избор на процесуален представител от кръга на лицата по чл. 32 от ГПК. Несъстоятелно е твърдението, че осъщественото процесуално представителство от страна на юрисконсулт в производство, страна по което е представляваното от него юридическо лице е безвъзмездно. В този смисъл, справедливо е в полза на страната да бъдат присъдени разноски. В противен случай същата би ангажирала защитата си по начин, по който да бъде възмездена за сторените разноски, в това число и по процесуалната си защита. Изборът на юрисконсулт за процесуална защита би поставил юридическото лице в невъзможност да възстанови направените разноски по защитата. Последното поставя друг практически въпрос: неприсъждането на разноски в полза на юридическите лица, в случай че са представлявани от юрисконсулт, поставя юрисконсултите в по-неблагоприятно положение спрямо адвокатите. Законът не следва, а и не трябва да налага подобни ограничения както на правата на юридическите лица, така и на правата на юрисконсулта. Тъкмо заради това законът дава равни права както на юрисконсултите, така и на адвокатите. Действащата нормативна уредба отчита основни правни принципи, а не конкретни обществени отношения, касаещи едно или друго юридическо лице.

Тежестта от поемане на разноски в един бъдещ процес винаги е била определяща при сезиране на съда. Мислимата хипотеза, при която не следва да се присъждат юрисконсултски възнаграждения на юридическите лица, би всяла хаос в гражданския оборот. Увереността, че даден субект на правото няма да понесе разноските, които направи ответната страна би дало фалшивата увереност и сигурност да се завеждат неоснователни искове насочени срещу всички юридически лица. В българският правен мир отново би се появила фигурата на кверуланта. Юрисконсултското възнаграждение има санкционен характер и възмездява необоснованите оспорвания, принудила изправната страна да търси съдебна защита на правата си.

Именно тук следва отговор на въпроса – не е ли тук налице институтът на неоснователното обогатяване и за чия сметка се облагодетелстват тези юридически лица.

Неоснователното обогатяване е институт уреден в няколко текста от Закона за задълженията и договорите - от чл. 55 до чл. 59, като последния е общ, субсидиарен състав, правото на който възниква, когато няма друг иск, с който обеднелият може да се защити. Общият елемент между специалните и общия състав е липсата на основание. Даването и получаването на нещо пораждат реституционно задължение, когато са лишени от основание, то е отпаднало или не е осъществено. Терминът „основание" е многозначен и на това е обръщано внимание многократно в правната литература още от римското право и е използван при описание на предпоставките на кондиционните искове. Общият извод, който се прави още от римските юристи до днешно време е, че основанието е критерият за „правилност" на разместването на имущество, начинът на закона да одобри или не преминаването на блага от един патрмониум в друг. Ако има основание, полученото може да се задържи – т.е. реституционното задължение не се поражда. Получаването на нещо с определена цел оправдава пораждането на задължение за реституция винаги щом се окаже, че целта не съществува, отпаднала е или не може да бъде осъществена. В конкретния случай законовото основание, което поражда в патримониума на юридическото лице, присъдени в негова полза разноски /юрисконсултско възнаграждение/ чл. 78, ал. 8 от ГПК.

В конкретния случай е въведена от законодателя фикция, че страната прави по повод на делото разноски в размер на минималното адвокатско възнаграждение. Тази именно законова фикция е основанието в полза на юридическите лица не без основание да бъде присъдено юрисконсултско възнаграждение. Въпрос на вътрешно правоотношение между работодател /юридическо лице/ и работник /юрисконсулт/ е как следва да бъдат уредени отношенията помежду

им, като в случая правното положение на трето лице /страна по възникнал правен спор с юридическото лице/, което не е страна по правоотношението между юридическо лице и юрисконсулт, е ирелевантно. Твърдението, че юрисконсултите не получават възнаграждение, отговарящо на положения труд не касае трети лица и следва да бъде установено във всеки един конкретен случай при възникнал спор между страните по правоотношението.

По поставения въпрос присъдените в полза на страната разноски за юрисконсултско възнаграждение, следва ли да бъдат определяни съгласно Наредба № 1 от 2004 г. за минималните адвокатски възнаграждения, следва да се отбележи, че полаганият от юрисконсултите труд при осъществяване процесуално представителство не се отличава от този, полаган от адвокатите. Различно правно положение би представлявало дискриминация, поради различно третиране на юристите упражняващи професия юрисконсулт и адвокат.

В заключение следва да се отбележи, че нормалното законосъобразно състояние на гражданските отношения може в отделни случаи да бъде накърнено от тяхното незаконосъобразно развитие. Проявните форми на незаконосъобразното развитие на гражданските правоотношения са правния спор, неизпълнението на изискуеми задължения, неудовлетворяване на притежанията и предприемането на действия, целящи да осуетят защитата на правото. Незаконосъобразното развитие на гражданските правоотношения накърнява не само субективното право, до което се отнася, то накърнява и правния ред.

Право на всяко едно физическо или юридическо лице е да търси възстановяване на баланса в правоотношенията извънсъдебно или по съдебен ред, със сила на пресъдено нещо.

В противен случай, ако страната чието право е накърнено, не потърси защита на нарушените си права и установи горното като трайна практика в гражданските си правоотношения, това би довело до лавинообразно накърняване на правата й по голям брой идентични правоотношения.

Във връзка с гореизложеното е и решение № 10 от 29 септември 2016 г., постановено по конституционно дело № 3/2016 г., с което Конституционният съд отхвърли искането на Омбудсмана на Република България за установяване на противоконституционност на чл. 78, ал. 8 от Гражданския процесуален кодекс (обн., ДВ, бр. 59 от 20.07.2007 г. последно изм., ДВ, бр. 43 от 07.06.2016 г.) и на чл. 161, ал. 1, изр. 3 от Данъчно-осигурителния процесуален кодекс (обн., ДВ, бр. 105 от 29.12.2005 г., последно доп. ДВ, бр. 62 от 09.08.2016 г.)

При представянето на информацията на КЕВР, дружеството се е съобразило с разпоредбата на чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ - „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 в чл.8, ал.2, т. 2 „Разходи за санкции или глоби, наложени от държавни или общински органи или от Комисията“.

Следователно разходите със санкционен характер и съпоставимите на тях приходи, каквито са приходите от юрисконсултски възнаграждения не са ценообразуващи елементи и не касаят определянето на цените на електрическата и топлинна енергия, поради което дружеството счита, че не би следвало да се взимат предвид при образуването на цените.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 26,86% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 1,18% по- ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 6,81% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г.– 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт със 142,28%.

През следващия регулаторен период, дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 32,67%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	104 766	103 462	103 573	110 626	7 052	6,81%	5 860	5,59%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	32 575	31 087	30 803	31 087	284	0,92%	-1 488	-4,57%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	7 638	6 035	4 094	9 919	5 825	142,28%	2 281	29,87%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	31 916	32 296	32 893	34 656	1 763	5,36%	2 740	8,59%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	17 076	16 711	17 984	17 431	-553	-3,08%	354	2,07%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	7 486	7 653	7 985	8 306	320	4,01%	820	10,96%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	9 591	9 058	9 999	9 125	-874	-8,74%	-466	-4,86%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	18 549	17 331	17 799	17 532	-266	-1,50%	-1 017	-5,48%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	10 995	11 877	12 896	11 958	-938	-7,27%	963	8,76%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	390,40	359,55	379,53	389,36	10	2,59%	-1	-0,27%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	7 638	6 035	8 703	9 919	1 216	13,98%	2 281	29,87%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4 609	2 948	4 332	5 119	787	18,16%	510	11,07%
I.2.	по преноса	хил. лв.	3 029	3 088	4 371	4 800	430	9,83%	1 771	58,47%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	58 811	29 605	57 707	76 562	18 856	32,67%	17 751	30,18%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	34 734	14 088	31 624	49 797	18 173	57,47%	15 063	43,37%
II.2.	по преноса	хил. лв.	24 077	15 517	26 083	26 765	683	2,62%	2 689	11,17%

№	Наименование	Димензия	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 2017 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2017 – Прогноза 2016 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	4 776 722	4 736 146	4 641 918	4 697 221	55 303	1,19%	-79 501	-1,66%
1.1.	гореща вода	MWh	4 776 722	4 736 146	4 641 918	4 697 221	55 303	1,19%	-79 501	-1,66%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	96 368	78 503	83 109	93 439	10 330	12,43%	-2 929	-3,04%
2.1.	гореща вода	MWh	6 071	4 851	5 091	5 843	752	14,77%	-228	-3,76%
2.2.	пара	MWh	90 297	73 652	78 018	87 596	9 578	12,28%	-2 701	-2,99%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,98%	1,63%	1,76%	1,95%	0,0019	10,89%	-0,0003	-1,37%
3.1.	гореща вода	%	0,13%	0,10%	0,11%	0,12%	0,0001	13,41%	0,0000	-2,13%
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	4 873 090	4 814 648	4 725 027	4 790 660	65 633	1,39%	-82 430	-1,69%
4.1.	гореща вода	MWh	4 782 793	4 740 997	4 647 009	4 703 064	56 055	1,21%	-79 729	-1,67%
4.2.	пара	MWh	90 297	73 652	78 018	87 596	9 578	12,28%	-2 701	-2,99%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	2 166 863	2 280 960	2 122 116	1 904 668	-217 448	-10,25%	-262 195	-12,10%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	15 547	45 401	40 894	33 652	-7 242	-17,71%	18 105	116,45%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	932 700	738 522	819 901	1 021 000	201 099	24,53%	88 300	9,47%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	185 790	155 632	165 029	190 250	25 221	15,28%	4 460	2,40%
		%	19,92%	21,07%	20,13%	18,63%	-0,015	-7,42%	-0,013	-6,46%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	746 910	582 891	654 873	830 750	175 877	26,86%	83 840	11,22%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	746 910	582 891	654 873	830 750	175 877	26,86%	83 840	11,22%
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	6 589 376	6 223 031	6 153 079	6 661 520	508 441	8,26%	72 143	1,09%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	4 216 103	3 737 779	3 883 496	4 586 337	702 841	18,10%	370 234	8,78%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	2 333 952	2 485 252	2 269 583	2 075 182	-194 401	-8,57%	-258 770	-11,09%
9	ОБЩА ефективност	%	83,66%	84,23%	84,94%	82,42%	-0,025	-2,98%	-0,012	-1,48%
10	Топлинна ефективност	%	61,53%	64,47%	63,83%	60,15%	-0,037	-5,76%	-0,014	-2,24%
11	Електрическа ефективност	%	22,12%	19,76%	21,11%	22,26%	0,011	5,44%	0,001	0,63%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	93,51%	93,61%	95,30%	93,40%	-0,019	-1,99%	-0,001	-0,11%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	174	132	137	151	15	10,85%	-23	-13,13%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	141	145	143	143	1	0,58%	2	1,51%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	3 911 393	3 846 851	3 805 798	3 850 815	45 018	1,18%	-60 578	-1,55%
10.1.	гореща вода	МВтч	3 911 393	3 846 851	3 805 798	3 850 815	45 018	1,18%	-60 578	-1,55%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	865 329	889 295	836 120	846 406	10 286	1,23%	-18 923	-2,19%
		%	18,12%	18,78%	18,01%	18,02%	0,0001	0,04%	-0,0010	-0,53%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	865 329	889 295	836 120	846 406	10 286	1,23%	-18 923	-2,19%
		%	18,12%	18,78%	18,01%	18,02%	0	0,04%	0	-0,53%
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

НВск по отчет за ценовия период е 3,13% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният по-нисък размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на по-малкото количество реализирана електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -18,74%, 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.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	104 767	103 159	162 637	-1 608	57 870
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	299 264	284 229	253 581	-15 035	-45 683
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**17 889**	**13 286**	**-34 817**	-4 604	-52 706
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	421 920	400 674	381 401	-21 247	-40 519
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	746 910	654 873	654 873		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	746 910	654 873	654 873	-92 037	-92 037
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	3 911 393	3 805 798	3 805 798		
с гореща вода	МВтч	3 911 393	3 805 798	3 805 798	-105 595	-105 595
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	147,03	147,03			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	109,03	109,03			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	79,98	79,98			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	425 939	425 939	425 939		
Собствен капитал	хил. лв.	211 944	211 944	211 944		
Дял на собствения капитал	%	29,15%	29,15%	29,15%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	515 242	515 242	515 242		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	515 242	515 242	515 242		
Дял на привлечения капитал	%	70,85%	70,85%	70,85%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	2,97%	2,97%	2,97%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	4,20%	3,12%	-8,17%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**3,13%**	**-18,74%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. „Топлофикация София" ЕАД отчита ***загуба*** в размер на 34 817 хил. лв. при ***загуба*** за предходната 2016 г. от 40 822 хил. лв. Реализираният общ всеобхватен доход за годината е отрицателен в размер на 35 696 хил. лв. при също отрицателна стойност за 2016 г. от 42 892 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2017 г. бележат ръст спрямо предходната година с 2,56%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 0,44%.**

Общите приходи в състава си включват приходи от продажби на топлинна и електрическа енергия в размер на 356 990 хил. лв., други приходи от 23 549 хил. лв., от тях с най-голям относителен дял са приходи от дялово разпределение 8 442 хил. лв., приходи от неустойки по просрочени вземания 7 510 хил. лв. и капитализирани разходи за придобиване на активи 861 хил. лв.

При анализа на разходите по икономически елементи, представени в отчета за доходите, се наблюдава намаление на разходите за обезценка на вземания.

Нетекущите активи през 2017 г. бележат спад спрямо предходната година от 492 857 хил. лв. за 2016 г. на 482 189 хил. лв. в резултат на спад на други нетекущи вземания.

Общо търговските вземания са 395 868 хил. лв. за 2017 г. при 383 614 хил. лв. за 2016 г., налице е ръст с 3,2%.

Нетекущите пасиви през 2017 г. са намалени на 590 114 хил. лв. от 596 050 хил. лв. за 2016 г. от спад на дългосрочната част по заеми.

Текущите пасиви са увеличени от 130 514 хил. лв. за 2016 г. на 170 271 хил. лв. за 2017 г. в резултат на увеличените текущи търговски задължения, основно към „Булгаргаз“ ЕАД.

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 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 2017 г. е 16% собствен капитал и 84% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 20% собствен капитал и 80% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 16 195 хил. лв. на 13 395 хил. лв. или с 2 800 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма при 25 г. срок за амортизация и т. 1.1 от общия подход;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 9 919 хил. лв. на 6 035 хил. лв. или с 3 884 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 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 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 34 656 хил. лв. на 32 296 хил. лв., или с 2 360 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с текущото финансово състояние на дружеството и т. 1.3 от общия подход;

- разходите за балансиране са коригирани от 175 хил. лв. на 0 хил. лв., в съответствие с т. 1.4 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 2 341 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 19 323 хил. лв. на 12 434 хил. лв. или с 6 889 хил. лв., като са признати изцяло в действащите цени разходите за закупени емисии през календарната 2017 г., съгласно т. 13 от общия подход.

2. 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 с 10 500 knm^3, на стойност 4 088 хил. лв., до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 198 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) – 137,29 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 137,29 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ - 66,64 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 81,13 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 78,70 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2, и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 426 467 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 408 857 хил. лв., от които условно-постоянни – 98 652 хил. лв. и променливи – 310 205 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 418 303 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,21%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 830 750 MWh, в т. ч.:
  - Към НЕК ЕАД – 804 271 MWh
  - Към ЕРД - 26 479 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 850 815 MWh

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

С писмо вх. № Е-14-49-2 от 30.03.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Допълнително е представено следното:

1. Становище за справедлива цена относно определянето на среднопретеглена цена на капитала на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД;

2. Искане за компенсиране на разходи за 2018 г. по чл. 35 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност;

3. Искане за компенсиране на разходи за предходен период 2010 г. – 2017 г. по чл. 35 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност;

4. Справки за сертифициране по чл. 4, ал. 4 от Наредба за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин;

5. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД към м. 03.2018 г.

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

- Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 84,37 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 83,37 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 83,37 лв./MWh;

- Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 187,64 лв./MWh (с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 65,00 лв./MWh).

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 352,65 лв./knm^3 (без акциз, пренос, достъп и ДДС).

Обосновката на дружеството е следната:

1. Стойност на дълготрайните активи

Стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, е равна на тяхната отчетна стойност, залегнала в баланса на дружеството към 31.12.2017 г., коригирана с ефектите от осчетоводена обезценка на ДМА, съгласно чл. 8, ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ и съгласно приложеното становище към съответната обосновка

„Признаване на загуба от обезценка в контекста на определяне на регулаторната база на активите“. Основни позиции в тази сума са производствените централи и топлопреносната мрежа с всички прилежащи компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства).

Активите на производствените централи „Нова когенерационна централа“ и ТЕЦ „Север“ са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с коефициента „Коефициент за разделяне на горивото в енергийната част” от Справка № 6.

Активите на производствена централа ОЦ „Пловдив Юг“ служат само за производство на топлинна енергия.

Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи 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 брой служители заети в производството и брой служители заети в преноса на топлинна енергия към 31.12.2017 г. Към тази дата сътрудниците, заети в производството, са 69 човека, а тези, заети в преноса, са 62 човека. На тази база 52,67% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 47,33% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Обосновка на признаване на загуба от обезценка

Редовният преглед на активите, пряко свързани с изпълнението на съответната дейност, за наличие на доказателства за обезценка е основно изискване на Международните счетоводни стандарти (МСС). Признаването на загуба от обезценка може значително да намали балансовата стойност на регулираните активи във финансовите отчети на предприятията. Регулираните продажни цени от своя страна зависят най-вече от стойността на регулаторната база на активите. От друга страна, фактор с най-голяма тежест при изчислението на размера на признатата загуба от обезценка, са утвърдените от регулаторния орган цени. Тази взаимна зависимост може да породи сериозни концептуални проблеми в случаите, когато стойността на активите за регулаторни цели се определя на база балансовата им стойност.

Към заявлението с вх. № Е-14-49-5 от 31.03.2017 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД до КЕВР за утвърждаване на цени за предходния регулаторен период 07.2017 г. - 06.2018 г. бе представена обосновка за стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, равна на тяхната отчетна стойност, залегнала в баланса на дружеството към 31.12.2016 г., коригирана с ефектите от осчетоводена обезценка на ДМА, съгласно чл. 9 ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ и съгласно приложеното становище към съответната обосновка „Признаване на загуба от обезценка в контекста на определяне на регулаторната база на активите“. Основни позиции в тази сума са производствените централи (Новата когенерационна централа, ТЕЦ „Север“, ОЦ „Юг“) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи й компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства).

С Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. от страна на КЕВР също бе приет подходът, прилаган от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД във връзка с прилагане МСС и редовния преглед на активите, пряко свързани с изпълнението на съответната дейност, за наличие на доказателства за обезценка, като бе определена регулаторна база на активите в размер на 149 327 хил. лв., т. е. при прилагане на условието на чл. 8 ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за загуби от обезценки и съответно не е намалена регулаторната база на активите.

През предходната 2017 г. дружеството също извърши преглед на нетекущите си активи и извърши обезценки съгласно приложимите МСС. Целта на финансовите отчети от своя страна е да дадат „вярна и честна“ представа за финансовото състояние на предприятието към определен момент. Вярното и честно представяне изисква оценката на активите да е съобразена с потенциала им за генериране на бъдещи приходи.

Това, обаче, не би следвало да има отношение към регулаторната оценка на активите. Регулаторната оценка на активите има за цел да осигури възстановяване на капиталовите разходи на регулираните предприятия. В този смисъл регулаторната стойността 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.

Такъв бе и подхода приет от регулатора, отразен в решение № Ц-18 от 01.07.2017 г.

Отново е приложена обосновка за „Признаване на загуба от обезценка в контекста на определяне на регулаторната база на активите“, в която са изложени приложимите счетоводни регулаторни принципи и е относима към заявлението на ЕВН ТР за утвърждаване на цени през регулаторния период от 01.07.2018 г.

2. Разходи за амортизации

Разходите за амортизация са планирани на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2017. Увеличени са разходите за амортизация, отразяващи инвестициите, извършени от дружеството, и полезния живот на съществуващите активи.

Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта.

Амортизацията на активите от производствените централи „Нова когенерационна централа“ и ТЕЦ „Север“ са разпределя съответно според тяхното предназначение и функционалност, спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия, или служат за комбинирано производството и на двата продукта.

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

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

Разходите за амортизация на други активи свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.) се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент, получен според брой служители, заети в производството, и брой служители, заети в преноса на топлинна енергия към 31.12.2017 г. Получената стойност за разходи от амортизации за производството се отнася към разходи за производство общо за двата продукта.

3. Оборотен капитал

Калкулиран е чрез коефициент, изчислен на базата на т.н. „Нетен цикъл на оборотния капитал”, който възлиза на 45,58 дни.

Данните за „Вземания от клиенти и доставчици“, „Материални запаси“, „Задължения към доставчици и клиенти“ и „Нетни приходи от продажби“ за 2016 г. и 2017 г. са взети от одитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

Поради факта, че с коефициент от 45,58 дни оборотният капитал надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2018–30.06.2019 г. е калкулиран, като 1/8 от паричните годишни оперативни разходи.

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

енергия на база коефициент, получен според брой служители, заети в производството и брой служители, заети в преноса на топлинна енергия към 31.12.2017 г.

Получената сума за необходим оборотен капитал за производство се разпределя между производство на електрическа енергия и производство на топлинна енергия на база коефициент „Коефициент за разделяне на горивото в енергийната част" от Справка № 6.

4. ***Разходи за консумативи за производството***

Планирани са спрямо производствените нужди, съобразно прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за консумативи са планирани по месеци и по видове консумативи.

5. Разходи за електрическа енергия

Разходите за закупена електрическа енергия са планирани спрямо производствените нужди кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходите за електрическа енергия са прогнозирани по месеци и по видове напрежение. Консуматори на електрическа енергия високо напрежение са новата когенерационна централа и ТЕЦ „Север" в аварийни случаи. Консуматори на електрическа енергия средно напрежение са съоръженията на ТЕЦ „Север" и ОЦ „Пловдив Юг". Консуматори на електрическа енергия ниско напрежение са абонатните станции и помпена станция „Марица".

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

7. Планирани приходи от услуги

Планираните приходи за новия ценови период се състоят от планираните приходи от услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение в ЕВН ТР, планираните приходи от присъединяване на нови и планираните приходи от услуги, директно възлагани от клиентите в ЕВН ТР. Стойността на планираните приходи е базирана на отчетните данни за приходите от услуги, като сумите са индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 2,1% за периода януари - декември 2017 г. спрямо периода януари - декември 2016 г.

8. ***Вътрешно-групови разходи, пряко свързани с дейността по лицензията***

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи дружеството е планирало за текущата 2018 г. да използва проектно консултантски, административни и технически вътрешно-групови услуги с намерение за постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно консултантски, административни и технически услуги включват от една страна проектно ориентирани услуги, и от друга страна текущи административни и технически услуги подпомагащи по-ефективното извършване на основните дейности на Дружеството. Под проектно-ориентирани услуги се разбира работа по одобрен проект от инвестиционната и ремонтна програма или проект с одобрена проектна структура, бюджет и план за действие от Управителния съвет на дружеството или IT проекти, с които да се осъществи консултация относно безпроблемното функциониране на конкретен софтуерен продукт.

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. Стойността на всички планирани услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството.

Планираните услуги (Счетоводство и други финансови услуги, Правни и корпоративни въпроси, Покупки и склад, IT и телекомуникация, Човешки ресурси, Фактуриране и Клиентско обслужване) се основават на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги" ЕООД

и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в съответната област.

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.

Технически услуги

Посочената сума за технически услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството. 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.

Услугите, предоставяни от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД се класифицират в следните видове дейности: Безопасност на труда, Услуги по управление на измервателните данни, Диспечерски услуги.

Методиката за ценообразуване включва калкулация по метода на „увеличената стойност“, за прилагането на която се калкулират и съответно фактурират договорените по тези договори услуги с увеличена себестойност в размер на 5% 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.

9. ***Прогнозни количества отпусната топлинна енергия към преноса и за собствено потребление спрямо 2017 г.***

Планирането на производството на топлинна енергия е извършено на база очакваната реализация, очакваните технологични разходи по преноса на топлинна енергия, във връзка с отчетената температура на въздуха за гр. Пловдив и тенденцията на потреблението през последните 5 години.

Прогнозираните количества на отпуснатата топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 338 168 MWh, съобразно външните температури, характерни за района на гр. Пловдив.

За гр. Пловдив се запазва тенденцията, че присъединените новопостроени сгради са изпълнени според съвременните норми за енергийна ефективност. Също така се очаква делът на централизирано топлоснабдените топлизолирани сгради да нараства благодарение на активността на собствениците им и действащата към момента „Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради“. Това обстоятелство се очаква да понижи потреблението на топлинна енергия за отопление в сравнение с минали периоди при равни други условия.

Въз основа на направения анализ, в следствие от предприеманите мерки и кампании за връщане на доверието към услугата централизирано топлоснабдяване, предлагането на услугата охлаждане през летния период и присъединяване към топлопреносната мрежа на нови клиенти, водещи до увеличаване на броя на клиентите на топлина енергия спрямо минали периоди, към настоящия етап има основание да се очаква нарастване на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

През 2017 г. отчетената топлинната енергия за собствени нужди е 20 290 MWh, а за ценовия период е планирана в размер на 17 973 MWh.

Спрямо 2017 г. планираната топлинна енергия за собствени нужди е по-малко с 2 317 MWh въз основа на оптималното разпределение на работата на производствените мощности и планираните ремонтни дейности.

Като базова инсталация ще се използва Когенерацията.

ТЕЦ „Север“ се очаква да бъде в експлоатация едновременно с Когенерацията през месеците декември, януари и февруари, с обща продължителност от 1 544 h.

За ценовия период е планирано инсталация Когенерация да бъде в престой общо за 28 денонощия през месеците септември и началото на октомври за извършване на планови ремонтни. През този период топлинният товар за гр. Пловдив ще се осигурява само от ОЦ „Пловдив Юг“.

ОЦ се предвижда да работи и през преходните периоди едновременно с Когенерацията, като общата продължителност на работа на централата е 1 776 h.

Прогнозата за очакваното собствено потребление на топлинна енергия на топлоизточниците за ценовия период е разработена въз основа на планираната работа по инсталации, приоритетно натоварване на инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, съобразно планираните ремонтни дейности и очакваните топлинни товари.

10. ***Количества електрическа енергия за собствени нужди и трансформация за новия ценови период и разпределението на това количество между електрическата и топлинната енергия, сравнено с отчета за 2017 г.***

Потреблението на електрическа енергия за собствени нужди на когенериращите топлоизточници за новия ценови период е прогнозирано в размер на 12 040 MWh, което е със 412 MWh повече от отчетеното през 2017 г.

Завишението основно се дължи на стремежа на дружеството за редукция на разходите за закупена електрическа енергия за когенерационните съоръжения. Предвижда се електроенергията, закупувана от средно ниво на напрежение за площадката на ТЕЦ „Север“ да се осигурява от работещата конерационна инсталация.

Прогнозата на електрическа енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е намалена със 73 MWh, което съответства на планираното натоварване на северните топлоизточници.

За ценовия период е планирано Когенерацията да бъде в престой общо за 28 денонощия за извършване на планови ремонтни дейности.

11. Разходи за ремонти през новия ценови период

Разходите за ремонти са планирани спрямо необходимостта от поддържане в изправно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия, за правилното им и безопасно функциониране. Разходите за ремонти са планирани по обекти и са с 310 хил. лв. повече от отчетените през 2017 г.

12. Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи

За новия ценови период от 01.07.2018 г. дружеството е прогнозирало технологични разходи по преноса в размер на 30,00%.

Очаква намаляване на технологичните разходи от топлоотдаване поради:

- Рехабилитационни дейности по тръбопроводите на топлопреносната мрежа:

- Подмяна на стари и амортизирани тръбопроводи;

- Рехабилитация на изолацията на въздушно положени трасета и арматури в камери;

- Структурна оптимизация на топлопреносната мрежа;

- Очаквано намаление на консумацията на топлинна енергия поради:

- *Новоприсъединените и новопостроените сгради са изпълнени според съвременните норми за енергийна ефективност;*
- *Съществуващите, присъединени вече сгради се санират, което намалява тяхната консумация на топлинна енергия.*

Очаква се технологичните разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС да намалеят поради рехабилитационни дейности, както и технологичните разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа и АС.

„ЕВН България Топлофикация” ЕАД е приложило свое предложение за размера на допустимите годишни технологични разходи за следващия регулаторен период като част от заявлението си за цени, като посочва очакваната промяна на тези разходи за този период съгласно приложена таблица.

Топлопреносното предприятие възстановява чрез цената на топлинната енергия определените от комисията допустими годишни размери на технологични разходи, като в рамките на определения допустим годишен размер на технологичните разходи, комисията определя коефициент на максимално увеличение в средномесечния размер на технологичните разходи за периода, в който се осигурява отопление на потребителите.

13. Инвестиционна и ремонтна програма – отчет и прогноза

Приложена е справка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програми за 2017 г.

През 2017 г. дружеството отчита 86,4% изпълнение на планираните инвестиции в одобрения бизнес план. Основните инвестиции на дружеството са насочени към развитието и модернизирането на топлоснабдителната мрежа в гр. Пловдив. Отчетеното изпълнение на ремонтната програма за 2017 г. е 142% спрямо планираното.

Инвестиционни проекти, реализирани от дружеството през 2017 г.

1. Магистрален топлопровод от моста на Адата по бул. „Шести септември“ до бул. „Цариградско шосе“

Проектът представлява изграждане на нов разпределителен топлопровод по бул. „Шести септември“ с частична подмяна на съществуващи топлопроводи, както по булеварда, така и по ул. „Владая“. Етапът, реализиран през 2017 г., обхваща 670 m топлопровод DN 600 по бул. „Шести септември“ от ул. „Владая“ до бул. „Цариградско шосе“.

2. Разпределителен топлопровод по бул. „Васил Априлов“ от бул. „Пещерско шосе“ до бул. „Шести септември“

Новият разпределителен топлопровод ще осигури възможност за двустранно захранване на консуматорите от ж. к. Тракия и обектите, южно от центъра на гр. Пловдив, както и ще се даде възможност за присъединяване на нови потребители, чрез изграждане на топлопреносна мрежа в нетоплофициран район на гр. Пловдив.

Диаметърът на топлопровода е DN 500 с обща дължина с предвижданите отклонения към 2000 m. Топлопроводът ще се изгражда на два участъка:

- *Участък 1 – от ул. „Велико Търново“ до бул. „Пещерско шосе“*
- *Участък 2 от бул. „Пещерско шосе“ до бул. „Шести септември“*

По проекта „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД работи съвместно с Община Пловдив, която извършва реконструкция на пътната част и подземни комуникации на бул. „Васил Априлов“.

3. Разпределителен и присъединителен топлопроводи по ул. „Славянска“ за топлозахранване на Чайкафарма.

Проектът съвместява два отделни подобекта:

- *Разпределителен топлопровод по ул. „Славянска“, част от концепцията на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за изграждане на кръгова схема на топлопреносната мрежа на гр. Пловдив – участък между улици „Волтер“ и „Варшава“; DN 300 с дължина 82 m.*
- *Разпределителен и присъединителен топлопровод за топлозахранване на производствена сграда на „Чайкафарма Висококачествените лекарства“ ЕАД, който освен упоменатата сграда ще даде възможност за присъединяване на нови потребители, чрез изграждане на топлопреносна мрежа в нетоплофициран район на гр. Пловдив; DN 100/DN 80 с дължини 223/132 m.*

4. Рехабилитация на първа градска магистрала въздушен участък от ТЕЦ „Север“ до камера 33

Въздушният участък на „Първа градска магистрала“ свързва площадката на ТЕЦ „Север“ и „Когенерация“ с топлофикационната мрежа в гр. Пловдив. Въздушно, на естакада върху стълбове, на две нива, са положени четири броя топлопроводи DN 700 за гореща вода. Възникването на авария в този участък води до спиране на снабдяването с топлинна енергия, произведена от двата топлоизточника, което при зимни условия води до прекратяване на снабдяването за около 80% от клиентите в града.

Монтирана е допълнителна спирателна арматура (DN 500 – 2 бр.) в зоната на връзката на „Когенерация“ към съществуваща магистрала – стълб 26 и в зоната на връзката на четири

броя топлопроводи DN 700 с два броя топлопроводи DN 1000 – стълб 164 (Система от 4бр спирателна арматура DN 700, дренажна арматура DN 200, система за обезвъздушаване и байпасна връзка). Рехабилитирани са част от стълбовете, изграден е нов стълб в зоната на опора 89, подменени са подвижни ролкови опори, зоната на „П“ компенсатори са изградени нови направляващи опори, сменени са салникови компенсатори с линзови (4бр. DN 1000 и 12 бр. DN 700) подменена е и е изградена допълнителна укрепваща опора към спирателна арматура DN 800 в камера 33 и др.

Подменени са 4 бр. салникови компенсатори DN 1000, 12 бр. спирателна арматура в камера 33.

Разглежданата част от „Първа градска магистрала“ е с дължина 1 856 т.

5. Рехабилитация на „Първа градска магистрала“ по ул. „Юрий Венелин“ - смяна на компенсатори DN 800 тт.

6. Разпределителен топлопровод по ул. „Любен Каравелов“ - запад

7. Топлоснабдяване на УМБАЛ „Свети Георги“ на бул. „Васил Априлов“

„ЕВН България Топлофикация” ЕАД е инвестирала в разширение на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив за присъединяване към централна топлопреносна мрежа на детски заведения, общински и държавни сгради, жилищни сгради. Изградени са нови 3 530 т топлопреносна мрежа, рехабилитирани са частично стари топлопроводи с дължина на трасетата им от 1 856 т, монтирани са 12 броя нови АС.

Дружеството е заявило пред Комисията искане за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 5. от ЗЕ през 2018 г., произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийна ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност.

„ЕВН България Топлофикация” ЕАД (ЕВН ТР) е идентифицирано от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) като задължено лице по смисъла на Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ), и като такова отправя своето искане за компенсиране на разходи за цялата 2018 г. по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ.

В съответствие с разпоредбите на чл. 15 от ЗЕЕ и Наредбата по чл. 18, ал. 1 от ЗЕЕ, АУЕР определя индивидуална цел на съответното задължено лице на базата на разликата между общата кумулативна цел за страната и прогнозните енергийни спестявания от прилагането на алтернативните мерки.

В срок до 15 март на съответната година АУЕР изготвя и публикува на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 и техните индивидуални годишни цели. Определянето на индивидуалните цели се извършва въз основа на представената от задължените лица информация за осъществените от тях за предходната година продажби на енергия.

I. Индивидуална цел за енергийни спестявания през 2018 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

В съответствие с разпоредбите на чл. 15, ал. 3 от ЗЕЕ Агенция за устойчиво енергийно развитие публикува на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г. Списъкът е публикуван и достъпен на следния линк: http://seea.government.bg/bg/vazhno/9945-individualni-tseli-2018

Проект на поименен списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г.

№	Наименование на задълженото лице	Индивидуална цел за енергийни спестявания 2018 г.	
		ktoe	GWh
42	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	0,234	2,726

Изпълнението на индивидуалните цели за енергийни спестявания от ЕВН ТР ще се оценява на базата на постигнатите енергийни спестявания на крайна енергия, съгласно условията на Наредба за методиките за определянето на националната цел за енергийна ефективност и за определянето на общата кумулативна цел, въвеждането на схема за задължения за енергийни спестявания и разпределянето на индивидуалните цели за енергийни спестявания между задължените лица (приета с ПМС № 240 от 15.09.2016 г., обн., ДВ, бр. 75 от 27.09.2016 г., в сила от 27.09.2016 г.).

Отчитането на изпълнението на индивидуалните цели за енергийни спестявания се извършва от задължените лица пред АУЕР на базата на издадените и/или прехвърлените удостоверения за енергийни спестявания. Към датата на подаване на настоящото искане, м. март 2018 г., не са приети всички подноормативни 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 ЕВН ТР не може да прогнозира разходите за енергийна ефективност в размер на инвестициите, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуалната си цел, а ще оцени разходите по действащата към 31.03.2018 г. цена на топлинната енергия, продавана от дружеството, какъвто бе подходът в предходната наредба.

Индивидуална цел за 2018 г.	*Действащи цени на топлинната енергия към 31.03.2018 г.*	*Стойност на разходите през 2018 г. за постигане на индивидуалната цел за енергийна ефективност*
2 726 MWh	*82,91лв./MWh*	*226 012,66 лв.*

Искането е за компенсиране на разходи през 2018 г. по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ в размер на 226 012,66 лв., които да бъдат възстановени на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД през регулаторен период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., чрез:

1. *Цена за задължения към обществото, определена от КЕВР, съгласно чл. 35, ал. 4 и ал. 5 от ЗЕ, или*
2. *Чрез определените от КЕВР цени на топлинната енергия за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г.*

II. Обосновка на извършваните разходи от „ЕВН България Топлофикация" ЕАД, свързани със законовото задължение за мерки за енергийна ефективност.

През 2016 г. бе изменен и допълнен ЗЕЕ и бяха приети редица подноормативни актове, които цялостно да регламентират обществените отношения, свързани с мерките за енергийна ефективност. През 2016 г. бе приета и Наредба № Е-РД-04-3 от 4.05.2016 г. за допустимите мерки за осъществяване на енергийни спестявания в крайното потребление, начините на доказване на постигнатите енергийни спестявания, изискванията към методиките за тяхното оценяване и начините за потвърждаването им (наредбата). За доказване на постигнатите енергийни спестявания дружеството трябва да получи съответните удостоверения от АУЕР.

ЕВН ТР, в качеството си на задължено лице по чл. 14, ал. 4 от ЗЕ, предоставя енергийноефективни услуги или трябва да прави вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници" или в други финансови посредници, като тези разходи законово са признати за задължения към обществото по чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 5 от ЗЕ. Ето защо този вид разходи следва да бъдат компенсирани чрез цените на електрическата енергия, с което ще се минимизират финансовите рискове за изпълнението на лицензионната дейност на дружеството при поискване на вноски от Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници".

ЕВН ТР извършва разходи по дейности, насочени към развитието на мерки за повишаване на енергийната ефективност и свързани с тях енергийни услуги и/или кампании. В изпълнение на законово възникнали задължения дружеството извършва разходи за тази конкретна дейност и следва тези разходи да бъдат компенсирани от всички крайни клиенти, чрез цените на електрическата енергия.

През м. септември 2017 г. е представен за обществено обсъждане проект на Национален

план за действие по енергийна ефективност 2014 г. – 2020 г. (НПДЕЕ), след като на страницата на Европейската комисия (ЕК), в секцията за националните планове на държавите-членки, е публикуван идентичен документ за България от месец май 2017 г. Като приложение към проекта на НПДЕЕ отново фигурира и поименният списък на задължените лица и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2017 г. ЕВН ТР представи становище при обсъждане на изложеното в НПДЕЕ, в което изложи своите бележки относно потребността от ясно представяне на планираните на национално ниво мерки и дейности за постигане на енергийни спестявания от задължените лица, както и относно възможните начини за тяхното изпълнение, липсващи в проекта.

С решение на Министерски съвет № 796 от 20.12.2017 г. е утвърден НПДЕЕ и съответно поименният списък на задължените лица и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2017 г. С решението се потвърди посочената в проектния документ индивидуална цел на ЕВН ТР – 1,739 GWh или 0,150 ktoe.

На 15.03.2018 г. АУЕР публикува на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г. Дружеството бе уведомено на 16.03.2018 г.

Съгласно съобщението от АУЕР задължените лица следва да имат предвид, че неизпълнението на целите им през предходната 2017 г., утвърдени от Министерски съвет, се добавят кумулативно към целта им през 2018 г. и спестяванията, които се очакват от тези задължени лица през текущата година надвишават определената годишна цел в настоящия списък. Такава би следвало да бъде логиката и за всички предходни години.

При промяна от АУЕР на проекта за индивидуална цел на ЕВН ТР за енергийни спестявания през 2018 г. ще се отчете новата актуална стойност, като ще се актуализират и разходите за нейното постигане.

Дружеството е заявило искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за предходен период 2010 г. – 2017 г.

В разглеждания период от 2010 г. - 2017 г. отношенията, свързани с енергийна ефективност са уредени със Закон за енергийната ефективност от 14.11.2008 г., а след 15.05.2015 г. с действащ към момента нов Закон за енергийната ефективност.

Съгласно § 4 от ПЗР на ЗЕЕ от 2015 г. задължените лица по чл. 10, т. 2 и 3 от отменения Закон за енергийната ефективност изпълняват индивидуалните цели за енергийни спестявания до 31 декември 2016 г., определени в съответствие с отменения Закон за енергийната ефективност.

Индивидуална цел за енергийни спестявания от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за периода 2010 г. – 2016 г.

№ 10	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	Общи продажби на енергия		Индивидуална цел за енергийни спестявания от 2010 г. до 2016 г.
		GWh	Ktoe	GWh
1		267,00	22,96	21,64

Поименен списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от Закона за енергийна ефективност и стойностите на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за 2017 г.

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА ЗАДЪЛЖЕНОТО ЛИЦЕ	Индивидуална цел за енергийни спестявания за 2017 г.	
		Ktoe	GWh
Търговци с топлинна енергия			

31	*„Евн България Топлофикация“ ЕАД*	*0,150*	*1,739*

Мерките са насочени към крайните потребители на топлинна енергия, но са вменени в задължение за изпълнение на индивидуална цел от „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, което би осигурило изпълнението на Националната цел.

Изпълнението на определените индивидуални цели за енергийни спестявания от „ЕВН България Топлофикация” ЕАД предизвиква разходи за тези възложени със закон дейности.

Разходи за компенсиране при условията на чл. 35 от ЗЕ

Разходите за компенсиране през ценовия период са при условията на чл. 35 от ЗЕ и чл. 9, ал. 2, т. 3 и чл. 17, ал. 3 от действаща към онзи момент Наредба за методиките за определяне на националните индикативни цели, реда за разпределяне на тези цели като индивидуални цели за енергийни спестявания между лицата по действащия до 14.05.2015 г. чл. 10, ал. 1 от ЗЕЕ и чл. 14 и чл. 15 от ЗЕЕ, действащ от 15.05.2015г., допустимите мерки по енергийна ефективност, методиките за оценяване и начините за потвърждаване на енергийните спестявания.

1. Разходи за енергийна ефективност в периода 2010 г. – 2016 г. , които следва да бъдат компенсиране чрез цената за задължения към обществото:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	*Индивидуална цел 2010 г. - 2016 г.*	*Действащи цени на топлинната енергия към 31.12.2016 г.*	*Левовата равностойност на разходи през 2017 г. за постигане на индивидуалната цел за енергийна ефективност*
Индивидуална цел за периода от 01.01.2010 г. до 31.12.2016 г.	*21 640 MWh*	*67,05 лв./MWh*	*1 450 962 лв.*

2. Разходи за енергийна ефективност през отчетната 2017 г. , които следва да бъдат компенсиране чрез цената за задължения към обществото:

С решение на Министерски съвет № 796 от 20.12.2017 г. е утвърди НПДЕЕ и съответно поименният списък на задължените лица и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2017 г.

Съгласно съобщението от АУЕР, публикувано на 15.03.2018 г. задължените лица следва да имат предвид, че неизпълнението на целите им през предходната 2017 г., утвърдени от Министерски съвет, се добавят кумулативно към целта им през 2018 г. и спестяванията, които се очакват от тези задължени лица през текущата година, надвишават определената годишна цел в настоящия списък.

Към момента на подаване на настоящото искане АУЕР не е издало на ЕВН ТР удостоверения за енергийни спестявания. Във връзка с предходното обстоятелство разходите за изпълнението на индивидуалната цел за 2017 г. ще бъдат калкулирани на база действащата през м. 03.2018 г. регулирана цена на топлинната енергия.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	*Индивидуална цел за 2017 г.*	*Действащи цени на топлинната енергията към 31.03.2018 г.*	*Левовата равностойност на разходи през 2017 г. за постигане на индивидуалната цел за енергийна ефективност*
Индивидуална цел за периода от 01.01.2017 г. до 31.12.2017 г.	*1 739 MWh*	*82,91лв./MWh*	*144 180 ,49 лв.*

3. Общо разходи за компенсиране при условията на чл. 35 от ЗЕ:

Искането от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ е за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ в размер на 1 595 142,49 лв., относими за периодите:

- *от 01.01.2010 г. до 31.12.2016 г. - 1 450 962,00 лв.*
- *от 01.01.2017 г. до 31.12.2017 г. - 144 180 ,49 лв.*
- ***Общо за периода 2010 г. – 2017 г. - 1 595 142,49 лв.***

Разходите да бъдат разчетени в:

3. Цена за задължения към обществото, определена от КЕВР съгласно чл. 35, ал. 4 и ал. 5 от ЗЕ, или

4. В определените от КЕВР цени на топлинната енергия за периода от 01.07.2018 г.

Към датата на подаване на настоящото искане, м. март 2018 г., не са приети всички подноормативни 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 ЕВН ТР не може да прогнозира разходите за енергийна ефективност в размер на инвестициите, необходими за изпълнение на мерки за постигане на индивидуалната си цел, а ще оцени разходите по посочените по-горе цени на топлинната енергия, продавана от ЕВН ТР. Такъв подход бе използван от дружеството и при подготовката на предходното си искане до КЕВР за компенсиране на разходи по чл. 35 от ЗЕ, на основание действащата норма на чл.17, ал.3 от Наредба за методиките за определяне на националните индикативни цели, реда за разпределяне на тези цели като индивидуални цели за енергийни спестявания между лицата по чл. 10, ал. 1 от ЗЕЕ че размерът на вноската, която търговците с енергия трябва да направят, се определя като левовата равностойност на индивидуалната цел за енергийни спестявания по действащи цени на енергията, определени към момента на плащане на вноската.

Обосновка на извършваните разходи от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, свързани със законовото задължение за мерки за енергийна ефективност.

Дружеството акцентира върху факта, че в ценовите заявления на ЕВН ТР от 2010 г., 2011г., 2012 г., 2013 г., 2014 г., 2015 г. и 2016 г. е подавало искания по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ, произтичащи от наложени им задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по ЗЕЕ, които нито веднъж не са били взети под внимание от страна на Комисията.

Във всички постановени решения от регулаторния орган, свързани с процедури за утвърждаване на цени на топлинната енергия на ЕВН ТР, е записано, че Комисията не е намерила основания и в цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания.

За доказване на постигнатите енергийни спестявания дружеството трябва да получи съответните удостоверения от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР).

През 2016 г. бе изменен и допълнен ЗЕЕ и бяха приети редица подноормативни актове, които цялостно да регламентират обществените отношения, свързани с мерките за енергийна ефективност. През 2016 г. бе приета и Наредба № Е-РД-04-3 от 4.05.2016 г. за допустимите мерки за осъществяване на енергийни спестявания в крайното потребление, начините на доказване на постигнатите енергийни спестявания, изискванията към методиките за тяхното оценяване и начините за потвърждаването им. За доказване на постигнатите енергийни спестявания дружеството трябва да получи съответните удостоверения от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР).

ЕВН ТР, в качеството си на задължено лице по чл. 14, ал. 4 от ЗЕ предоставя енергийноефективни услуги или трябва да прави вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“ или в други финансови посредници, като тези разходи законово са признати за задължения към обществото по чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 5 от ЗЕ. Ето защо този вид разходи следва да бъдат компенсирани чрез цената за задължение към обществото или съответния вид енергия, с което ще се минимизират финансовите рискове за изпълнението на лицензионната

дейност на дружеството при поискване на вноски от Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“.

Въпреки непълнотите в подноративната уредба, ЕВН ТР извършва разходи по дейности, насочени към развитието на мерки за повишаване на енергийната ефективност и свързани с тях енергийни услуги и/или кампании. В изпълнение на законово възникнали задължения дружеството извършва разходи за тази конкретна дейност и следва тези разходи да бъдат компенсирани от всички крайни клиенти, чрез цените на електрическата енергия.

На 15.03.2018 г. АУЕР публикува на интернет страницата си проект на списък на задължените лица по чл. 14, ал. 4 от ЗЕЕ и определените им индивидуални цели за енергийни спестявания за изпълнение през 2018 г. Дружеството бе уведомено на 16.03.2018 г.

Съгласно съобщението от АУЕР задължените лица следва да имат предвид, че неизпълнението на целите им през предходната 2017 г., утвърдени от Министерски съвет, се добавят кумулативно към целта им през 2018 г. и спестяванията, които се очакват от тези задължени лица през текущата година надвишават определената годишна цел в настоящия списък. Такава би следвало да бъде логиката и за всички предходни години.

В периода от 2011 г. - 2018 г. ЕВН ТР ежегодно е докладвало пред АУЕР за предприетите мерки по енергийна ефективност и разходите за тях през съответната отчетна година, съгласно определена от агенцията форма за отчет.

Докладваните за 2017 г. мерки от ЕВН ТР са спестили енергия, която значително надвишава индивидуалната цел в размер на 1,739 GWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 28,65% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са със 17,58% по- ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 41,17% 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 дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,42% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 21,01% и на разходите за заплати и възнаграждения с 10,27%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	19 221	20 204	21 006	21 725	719	3,42%	2 504	13,03%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	9 096	9 177	9 233	9 346	113	1,22%	250	2,75%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	487	548	800	969	168	21,01%	482	98,91%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 108	3 131	3 367	3 712	346	10,27%	604	19,45%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	843	794	828	874	46	5,52%	30	3,60%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	627	586	615	660	46	7,44%	33	5,30%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	216	208	213	213	0	0,00%	-3	-1,31%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	6 084	6 553	6 778	6 825	47	0,69%	741	12,17%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 755				0	0,00%	-2 755	-100,00%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	397	82	84	84	0	0,00%	-313	-78,79%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	390	325	393	353	-40	-10,29%	-37	-9,56%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00	0,00	0,00	0,00	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	7	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	487	548	800	969	168	21,01%	482	98,91%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	365	501	733	839	106	14,50%	474	129,83%
I.2.	по преноса	хил. лв.	122	48	67	129	62	91,76%	8	6,23%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	11 041	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	1 000	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	10 040	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	332 500	362 576	342 240	338 168	-4 072	-1,19%	5 668	1,70%
1.1.	гореща вода	MWh	332 500	362 576	342 240	338 168	-4 072	-1,19%	5 668	1,70%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	25 835	20 290	28 322	17 973	-10 349	-36,54%	-7 862	-30,43%
2.1.	гореща вода	MWh	1 935	2 008	1 179	1 882	703	59,68%	-53	-2,74%
2.2.	пара	MWh	23 900	18 282	27 144	16 091	-11 053	-40,72%	-7 809	-32,67%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	7,21%	5,30%	7,64%	5,05%	-2,596%	-33,97%	-0,022	-30,00%
3.1.	гореща вода	%	0,58%	0,55%	0,34%	0,55%	0,210%	61,26%	0,000	-4,35%
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	358 335	382 866	370 562	356 140	-14 422	-3,89%	-2 195	-0,61%
4.1.	гореща вода	MWh	334 435	364 583	343 419	340 050	-3 369	-0,98%	5 615	1,68%
4.2.	пара	MWh	23 900	18 282	27 144	16 091	-11 053	-40,72%	-7 809	-32,67%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	17 766	19 357	12 337	21 632	9 295	75,35%	3 866	21,76%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	306 400	298 843	237 860	302 220	64 360	27,06%	-4 180	-1,36%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	11 350	11 628	12 295	12 040	-255	-2,07%	690	6,08%
		%	3,70%	3,89%	5,17%	3,98%	-0,012	-22,93%	0,003	7,55%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	295 050	287 214	225 566	290 180	64 614	28,65%	-4 870	-1,65%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	280 307	274 684	199 734	275 093	75 359	37,73%	-5 214	-1,86%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	14 743	12 530	25 832	15 087	-10 745	-41,60%	344	2,33%
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	789 117	805 003	718 618	791 312	72 694	10,12%	2 195	0,28%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	769 432	783 684	705 058	767 371	62 313	8,84%	-2 061	-0,27%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	19 685	21 319	13 561	23 941	10 381	76,55%	4 256	21,62%
9	ОБЩА ефективност	%	80,73%	81,93%	80,53%	80,63%	0,001	0,13%	-0,001	-0,12%
10	Топлинна ефективност	%	40,90%	43,80%	46,79%	41,25%	-0,055	-11,84%	0,003	0,84%
11	Електрическа ефективност	%	39,82%	38,13%	33,74%	39,38%	0,056	16,74%	-0,004	-1,10%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	90,25%	90,80%	90,98%	90,35%	-0,006	-0,68%	0,001	0,12%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	194	196	209	195	-14	-6,83%	1	0,31%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	119	118	120	120	0	0,15%	1	0,90%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	232 750	215 755	201 329	236 717	35 389	17,58%	3 967	1,70%
10.1.	гореща вода	МВтч	232 750	215 755	201 329	236 717	35 389	17,58%	3 967	1,70%
10.2.	пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	99 750	146 821	140 912	101 450	-39 461	-28,00%	1 700	1,70%
		%	30,00%	40,49%	41,17%	30,00%	-0,112	-27,14%	0,000	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	99 750	146 821	140 912	101 450	-39 461	-28,00%	1 700	1,70%
		%	30,00%	40,49%	41,17%	30,00%	-0,112	-27,14%	0,000	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

НВск по отчет за ценовия период е -3,13% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетената отрицателна НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на намалените продажби на електрическа енергия от високоефективно производство, на топлинна енергия, независимо ръста на продажбите на некомбинирана електрическа енергия при отчетен ръст на условно-постоянните разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -24,99%, вследствие на по-високите разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството, като с най-голям относителен дял от тях са разходите за обезценка на активи, което е отражение на отчетената от дружеството загуба за годината.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	19 221	20 922	63 300	1 701	44 079
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	34 226	33 954	32 228	-272	-1 998
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**10 401**	**-4 741**	**-36 734**	-15 141	-47 135
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	63 848	50 135	**58 794**	-13 712	-5 054
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	295 050	225 566	225 566		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	280 307	209 206	209 206	-71 101	-71 101
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	14 743	16 360	16 360	1 617	1 617
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	232 750	201 329	201 329		
с гореща вода	МВтч	232 750	201 329	201 329	-31 421	-31 421
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	151,02	151,02			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	113,02	113,02			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	82,91	82,91			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	149 327	149 327	149 327		
Собствен капитал	хил. лв.	135 484	135 484	135 484		
Дял на собствения капитал	%	88,22%	88,22%	88,22%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	18 094	18 094	18 094		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.		0	0		
- кредити	хил. лв.	18 094	18 094	18 094		
Дял на привлечения капитал	%	11,78%	11,78%	11,78%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	0,88%	0,88%	0,88%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,97%	-3,17%	-24,60%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-3,13%**	**-24,99%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД за 2017 г. е отрицателна стойност 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. За предходната година общият всеобхватен доход също е отрицателен в размер на 50 852 хил. лв., формиран от загуба в размер на 50 780 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по планове с дефинирани доходи в размер на 72 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 2017 г. намаляват спрямо предходната година с 0,63%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 13,55%.**

Дружеството и през 2017 г. е извършило обезценка на активи в размер на 46 890 хил. лв., с която стойност са завишени разходите и е довело до отрицателен финансов резултат загуба от оперативната дейност в размер на 40 326 хил. лв.

Общата стойност на нетекущите активи е намалена от 108 434 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 71 004 хил. лв. към 31.12.2017 г., което се дължи на извършената обезценка.

Текущите активи бележат ръст от 18 240 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 20 222 хил. лв. към 31.12.2017 г. в резултат на ръст на паричните наличности.

Дългосрочните пасиви на дружеството са увеличени на 20 046 хил. лв. от 18 238 хил. лв. към 31.12.2016 г. в резултат на увеличената стойност на провизиите /за възстановяване на околната среда, достъп до чужди уредби и съоръжения, за съдебни задължения, за демонтаж когенерация и за ликвидиране на активи/.

Краткосрочните пасиви са намалени от 29 361 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 28 955 хил. лв. към 31.12.2017 г., в резултат на намалените търговски задължения.

Коефициентът на обща ликвидност за 2017 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) в размер на 0,70 е подобрен спрямо 2016 г., когато е 0,62 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 0,59, 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 0,86 и показва, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 46% собствен капитал и 54% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 62% собствен капитал и 38% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2017 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 2017 г. общо приходите от регулираните дейности спрямо предходната година са намалени с 360 хил. лв., докато приходите от продажба на топлинна енергия са нараснали с 1 280 хил. лв.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за „индивидуална цел за енергоспестяване“ са коригирани от 226 хил. лв. на 0 хил. лв., или със 226 хил. лв.
- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 529 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 529 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;
- разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ - 5%, са коригирани от 2 606 хил. лв. на 0 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

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.

- 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 че в признатата стойност на нетекущите активи не се включват стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи.

- извършено е преразпределение на активите между електрическата и топлинна енергия, в съответствие извършената корекция на общата стойност.

3. В справка № 3 - „НВК” нормата на възвращаемост на собствения капитал е коригирана от 9,18% на 7%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 37 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в комбинираната част

на централата е коригиран с 1 250 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 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) – 145,76 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 145,76 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ - 71,11 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,41 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 – 78,41 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 61 092 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 54 794 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 386 хил. лв. и променливи – 33 408 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 88 575 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,11%
- Електрическа енергия – 290 180 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 275 093 MWh
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 15 087 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 236 717 MWh

<u>3. „Топлофикация Плевен" ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-04-3 от 30.03.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Декларирано е, че допълнително ще бъде представен одитиран годишен финансов отчет. Към заявлението не са приложени справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО и копие на действащия договор за доставка на природен газ.

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

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 64,81 лв./MWh
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 75,26 лв./MWh
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 181,63 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 383,18 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ 38,00 лв./MWh.

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

Обосновката на „Топлофикация-Плевен" ЕАД е следната:

1. *Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови период юли 2018 г. - юни 2019 г. са на база отчетените данни за предходните няколко години, като разчетът е съобразен с някои особености на изминалата 2017 г. – през периода има две значителни недопроизводства спрямо производствената програма на дружеството, дължащи се на ремонтни дейности по основното средство за производство – газовата турбина с котел-утилизатор. Същата не е работила за дълги периоди през месеците юли и септември 2017 г. Запазват се, като е заложено леко намаление, постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. Разходната норма за производство на електрическата енергия е 200,41 gуг/kWh, а за топлинната енергия разходната норма е 107,44 kgуг/MWh при постигнати през 2017 г. съответно 202,77 gуг/kWh*

и 108,69 kgyг/MWh.

2. *Заложените технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Постигнатата през 2017 г. ефективност е 80,94%, а очакваната за новия ценови период е 80,95%. Като основа на разчета е очаквано повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Предвижда се произведената електроенергия да бъде 317 500 MWh, а собствените нужди да бъдат 24 500 MWh, без да има закупена електроенергия през периода.*

3. *Предвидено е незначително увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението с около 3000 MWh и леко увеличение на нивото реализирана топлинна енергия с топлоносител пара. Очаква се реализираната пара да достигне до 44 210 MWh.*

4. *При тези допускания разходът на природен газ за разчетния период е 99 498 knm^3 или увеличение с 6,13%, без използване на резервно гориво – мазут.*

5. *При определяне на цените е заложен разход за покриване на небалнс от участието в баласиращия пазар на електроенергия като член на специална балансиращата група с координатор „Гранд Енерджи Дистрибюшън"ЕООД. При отчетени за този показател през 2017 г. 967 хил. лв., заложеният небаланс за следващия отчетен период е в размер на 980 хил. лв. Разходът е отразен в sheet „Разходи" като променлив разход от външни услуги.*

6. *Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициентът на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 190 293 t CO_2. От тях за закупуване са 152 616 t CO_2 по цена 18,4 евро/t. Тази цена е сформирана на база настоящата цена на емисиите CO_2 – 12 евро/t. Количеството емисии за закупуване е остойностено по тази цена, като към така получения разход е добавен недостига на средства, заложен в настоящия ценови период чрез непризнаване на средства в размер на 1 913 хил. лв. Така получената стойност на разхода за емисии е разделен на количеството квоти на емисии за закупуване и се получава средна цена от 18,4 евро/t.*

7. *В справка „Спецификация" е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разхода на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.*

8. *Необходимите годишни приходи в разработката са установени при спазване Указания-НВ по приложения модел / справки от № 1 да № 9/.*

9. *Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2017 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 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2017 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.*

10. *Разходите за застраховки са отчетени според действително изплатените суми по сключените застрахователни договори за 2017 г. в размер на 146 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 следващия регулаторен период е добавена и сумата по взето решение от ръководството на дружеството за разширяване на застрахователния обхват на имуществото. За новия ценови период са предвидени 161 хил. лв. за застраховане.*

11. *Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2017 г., като в стойността им за новия регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите в*

съответствие с инвестиционната програма до 30.06.2019 г.

12. *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 383,18 лв./knm^3.*

13. *В променливите разходи, както за отчетния период, така и следващия регулаторен период, са включени освен реагенти, химикали и разходът на авиационно масло за газовата турбина. От общо предвидените 225 хил. лв. на тази позиция, 90 хил. лв. са за доставката на това масло. Маслото, което се използва за газовите турбини е авиационно масло. Средният разход варира обикновено в рамките на 300 – 400 L/месец, което 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.*

14. *Изпълнението на ремонтната и инвестиционна програми за 2017 г, отчетния ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и прогнозите за новия регулаторен период от 01.07.2018 г., както и подробни обосновки за това са представени отделно.*

15. *Нормата на възвращаемост на капитала е 7,96% 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 счита, че нормата на възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране от страна на дружеството, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз" ЕАД.*

16. *В съответствие с указанията, е използвана добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ, като дружеството счита този размер за крайно недостатъчен. Възразява срещу системно прилагания подход на намаление на утвърдения размер на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ. Основанията за това са формулирани общо, твърде неясно и не създават равнопоставеност между отделните енергийни предприятия. Необходимо е да се обективизира преференциалната цена на комбинираната електрическа енергия, която да стане фактор за стимулиране с по-голяма яснота при централизираното топлоснабдяване, както и цената и да се приближи до тази в Европейския съюз, където основната тенденция е да се подпомага инвестирането и развитието на високоефективни производства.*

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

Обосновка на ремонтната и инвестиционната програми за новия ценови период:

I. Цех „Топлосилов" – 5 730,6 хил. лв.

Основните разходи, предвидени за ремонти в цех „Топлосилов" са за плащане на последната част на ремонта по подмяна гореща секция на газовата турбина, за ремонт на редуктора на когенерацията и за аварийни ремонти. През последните години е отчитен ръст на разходите за аварийни ремонти. На база на отчетените през изминалите три години разходи за аварийни ремонти на газовата турбина са заложени такива и през този ценови период. Предвиден е и разход за авариен ремонт на ротора на ТГ №1 на база на получени оферти.

II. Цех „Химичен" - 124 хил. лв. - Не са предвидени съществени ремонти в цеха. Разходите са за текуща поддръжка и малки ремонти.

III. Цех „Електро" – 254 хил. лв.

Колекторът на възбудителката на ТГ № 1 е износен и остатъчният му ресурс се оценява на около година. Предвидена е модернизация и преминаване към цифрова възбудителна система, която е по-надеждна и сигурна. Разходите за нея са от същия порядък, който би бил и при подмяната на колектора с нов.

IV. Цех „КИП и А" – 327 хил. лв. - Разходите са за текущите метрологични проверки и доставка на оборудване в обеми както и през предходните периоди.

V. Отдел „ПОИС" – 22,9 хил. лв.

Подмяна на морално и физически остарели компютри и офис техника със съпътстващия ги софтуер и закупуване на батерии за UPS. Промените в регламента за работа с лични

данни вероятно ще доведе до съществено увеличаване на разходите по това перо но все още не може да се оцени точният ефект и разходи не са предвидени.

VI. Цех „Топлоснабдяване" 234 хил. лв.

Основната част от разходите е за доставка на предварително изолирани тръби за аварийни ремонти и за възстановяване на пътната настилка. Сумата е на база на реално изразходваната през предходния период. В голямата си част мрежата е остаряла и корозирала и аварийността постоянно нараства.

VII. „Автотранспорт" – 47 хил. лв.

Поддръжка на техниката на дружеството и годишни прегледи.

VIII. Общо стационарни – 244,6 хил. лв.

Производствените и административни сгради на територията на дружеството не са ремонтирани от много години. Не са санирани. Покривите им текат и се нуждаят от спешни ремонти. Поради недостиг на средства са предвидени само минимални ремонти, които да гарантират сигурността на производственото оборудване и условията за работа.

Б. Инвестиционна програма за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

I. Цех "Топлосилов" – 1 400 хил. лв.

Предпроектно проучване и изготвяне на проект за изграждане на нова мощност. Производствените мощности, с които разполага дружеството в момента са една Когенерация с капацитет за паропроизводство 75 t/h и 10 MW производство на гореща вода и два ПГ № 2 и № 3 с капацитет за паропроизводство по 74 t/h всеки. Парогенератори № 2 и № 3 са с удължена експлоатация по програмата за дерогация до края на 2021 г., след което трябва да бъдат спрени. Ако не се изградят нови мощности през този период дружеството рискува да изпадне в състояние да не може да изпълнява основната си дейност, защото произведената топлинна енергия от когенерацията, която единствено ще остане в работа, е едва една трета от нужната топлоенергия за града през отоплителния сезон.

II. Цех „Химичен" - 62 хил. лв.

Средствата са главно за проектиране на нов неутрализационен басейн и закупуване на нови помпи.

III. Цех „КИП и А" – 52 хил. лв.

Доставка на топломери и водомери за изработка на нови АС и подмяна на аварирали такива.

IV. Цех „Топлоснабдяване" – 686 хил. лв.

Жизнено необходимо за дружеството е да реконструират и рехабилитират топлофикационни отклонения, за да се редуцират разходите за аварийни ремонти на същите и да се гарантира надеждна доставка на топлинна енергия за клиентите. Въпреки финансовите затруднения е предвидена и минимална сума за изграждане на нови отклонения и присъединяване на нови абонати.

III. Цех „Автотранспорт" – 150 хил. лв.

Основна част от сумата е за закупуване на тежкотоварен автомобил за цех „Ремонтен" – наличният самосвал и тежкотоварен автомобил са остарели и амортизирани. Аварират често и се налага ползването на външни услуги за извършване на превоз на материали, което оскъпява дейността.

С писмо изх. № Е-14-04-3 от 13.04.2018 г. на Комисията от заявителя е изискано да представи допълнително следната информация:

1. Заверено копие на действащия договор за доставка на природен газ с всички приложения към него;

2. Подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо с вх. № Е-14-04-3 от 19.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация и документи.

Обосновката за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения на

дружеството е следната:

С цел преодоляване на проблема със събиране на вземанията, основно от битови абонати, дружеството е предприело драстични мерки за повишаване на събираемостта.

В края на 2015 г. е създадено специализирано звено „Събираемост“ към отдел „Продажби“ със задача за 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 142 хил. лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 8,52% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 2,34% по-високи количества реализирана топлинна енергия с пара и с 0,87% по-високи количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 0,42% по-ниски от отчетените за ценовия период, като са по- ниски с 1,38% за горещата вода и по-високи с 2,20% за водната пара.

Отчетените специфични разходни норми за електрическа енергия са с 0,23% по-високи от прогнозираните, а за топлинна енергия са с 0,25% по-високи.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 12,56% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 25,66% и разходите за заплати и възнаграждения с 10,60%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 208,40%.

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 01.07.2017 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.**	Измен в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	14 740	15 741	16 631	18 720	2 089	12,56%	3 980	27,00
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	3 667	4 113	4 198	4 284	86	2,05%	617	16,83
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	4 989	4 900	5 561	6 988	1 427	25,66%	1 999	40,07
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2 980	3 194	3 265	3 611	346	10,60%	631	21,17
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	866	836	859	928	69	8,03%	62	7,16
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	571	561	577	643	66	11,44%	72	12,61
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	295	275	282	285	3	1,06%	-10	-3,39
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 238	2 698	2 748	2 909	161	5,86%	671	29,98
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	968	1 815	1 917	2 205	288	15,02%	1 237	127,7
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	351,74	382,88	383,18	0	0,08%	-7	-1,73
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.**	Измен в %
1	2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	4 989	4 900	5 561	6 988	1 427	25,66%	1 999	40,07
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4 609	4 648	5 398	6 808	1 410	26,12%	2 199	47,71
I.2.	по преноса	хил. лв.	380	252	163	180	17	10,43%	-200	-52,6
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	1 227	438	762	2 350	1 588	208,40%	1 123	91,52
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	591	48	102	1 664	1 562	1531,37%	1 073	181,5
II.2.	по преноса	хил. лв.	636	390	660	686	26	3,94%	50	7,86

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	431 500	438 167	441 000	443 000	2 000	0,45%	11 500	2,67%
1.1.	гореща вода	MWh	348 300	346 715	347 000	346 870	-130	-0,04%	-1 430	-0,41%
1.2.	пара	MWh	83 200	91 452	94 000	96 130	2 130	2,27%	12 930	15,54%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	37 800	38 664	38 750	39 000	250	0,65%	1 200	3,17%
2.1.	гореща вода	MWh	30 000	30 345	30 200	30 300	100	0,33%	300	1,00%
2.2.	пара	MWh	7 800	8 319	8 550	8 700	150	1,75%	900	11,54%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	8,05%	8,11%	8,08%	8,09%	0,0001	0,18%	0,00037	0,46%
3.1.	гореща вода	%	7,93%	8,05%	8,01%	8,03%	0,0003	0,34%	0,00103	1,30%
3.2.	пара	%	8,57%	8,34%	8,34%	8,30%	-0,0004	-0,46%	-0,00272	-3,18%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	469 300	476 831	479 750	482 000	2 250	0,47%	12 700	2,71%
4.1.	гореща вода	MWh	378 300	377 060	377 200	377 170	-30	-0,01%	-1 130	-0,30%
4.2.	пара	MWh	91 000	99 771	102 550	104 830	2 280	2,22%	13 830	15,20%
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	308 000	287 991	292 500	317 500	25 000	8,55%	9 500	3,08%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	24 000	21 620	22 500	24 500	2 000	8,89%	500	2,08%
		%	7,79%	7,51%	7,69%	7,72%	0,0002	0,31%	-0,00076	-0,97%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	284 000	266 371	270 000	293 000	23 000	8,52%	9 000	3,17%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	284 000	266 371	270 000	293 000	23 000	8,52%	9 000	3,17%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	918 262				0	0,00%	-918 262	-100,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	918 262				0	0,00%	-918 262	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,53%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	46,99%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	33,54%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	220	203	201	200	0	-0,23%	-20	-8,88%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	118	109	108	107	0	-0,25%	-11	-9,18%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	240 920	247 927	250 200	253 010	2 810	1,12%	12 090	5,02%
10.1.	гореща вода	МВтч	201 700	205 884	207 000	208 800	1 800	0,87%	7 100	3,52%
10.2.	пара	МВтч	39 220	42 043	43 200	44 210	1 010	2,34%	4 990	12,72%
11	Технологични разходи - общо	MWh	190 580	190 240	190 800	189 990	-810	-0,42%	-590	-0,31%
		%	44,17%	43,42%	43,27%	42,89%	0	-0,87%	0	-2,90%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	146 600	140 831	140 000	138 070	-1 930	-1,38%	-8 530	-5,82%
		%	42,09%	40,62%	40,35%	39,80%	-0,01	-1,34%	-0,02	-5,43%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	43 980	49 409	50 800	51 920	1 120	2,20%	7 940	18,05%
		%	52,86%	54,03%	54,04%	54,01%	0,000	-0,06%	0,0115	2,17%
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 Плевен” ЕАД

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

НВск по отчет за ценовия период е -4,04% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният спад на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на реализираните по-ниски количества електрическа енергия и ръст на условно-постоянните разходи. Независимо, че е налице ръст на продажбите на топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -22,10%, 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, в т. ч. финансови и други разходи.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	14 740	16 631	28 830	1 891	14 090
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	45 470	44 220	36 119	-1 250	-9 351
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**2 888**	**246**	**-6 503**	-2 642	-9 391
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	63 098	61 097	**58 446**	-2 001	-4 652
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	284 000	270 000	270 000		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	284 000	270 000	270 000	-14 000	-14 000
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	240 920	250 200	250 200		
с гореща вода	МВтч	201 700	207 000	207 000	5 300	5 300
с водна пара	МВтч	39 220	43 200	43 200	3 980	3 980
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	166,36	166,36			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	128,36	128,36			
Ц вп	лв/МВтч	55,99	55,99			
Ц гв	лв/МВтч	66,48	66,48			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	42 706	42 706	42 706		
Собствен капитал	хил. лв.	38 402	38 402	38 402		
Дял на собствения капитал	%	50,45%	50,45%	50,45%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	37 712	37 712	37 712		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	21	21	21		
- кредити	хил. лв.	37 691	37 691	37 691		
Дял на привлечения капитал	%	49,55%	49,55%	49,55%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	5,73%	5,73%	5,73%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,76%	0,58%	-15,23%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-4,04%**	**-22,10%**		

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

Съгласно представения от „Топлофикация Плевен" ЕАД неодитиран годишен финансов отчет за 2017 г. текущият финансов резултат е **загуба** в размер на 5 857 хил. лв., при отчетена **печалба** от 1 468 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 2017 г. са увеличени спрямо предходната година с 6,21%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 19,37%.**

Общо нетекущите активи са увеличени от 102 809 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 113 646 хил. лв. към 31.12.2017 г. в резултат на увеличените нетекущи търговски и други вземания.

Текущите активи намаляват от 26 080 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 24 410 хил. лв. към 31.12.2017 г., поради спад на текущите търговски и други вземания.

Собственият капитал бележи спад от 39 870 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 33 990 хил. лв. към 31.12.2017 г. в резултат на натрупани загуби в предходни периоди и отчетената текуща загуба.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,30, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Дългосрочните задължения намаляват от 37 712 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 36 884 хил. лв. към 31.12.2017 г. в резултат на намалени финансови пасиви.

Текущите пасиви бележат ръст от 51 307 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 67 182 хил. лв. в резултат на увеличени търговски и други задължения.

Коефициентът на обща ликвидност за 2017 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,36, 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 0,33, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 г., показват, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения, както и не притежава собствен капитал за инвестиране в нови дълготрайни активи и за обезпечаване обслужването на финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 25% собствен капитал и 75% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 31% собствен капитал и 69% привлечени средства.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 6 988 хил. лв. на 5 988 хил. лв. или с 1 000 хил. лв., като планираният разход за второто тримесечие на 2019 г. подмяна на гореща секция на ГТ - среден ремонт, плащане на 25% е отложен за включване в цените през следващия ценови период. За планирания разход към момента не са представени убедителни доказателства за наличие на текуща процедура по възлагане и пр., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 611 хил. лв. на 3 194 хил. лв. или с 417 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 година, поради липса на убедителни аргументи и доказателства за необходимостта за увеличение на разхода, и при текущ финансов резултат за 2017 г. загуба в размер на 5 857 хил. лв., при отчетена печалба от 1 468 хил. лв. за предходната година и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 5 491 хил. лв. на 2 300 хил. лв. или с 3 191 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 132 004 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за 2017 г. от 8,91 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" НВ на привлечения капитал е коригирана от 9,36% на 3,91%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от Указания-НВ и т. 3 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) – 167,44 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 167,44 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 96,79 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 70,55 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 62,25 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 66 685 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 64 352 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 303 хил. лв. и променливи –

47 049 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 39 414 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,92%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 293 000 MWh
  - Към НЕК ЕАД – 233 600 MWh
  - Към ЕРД – 59 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 208 800 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 44 210 MWh

4. „Топлофикация Бургас" ЕАД

С писмо вх. № Е-14-13-4 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- прогнозна информация 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, продажба на потребители, продажба на НЕК, продажба на ЕРД;
- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях;
- договори за изкупуване на електрическа енергия;
- справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **67,96** лв./MWh;
2. Цена за комбинирана електрическа енергия – **170,75** лв./MWh без ДДС, включваща индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – **132,75** лв./MWh без ДДС и добавка по чл. 33, ал. 3 **- 38,00** лв./MWh без ДДС.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ - 378,37 лв./knm^3.

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

Обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторен период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

При изготвяне на прогнозата по Справка № 1 в разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от Отчета за приходите и разходите. В състава на УПР не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2018 г. - 30.06.3019 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2017-30.06.2018 г. и отчетните за 2017 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2018-30.06.2019 г.

1.1. Обосновка на разходите за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за новия регулаторен период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до началото на месец март 2018 г., начислен върху ДА само за електрическа енергия представлява 969 хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления

„Производство" – 128 хил. лв. и „Пренос" – 44 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, представляват 106 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, а 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 и мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

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

Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия" и „Пренос на топлинната енергия" и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 156 души работници и служители. Същите обслужват двете лицензионни дейности.

Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. са 2 635 хил. лв., от които 1 792 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Производство на топлинна и електрическа енергия" и 843 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 2017 г. се дължи на заложеното десетпроцентно увеличение на средствата за работна заплата, както и на това, че през 2017 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 1 870 работни дни в резултат на обезщетения по болест и бащинство, както и със 113 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2017 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 2017 г. са 4,42% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г. са предвидени 5,69%.

<u>1.4. Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията</u>

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период са увеличени със 170 хил. лв. спрямо отчетените през 2017 г. Общият им размер по отчет за 2017 г. е 931 хил. лв., а този за новия ценови период е 1 108 хил. лв. Заложеният по-голям размер на тези разходи през новия ценови период се наблюдава при следните позиции:

- *Горива за автотранспорт – завишената сума е съобразена с факта, че от месец август 2017 г. е в движение новозакупен автомобил за обслужване на АС и транспортиране на сменния персонал и дежурни аварийни групи.*
- *Увеличеният размер на разходите за „Проверка на уреди" се налага поради предстоящата последваща метрологична проверка на уредите за търговско измерване, намиращи се, както при топлоизточника, така и тези в АС. Проверката на уредите ще бъде извършена преди началото на отоплителния сезон 2018/2019 г.;*
- *Разходите за публикации са завишени поради това, че през м. февруари 2018 г. е подписан договор за медийно информационно обслужване на дружеството, изразяващо се в от-*

разяване на актуални събития, ексклузивни интервюта, репортажи, PR материали и други публикации.

- *През 2018 г. дружеството продължава да води съдебни дела с „Национална електрическа компания" ЕАД (НЕК ЕАД), Агенция „Митници" и „Национална агенция за приходите". 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 събираемостта;*
- *Поради занижен входящ паричен поток в дружеството, част от планираните разходи не са извършени. Увеличените в прогнозата разходи за работно облекло и предпазни средства по охрана на труда гарантират нормалното функциониране на дружеството.*

<u>1.5. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител</u>

През новият ценови период от 01.07.2018 г. не са планирани приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител.

През 2017 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.

<u>1.6. Обосновка на променливите разходи</u>

1.6.1. Обосновка на разходите за горива

Разходите за горива в енергийната и водогрейна части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 378,37 лв./knm^3 в съответствие с показателите по Справки № 4 „ТИП-Производство" по приложения модел – справки от № 1 до № 9 и Приложение № 5 от интернет страницата на КЕВР.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2018-06.2019 г. е приет в размер на 153.24 g/kWh$_e$ при отчетна стойност на показателя 149,27 g/kWh$_e$ за 2017 г., т. е. с 2,66% по-високо.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2018-06.2019 г.е приет в размер на 144,65 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 145,22 kg/MWh$_{th}$ за 2017 г., т. е. с 0,39% по-ниско.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано, с обща ефективност 81.3% и икономия на гориво в размер на 21,11%, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2018-06.2018 г. е приет в размер на 134,01 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 132,32 kg/MWh$_{th}$ за 2017 г., т. е. с 1,28% по-високо.

1.6.2. 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.

1.6.2.1. Обосновка на разходите за вода за подпитка.

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2018-30.06.2019 г. е приет в размер на 8,61 m^3/h, при разход за 2017 г. 12,91 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. Разходът на вода за подпитка е пределен.

1.6.2.2. 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 2014 – 2017 г.

1.6.2.3. 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. Приетата стойност на показателя за новия регулаторен период е в съответствие със средната от отчетните стойности за последните четири години, т. е. 9,84 m^3/ден.

1.6.3. Обосновка на разходите за закупена електроенергия

Разходите за електрическа енергия 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. Приетата стойност за новия регулаторен период е в размер на 8,351 kWh/MWh$_{th}$, е в съответствие с планираното количество реализирана топлинна енергия.

Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибюшън" ЕООД е определен в лв./(kW.ден). Присъединени са 926 АС с обща присъединена мощност 10 650 kW. Общият разход за закупуване на електрическа енергия е в размер на 274 хил. лв.

1.6.4. Обосновка на разходите за консумативи

Разходите за консумативи включват разходи за солен разтвор, Хидро-Х, разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи.

1.6.4.1. Обосновка на разходите за солен разтвор

Разходите за солен разтвор планираме в размер на 28 хил. лв.

1.6.4.2. Обосновка на разходите за Хидро-Х

Разходите за "Хидро-Х" са в размер на 37 хил. лв.

1.6.4.3. Обосновка на разходите за масло

Общият разход за масло през регулаторния период 01.07.2018-30.06.2019 г., възлизащ на 325 хил. лв., е формиран на база:

- *разход на масло в размер на 1,43 kg/мото-час, при нормативен разход на двигателите, предоставен от производителя – 1,5 kg/мото-час, т.е. с 13% по-ниско от нормативния и при общ годишен пробег за всички двигатели 50 817 мото-часа.*
- *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.*

1.6.4.4. Обосновка на разходите за запалителни свещи

Разходите за запалителни свещи са планирани в размер на 46 хил. лв.

1.6.5. Обосновка на разходите за външни услуги

В разходите за външни услуги са включени разходите за небаланс от участие в специална балансираща група и разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система" (СЕС).

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 536 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 – 119,53 лв/MWh$_e$, изчислена като среднопретеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2017 г. до 28.02.2018 г.

Разходите за фонд „СЕС" са прогнозирани в размер на 956 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 170,75 лв/MWh$_e$, изчислена по приложения модел – справки от № 1 до № 9 за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г.

1.6.6. Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)

За периода 01.07.2018 г. -30.06.2019 г. предстоящите на 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, топлоенергия и електроенергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период възлиза на 50 041 t CO_2. Разходите за емисии парникови газове са прогнозирани на обща стойност 1 954 хил. лв. Цената на предстоящите на закупуване емисии за регулаторен период 01.07.2018-30.06.3019 г. е определена в размер на левовата равностойност на 19,97 евро/t CO_2, включваща 12,37 евро/t CO_2 плюс добавка към тази цена за компенсиране на непризнатите разходи на квотите за CO_2 в текущия ценови период 01.07.2017-30.06.2018 г. Цената на квотите в размер на 12,37 евро/t CO_2 е с източник European Energy Exchange AG. Това е водеща борса на енергия и свързаните с нея продукти в Централна Европа, намираща се в Германия.

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

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2017 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 31.12.2017 г.

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

2.1. *<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.

2.2. <u>Обосновка на стойноста 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 в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ. Получената стойност на оборотния капитал за „Пренос на топлинна енергия" е 224 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия" в размер на 2 970 х. лв. е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справки № 2 „РБА" по приложения модел – справки от № 1 до № 9.

<u>III. СПРАВКИ № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА</u>

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2017 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 7%, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период.

Привлеченият капитал и средно претеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие със задълженията по кредити и техните лихвени ставки.

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.

4.1. Обосновка на общото количество произведена топлинна енергия.

Общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 189 541 MWh_{th} и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 656 MWh_{th}.

4.1.1. Обосновка на количеството топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2014 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 01.07.2018-30.06.2019 г. спрямо същите количества за всички периоди варира от +13,77% до -9.72%. Дружеството счита за достоверно приетото прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 3 656 MWh_{th}.

4.1.2. Обосновка на общото количеството произведена топлинна енергия.

Общото количество произведена топлинна енергия в размер на 193 197 MWh_{th} е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса, в размер на 189 541 MWh_{th} и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер 3 656 MWh_{th}.

4.2. Обосновка на количествата електрическа и топлинна енергия, произведени от инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ)

4.2.1. Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от ИКПТЕЕ

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото количество наработени мото-часове и средния електрически товар на един двигател. Общият брой работни часове за новия регулаторен период на цялата инсталация възлиза на 50 617 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода производител.

Отклонението на средната електрическа мощност за новия регулаторен период спрямо същия показател за последните четири години варира от 6.15% до -7.20%.

4.2.2. Обосновка на продаденото количество електрическа енергия.

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

Отклонението на общото количество електрическа енергия за собствени нужди и загубите от трансформация в съоръженията на НЕК ЕАД за новия регулаторен период спрямо същия показател за последните четири години варира от -3.91% до +3,52%.

Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2018 - 30.06.2019 г. възлиза на 112 008 MWh_e.

4.2.3. Обосновка на произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ

В табличен вид са показани средните топлинни мощности на мото-час за периода 2014-2017 г. и за регулаторния период 01.07.2018 – 30. 06.2019 г.

Отклонението на средната топлинна мощност за новия регулаторен период спрямо същия показател за всички периоди варира от -5,27% до –1,59%.

Този факт е достатъчна обосновка за достоверността на приетата прогнозна средна топлинна мощност в размер на 2.419 MW_{th} на мото-час.

Използвайки тази стойност на средната топлинна мощност и посочените 50 617 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ през регулаторния период 01.07.2018- 30.06.2019 г. е получена стойност на произведената топлинна енергия в размер на 122 461 MWh_{th}.

4.3. Обосновка на количеството топлинна енергия произведено с водогрейната част

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 193 197 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 122 461 MWh_{th}. Това количество възлиза на 70 736 MWh_{th}.

V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период 01.07.2018 - 30.06.2019 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 138 101 MWh, които включват топлоенергия за отопление – 55 214 MWh и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – 82 887 MWh.

5.1. Топлинна енергия за разпределение за отопление

Топлинната енергия за отопление за ценовия период е определена въз основа на анализа на показателя по отчетни данни за 2017 г. и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2017/2018.

За новия регулаторен период очакваното количеството топлинната енергия за отопление се планира в размер 55 214 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 5,98 ^oC и обща сума на ден-градусите за годината 2 135.

5.2. Топлинна енергия за разпределение за битово-горещо водоснабдяване

Топлинната енергия за отопление не е свързана с консумираната топлинна енергия за БГВ и по тази причина за новия регулаторен период количеството й е увеличено с 3.07% спрямо отчетеното за 2017 г. и съставлява 82 887 MWh_{th}.

5.3. Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.

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 за регулаторен период 07.2018- 06.2019 г. в размер на 42 600 MWh_{th} е с 2,30% по-ниска от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2014 - 2017 г. Отклонението на прогнозното количество на топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях за новия регулаторен период 01.07.2018-30.06.2019 г. спрямо същите количества за всички периоди варира от -11,53% до +2,64%.

5.4. Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по години от 2014 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в АС – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на показателя е 4 400 MWh_{th}.

Отклонението на прогнозното количество на топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС за новия регулаторен период спрямо същите количества за всички периоди варира незначително от - 2,14% до 2,12%.

5.5. Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2018 - 30.06.2019 г. в размер на 3 949 MWhth е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител

в резултат на пропуски – 8,61 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 74,22 и 46,50 ^oC.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2018-30.06.2019 г. е с около 41,34% по-ниско от същото отчетено количество за 2017 г. и с 9,79% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2014 г. – 2017 г.

5.6. Обосновка на общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи

Общото прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период е сума от прогнозните количества топлинна енергия за технологичните разходи по т. 5.3., т. 5.4. и т. 5.5. Това количество е в размер на 51 440 MWh_{th}.

Отклонението на общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2018-30.06.2019 г. от същия параметър за последните 4 години варира от -8,10% до +2,65%.

5.7. Обосновка на отпусната топлина към преноса с гореща вода

Като резултат от изложеното в т. 5.1. и т. 5.2. и т. 5.3. до т. 5.5., обобщени в т. 5.6., отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 189 541 MWh.

При определяне на преференциалната цена на електрическата енергия от комбинираното производство за регулаторния период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. е приета добавка към индивидуалната цена в размер на 38 лв./MWh_e.

С писмо с изх. № Е-14-13-4 от 17.04.2018 г. Комисията е изискала от дружеството да представи следната допълнителна информация и документи:

1. Прогнозна информация 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, продажба на потребители, продажба на НЕК, продажба на ЕРД;
2. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
3. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях;
4. Заверени копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин.

С писмо вх. № Е-14-13-4 от 27.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени със 7,13% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени с 4,38% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са увеличени с 3,40% 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 12,72% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 29,79%, на разходите за заплати и възнаграждения с 6,46% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 11,88%. Дружеството прогнозира през новия регулаторен период увеличение на разходите за инвестиции с 11,45%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	5 873	5 311	6 936	7 818	882	12,72%	1 945	33,12%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 230	1 102	1 200	1 247	47	3,92%	17	1,38%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	993	447	1 618	2 100	482	29,79%	1 107	111,48%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2 195	2 261	2 475	2 635	160	6,46%	440	20,05%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	641	569	658	734	76	11,55%	93	14,51%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	491	469	548	584	36	6,57%	93	18,94%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	150	100	110	150	40	36,36%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	840	932	985	1 102	117	11,88%	262	31,19%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	489	1 002	1 202	1 492	290	24,13%	1 003	205,11%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	357,77	379,48	378,37	-1	-0,29%	-12	-2,97%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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	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.	993	447	1 618	2 100	482	29,79%	1 107	111,48%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	945	248	1 370	1 850	480	35,04%	905	95,77%
I.2.	по преноса	хил. лв.	48	199	248	250	2	0,81%	202	420,83%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	1 872	1 272	1 912	2 131	219	11,45%	259	13,84%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 705	1 226	1 764	1 948	184	10,43%	243	14,25%
II.2.	по преноса	хил. лв.	167	46	148	183	35	23,65%	16	9,58%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	194 745	193 747	182 047	189 541	7 494	4,12%	-5 204	-2,67%
1.1.	гореща вода	MWh	194 745	193 747	182 047	189 541	7 494	4,12%	-5 204	-2,67%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 348	3 749	3 316	3 656	340	10,24%	308	9,20%
2.1.	гореща вода	MWh	3 348	3 749	3 316	3 656	340	10,24%	308	9,20%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,69%	1,90%	1,79%	1,89%	0,0010	5,77%	0,0020	11,97%
3.1.	гореща вода	%	1,69%	1,90%	1,79%	1,89%	0,0010	5,77%	0,0020	11,97%
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	198 093	197 496	185 364	193 197	7 833	4,23%	-4 896	-2,47%
4.1.	гореща вода	MWh	198 093	197 496	185 364	193 197	7 833	4,23%	-4 896	-2,47%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	77 701	76 131	66 403	70 736	4 333	6,53%	-6 965	-8,96%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	113 459	110 080	110 501	118 321	7 820	7,08%	4 862	4,29%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	6 075	6 099	5 946	6 313	367	6,17%	238	3,91%
		%	5,35%	5,54%	5,38%	5,34%	0	-0,85%	0	-0,36%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	107 383	103 981	104 555	112 008	7 453	7,13%	4 625	4,31%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	107 383	103 981	104 555	112 008	7 453	7,13%	4 625	4,31%
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	376 269	359 196	350 789	368 924	18 135	5,17%	-7 345	-1,95%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	284 589	277 202	278 172	291 767	13 595	4,89%	7 178	2,52%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	91 680	81 994	72 617	77 156	4 539	6,25%	-14 524	-15,84%
9	ОБЩА ефективност	%	80,99%	82,14%	81,30%	81,27%	0,000	-0,03%	0,003	0,34%
10	Топлинна ефективност	%	41,13%	42,43%	41,57%	40,72%	-0,009	-2,05%	-0,004	-0,99%
11	Електрическа ефективност	%	39,87%	39,71%	39,72%	40,55%	0,008	2,09%	0,007	1,72%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	84,75%	92,85%	91,44%	91,68%	0,002	0,26%	0,069	8,17%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	153,17	158,02	163,37	161,88	-1	-0,91%	9	5,68%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	150,57	142,96	142,91	143,47	1	0,39%	-7	-4,71%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	142 817	140 655	132 300	138 101	5 801	4,38%	-4 716	-3,30%
10.1.	гореща вода	МВтч	142 817	140 655	132 300	138 101	5 801	4,38%	-4 716	-3,30%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	51 928	53 092	49 748	51 440	1 692	3,40%	-488	-0,94%
		%	26,66%	27,40%	27,33%	27,14%	0	-0,69%	0	1,78%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	51 928	53 092	49 748	51 440	1 692	3,40%	-488	-0,94%
		%	26,66%	27,40%	27,33%	27,14%	0	-0,69%	0	1,78%
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 Бургас" ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -3,43% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният отрицателен размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия при ръст на условно-постоянни разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е 0,32% по- ниска от утвърдената, 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.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017 г. 31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	5 873	6 936	**10 517**	1 063	4 644
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	17 402	17 182	15 794	-220	-1 608
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**1 234**	**-639**	**120**	-1 873	-1 114
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	24 509	23 479	**26 431**	-1 030	1 922
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	107 383	104 555	104 555		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	107 383	104 555	104 555	-2 828	-2 828
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	142 817	132 300	132 300		
с гореща вода	МВтч	142 817	132 300	132 300	-10 517	-10 517
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	152,36	152,36			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	114,36	114,36			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	57,06	57,06			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	16 476	16 476	16 476		
Собствен капитал	хил. лв.	40 655	40 655	40 655		
Дял на собствения капитал	%	91,13%	91,13%	91,13%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	3 955	3 955	3 955		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	3 955	3 955	3 955		
Дял на привлечения капитал	%	8,87%	8,87%	8,87%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	4,55%	4,55%	4,55%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,49%	-3,88%	0,73%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-3,43%**	**0,32%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. общият всеобхватен доход на „Топлофикация Бургас" ЕАД за 2017 г. е печалба в размер на 263 хил. лв., формиран от нетна печалба в размер на 120 хил. лв. и друг всеобхватен доход печалба в размер на 143 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е загуба в размер на 3 456 хил. лв., формиран от загуба в размер на 3 417 хил. лв. и актюерска загуба в размер на 39 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 2017 г. бележат ръст спрямо предходната година с 9,9%;
- Общите разходи от оперативната дейност нарастват с 12,24%.

Подобряването на финансовия резултат се дължи на намалените разходи от финансовата дейност от 4 588 хил. лв. на 2 707 хил. лв.

Общата стойност на нетекущите активи се увеличават от 39 357 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 40 589 хил. лв. към 31.12.2017 г., в резултат на увеличената стойност на предоставени заеми с падежи на погасяване над една година.

Текущите активи бележат спад от 11 343 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 10 324 хил. лв. към 31.12.2017 г., основно от намалените търговски и други вземания.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,92, което показва, че дружеството има възможност да създаде условия за осигуряване на необходимите собствени средства за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Собственият капитал на дружеството се увеличава незначително от 37 238 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 37 503 хил. лв. към 31.12.2017 г. в резултат на подобряване на финансовия резултат за текущата година.

Дългосрочните пасиви нарастват от 2 826 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 3 445 хил. лв. за 2017 г. в резултат на увеличените задължения по заеми.

Краткосрочните пасиви намаляват от 10 636 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 9 965 хил. лв. към 31.12.2017 г., основно в резултат на намалените търговски и други задължения.

Общата ликвидност за 2017 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,04, 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 2016 г. е 2,80 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствен финансов ресурс да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 74% собствен капитал и 26% привлечен капитал, докато за 2016 г. е 73% собствен капитал и 27% 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 890 хил. лв. или с 1 210 хил. лв., поради липса на обосновка за разходите за ремонтни дейности, включваща детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 635 хил. лв. на 2 487 хил. лв., или със 148 хил. лв., при отчетена стойност на разхода за 2017 г. 2 261 хил. лв., поради значително изоставане на средната работна заплата в дружеството 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., съгласно данни на НСИ и текущ финансов резултат печалба в размер на 4 435 хил. лв., при печалба от 3 326 хил. лв. за предходната година, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 954 хил. лв. на 742 хил. лв. или с 1 212 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 42 569 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за 2017 г. от 8,91 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 8,09% на 3,91%, 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" разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 300 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 5 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) – 154,32 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 154,32 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,67 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 62,23лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 25 902 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 24 656 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 460 хил. лв. и променливи – 18 196 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 16 743 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,44%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 112 008 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 138 101 MWh

5. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД

С писма с вх. № Е-14-53-3 от 05.04.2018 г. и № Е-14-53-4 от 05.04.2018 г. дружеството е представило в КЕВР заявления за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и утвърждаване на цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин. Към заявленията дружеството е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- информация съгласно т. I.4 и II.2 от писмото;
- данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия;
- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО.
- заверени копия на договори или анекси към договори за покупко-продажба на електрическата енергия, произведена от когенераторна инсталация № 1 и когенераторна инсталация № 2, ДВГ-3, ДВГ-4 и ДГ-5, които действат за периода 2017 - 2018 г.

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

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 85,03 лв./MWh, при изчислена едно-компонентна цена на топлинна енергия с гореща вода - 99,76 лв./MWh;
2. Цена на електрическа енергия, произвеждана по високоефективен комбиниран начин – 198,58 лв./MWh, без ДДС, при изчислена цена 183,58 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са изчислени при цена на природен газ 384,91 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh.

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 01.07.2018 г.:

1. Условно-постоянни разходи

1.1. Разходи за ремонт и поддръжка

Разходите за ремонт и поддръжка са определени на база необходимостта от ремонт и поддръжка през 2018 г., разходите за второто полугодието на годината, както и първото полугодие на 2019 г. и възлизат на 2,264 хил. лв.

Разходите за ремонт и поддръжка за текущия регулаторен период 2017/2018 възлизат на 2,087 хил. лв., а тези за отчетната 2017 г. на 953 хил. лв. Увеличението на разходите спрямо отчетната 2017 г. в текущия регулаторен период се дължи на извършването на междинни ремонти на 30 000 работни часа на КГ № 1 и КГ № 4, а увеличението през следващия регулаторен период 2018/2019 на необходимостта от извършване на основен ремонт на КГ № 5 на 60 000 работни часа според изискванията на завода-производител GE Jenbaher.

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 и 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, проверка за плътност и т.н.;*
- *Превантивна поддръжка на мрежови помпи и спомагателни съоръжения в централата;*
- *Годишна профилактика на силови трансформатори 20/6,3kV и трансформатори СН 6.3/0.4kV;*
- *Годишна метрологична проверка на средства за измерване;*
- *Планова профилактика на ел. уредби, прекъсвачи, релейни защити;*
- *Ремонт и профилактика на основна и второстепенна топлопроводна мрежа, ревизия и ремонт на камери, арматура и компенсатори.*

Разходите за ремонт и поддръжка на основната и второстепенната топлопроводни мрежи за регулаторния период 2018/2019 са предвидени в размер на 241 хил. лв., което е 3% увеличение спрямо същите разходи за настоящия регулаторен период 2017/2018 и 25% увеличение спрямо отчетната 2017 г. Увеличението е наложено от нарастващия проблем на загуба на топлоносител в резултат на пропуски по мрежите, за което свидетелстват и увеличените разходи за вода през отчетната 2017 г. и текущия регулаторен период 2017/2018 г. През 2017г., а и през настоящия регулаторен период дружеството е извършило и продължава да извършва ремонтно-възстановителни мерки по отстраняване на пропуските на топлоносител, като за следващия регулаторен период са предвидени съответните разходи за продължаване на тази дейност.

1.2 Други разходи, пряко свързани с лицензионната дейност

Тези разходи възлизат на 1 948 хил. лв. и са с 23% увеличени спрямо отчетените през базовия период (отчетната 2017 г.). Преобладаваща част в състава на тези разходи са разходите за външни услуги. Увеличението им се дължи основно на увеличение на разходите за наем и поддържане на офис и на разходите за експертни (консултантски, юридически и управленски услуги).

1.3 Разходи за амортизации

Разходите за амортизация за бъдещия регулаторен период са 2 052 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 31.12.2017 г., на които се дължи и незначителното увеличение (с около 6%) спрямо отчетените разходи за амортизация през 2017 г.

1.4 Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите са определени на база действащите организационна структура и политика за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. Разходите за заплати възлизат на 1 154 хил. лв., като са увеличени с 9% спрямо текущия регулаторен период 2017/2018. Увеличението е с цел покриване на допълнителните разходи, които дружеството ще има през следващия регулаторен период 2018/2019 за наемане на служители във връзка със задълженията за регистрация и опериране на Българската независимата енергийна борса по отношение на продажбите на електроенергия на дружеството, както и новите законови изисквания за осигуряване на организация за защита на личните данни обработвани от дружеството.

Увеличението с 4,7% на разходите за заплати в настоящия регулаторен период 2017/2018 спрямо отчетната 2017 г. се дължи на текучество на персонал и попълването едва в началото на 2018 г. на освободени през 2017 г., но останали незаети позиции в структурата на дружеството.

2. Променливи разходи

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

Ефективността на комбинирано производство и икономията на първично гориво са на

нивата на отчетната 2017 г.

Цената на природния газ, заложена в модела за следващия регулаторен период 2018/2019, е 384,91 лв./knm^3, съгласно изчисленията в Приложение № 5.

Цената на закупените въглеродни емисии за отчетната 2017 г. е цената на закупените през годината емисии – 9.46 лв./t CO_2, а тази за настоящия и следващия регулаторни периоди е изчислена по данните в страницата на Европейската енергийна борса като средна цена на тон въглеродни емисии през 2017 г. – 11,33 лв./t CO_2.

Общият размер на променливи разходи е 9 493 хил. лв. Същите са с 1 058 хил. лв. (12,5%) повече, спрямо базовата година.

3. РБА и инвестиции

Регулаторната база на активите е изготвена според изискванията, на база наличните дълготрайни активи по баланса на дружеството към 31.12.2017 г.

Съгласно указанията на Комисията, инвестициите за 2018 г. не са отчетени в РБА за новия ценови период, независимо от планираната дата на капитализация на съответните активи.

4. Работен капитал

Работният капитал е определен при стриктно спазване на методиката на КЕВР, на база средните салда на търговските вземания и задължения, и признатия размер на паричните разходи.

5. Норма на възвръщаемост на собствения капитал.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е заложена в моделите за ценообразуване на 7% - равна на определената от Комисията за текущия регулаторен период 2017/2018. Дружеството отбелязва, че нормата на възвръщаемост на капитала за топлофикационния сектор според утвърдените практики в ЕС е на нива от 10% и над 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 и у нас.

6. Добавка за високоефективно комбинирано производство

Добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е заложена в модела за изчисление на 38 лв./MWh – равна на определената от Комисията за текущия регулаторен период. Така изчислена цената на топлинната енергия за следващия регулаторен период 2018/2019 от 99,76 лв./MWh (без ДДС) ще бъде неконкурентна за клиентите на дружеството и ще доведе до отлив и загуба на клиенти, които ще преминат към алтернативни източници на отопление и битово горещо водоснабдяване. Косвен ефект от това ще бъде замърсяването на въздуха и затрудняване в изпълнението на националните цели за енергийна ефективност при крайни клиенти. С цел запазване на настоящите клиенти и предотвратяване на финансов срив на дружеството е предложено увеличение на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ на 53 лв./MWh, при което цената на топлинната енергия от 85,03 лв./MWh (без ДДС) би останала все още в границите на възможностите на клиентите. Увеличаването на добавката ще позволи на клиентите да продължават да използват централно топлоснабдяване, което в някои случаи е единственият възможен за тях вариант за отопление, а на дружеството да поддържа икономическата си дейност.

7. Заключение

Резултатите, които са получени в модела за цените, при описаната производствена и финансова рамка, отразяваща реалността на функциониране на дружеството, са обезпокоителни:

1) *Видно е, че сега действащите цени не покриват разходите на дружеството, защото цената на топлинната енергия, която се получава за настоящия регулаторен период, е много над определените нива, на които дружеството реално продава;*

2) *Цената на топлинната енергия, която се получава за следващия регулаторен период, при добавка по чл.33 ал.3 ЗЕ от 38 лв/Мвтч, е много над финансовите възможности на клиентите да ползват централно топлоснабдяване;*

3) *Тези нива са естествено ограничени и от конкуренцията на цената на електрическата енергия за бита и цената на природния газ за битови клиенти. Все повече системите с въздушни термопомпи, се налагат като алтернатива на централизираното топлоснабдяване в*

малките и средни градове. Тези системи са още по-конкурентни в районите с мек климат, какъвто е този на гр. Варна. Като пример е посочено, че сегашните цени на електрическата енергия за бита и коефициент на трансформация 3:1, цената на 1 MWh енергия за отопление възлиза на около 60 лв., с ДДС;

4) *Изкуственото задържане на цената на електрическата енергия за бита, особено на нощната тарифа, води до отлив на клиенти от услугите централно отопление и битово-горещо водоснабдяване;*

5) Тази тенденция е силно изразена през последните години, въпреки предприетите от дружеството мероприятия и мерки за енергийно-ефективни инсталации и постигане на ниски нива на специфични разходи на топлинната енергия.

В сегашната икономическа обстановка и отчитайки конкурентостта на електрическата енергията за бита и природния газ, както и платежоспособността на населението, в частност на клиентите на дружеството, следва да се отбележи, че само при пределна цена на топлинната енергия на нива до 85 лв./MWh, без включен ДДС, и прилаганата търговска политика на дружеството ще му позволи да продължи усилията си за запазване на клиентите и нивата на продажбите на топлинна енергия.

С писмо с изх. № Е-14-53-3 от 17.04.2018 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. и прогнозна информация 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., съгласно т. I.5 и т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно т. I.10 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

3. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

4. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения;

5. Заверени копия на договори или анекси към договори за покупко-продажба на електрическата енергия, произведена от когенераторна инсталация № 1 и когенераторна инсталация № 2, ДВГ-3, ДВГ-4 и ДВГ-5, които действат за периода на 2017- 2018 г.;

6. Надлежно подписано и заверено Приложение № 8 за разделно производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

С писмо към вх. № Е-14-53-3 от 27.04.2018 г. дружеството е представило изисканата информация. В писмото е декларирано, че „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД няма приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период със 1,61% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 8,88% по-висока 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 1,22% 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 6,46% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 8,51% и разходите за заплати и възнаграждения с 9,03%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 26,49%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	5 971	5 765	7 255	7 724	469	6,46%	1 753	29,35%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 912	1 933	1 957	2 052	95	4,87%	140	7,33%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 612	953	2 087	2 264	177	8,51%	652	40,47%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 026	1 010	1 058	1 154	96	9,03%	128	12,47%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	281	286	287	305	18	6,22%	24	8,55%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	151	169	168	166	-2	-0,91%	15	10,02%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	130	117	119	139	19	16,24%	9	6,84%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 140	1 583	1 865	1 948	83	4,44%	808	70,90%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	689	1 363	1 641	1 669	28	1,71%	980	142,24%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	348,77	382,94	384,91	2	0,51%	-5	-1,29%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	1 612	953	2 087	2 264	177	8,51%	652	40,47%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 481	760	1 854	2 023	169	9,12%	542	36,63%
I.2.	по преноса	хил. лв.	131	193	233	241	8	3,57%	110	83,88%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 175	1 953	1 827	2 311	484	26,49%	136	6,25%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 137	1 075	848	145	-703	-82,90%	-992	-87,25%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 038	878	979	2 166	1 187	121,25%	1 128	108,67%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	84 196	84 155	82 156	87 350	5 193	6,32%	3 154	3,75%
1.1.	гореща вода	MWh	84 196	84 155	82 156	87 350	5 193	6,32%	3 154	3,75%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	1 711	3 365	3 374	3 546	172	5,11%	1 835	107,25%
2.1.	гореща вода	MWh	1 711	3 365	3 374	3 546	172	5,11%	1 835	107,25%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,99%	3,84%	3,94%	3,90%	-0,0004	-1,10%	0,0191	95,87%
3.1.	гореща вода	%	1,99%	3,84%	3,94%	3,90%	-0,0004	-1,10%	0,0191	95,87%
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	85 907	87 520	85 530	90 896	5 365	6,27%	4 989	5,81%
4.1.	гореща вода	MWh	85 907	87 520	85 530	90 896	5 365	6,27%	4 989	5,81%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	17 059	19 697	17 954	20 487	2 533	14,11%	3 428	20,09%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	67 258	66 706	66 897	68 068	1 171	1,75%	810	1,20%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 702	2 460	2 337	2 471	134	5,71%	-231	-8,56%
		%	4,02%	3,69%	3,49%	3,63%	0	3,90%	0	-9,65%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	64 556	64 245	64 560	65 597	1 037	1,61%	1 041	1,61%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	64 556	64 245	64 560	65 597	1 037	1,61%	1 041	1,61%
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	184 920	186 887	183 887	192 066	8 179	4,45%	7 146	3,86%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	166 338	165 682	164 797	170 140	5 342	3,24%	3 802	2,29%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	18 582	21 205	19 090	21 926	2 836	14,86%	3 344	18,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,80%	79,17%	79,55%	79,31%	-0,002	-0,31%	-0,015	-1,85%
10	Топлинна ефективност	%	40,36%	38,90%	38,96%	39,30%	0,003	0,87%	-0,011	-2,63%
11	Електрическа ефективност	%	40,43%	40,26%	40,59%	40,01%	-0,006	-1,44%	-0,004	-1,06%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	91,80%	92,89%	94,05%	93,44%	-0,006	-0,65%	0,016	1,78%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	184	177	177	176	-1	-0,51%	-7	-3,92%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	129	132	131	131	1	0,66%	2	1,93%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	61 428	65 683	61 371	66 819	5 447	8,88%	5 391	8,78%
10.1.	гореща вода	МВтч	61 428	65 683	61 371	66 819	5 447	8,88%	5 391	8,78%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	22 768	18 472	20 785	20 531	-254	-1,22%	-2 237	-9,82%
		%	27,04%	21,95%	25,30%	23,50%	-0,02	-7,09%	-0,04	-13,08%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	22 768	18 472	20 785	20 531	-254	-1,22%	-2 237	-9,82%
		%	27,04%	21,95%	25,30%	23,50%	-0,02	-7,09%	-0,04	-13,08%
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 „Веолия Енерджи Варна" ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е 2,87% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е вследствие на завишените условно-постоянни и променливи разходи при относително близки до утвърдените от Комисията продажби на електрическата и топлина енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -3,09%, 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.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	5 972	7 255	**8 252**	1 283	2 280
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	8 897	9 069	7 902	172	-995
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**1 397**	**-62**	**33**	-1 459	-1 364
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	16 266	16 262	**16 187**	-4	-79
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	64 556	64 560	64 560		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	64 556	64 560	64 560	4	4
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	61 428	61 371	61 371		
с гореща вода	МВтч	61 428	61 371	61 371	-57	-57
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	175,94	175,94			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	137,94	137,94			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	79,89	79,89			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	27 489	27 489	27 489		
Собствен капитал	хил. лв.	11 734	11 734	11 734		
Дял на собствения капитал	%	44,25%	44,25%	44,25%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	14 785	14 785	14 785		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	8	8	8		
- кредити	хил. лв.	14 777	14 777	14 777		
Дял на привлечения капитал	%	55,75%	55,75%	55,75%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	2,94%	2,94%	2,94%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,08%	-0,23%	0,12%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**2,87%**	**-3,09%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД отчита **печалба** в размер на 170 хил. лв., докато през 2016 г., е отчетена **загуба** от 332 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 2017 г. спрямо 2016 г. с 15,85%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2017 г. спрямо 2016 г. с 12,23%.**

Общата стойност на нетекущите активи през 2017 г. е в размер на 28 411 хил. лв. и спрямо 2016 г. незначително намалява, когато е в размер на 28 542 хил. лв., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи на дружеството също намаляват през 2017 г. на 6 259 хил. лв. при 6 284 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалените наличности на паричните средства.

Собственият капитал на дружеството е увеличен през 2017 г. в размер на 11 948 хил. лв. при 11 778 хил. лв. за 2016 г., в резултат на ръст на неразпределената печалба.

Общо задълженията на дружеството през 2017 г. са в размер на 22 722 хил. лв. и са незначително намалени, тъй като за 2016 г. са 23 048 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 г., е видно, че е налице тенденция на подобряване, спрямо предходната година:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,42, 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 0,60, 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 0,53, 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 2017 г. е запазена като тази от 2016 г. и е 34% собствен капитал и 66% привлечен капитал.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за амортизации в преноса са коригирани от 743 хил. лв. на 508 хил. лв. или с 235 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 2 264 хил. лв. на 1 825 хил. лв. или с 439 хил. лв., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „комисионни за управление" е коригирана от 712 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.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 436 хил. лв. на 289 хил. лв. или със 147 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 30 000 t се умножат по реалната цена на закупуване, 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 9,236 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) – 178,45 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 178,45 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 107,80 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 80,21 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 17 065 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 641 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 194 хил. лв. и променливи – 9 447 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 27 657 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,15%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 597 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 819 MWh

<u>6. „Топлофикация Враца" ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-06-2 от 30.03.2018 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и с вх. № Е-14-06-3 от 30.03.2018

г. заявление за утвърждаване на цена на топлинна енергия с гореща вода, произведени по комбиниран начин. Към заявленията дружеството е представило 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 заявленията не са приложени одитиран годишен финансов отчет за 2017 г., доклад на независим одитор и отчетни справки по ЕССО.

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

- преференциална цена на електрическа енергия – 200,67 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94,14 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 384,55 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh.

Обосновката на дружеството на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2018 г., е следната:

Като база за изготвяне на прогнозата за формирането на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период от 01.07.2018 г. е използвана отчетната информация за 2017 г. За следващия регулаторен период дружеството не очаква влиянието на външни фактори, които да повлияят съществено върху дейността му /рязко увеличение цените на горивата, резервни части и консумативи, химикали и реагенти и аварийни ситуации, изискващи значителен паричен ресурс/. Дружеството счита, че 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. <u>Условно постоянните разходи</u>

Прогнозата на условно постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2017 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 дружеството очаква разходите за амортизации да се запазят в рамките на тези от 2017 г.*
2. *Разходите за ремонт са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Увеличението спрямо отчета за предходната година, според дружеството, се дължи на следните фактори:*

a. *Ремонтите на газовия двигател в ОЦ „Младост" до 59 999 часа, съгласно предписанието на производителя на база сключено рамково споразумение след проведена процедура по реда на Закона за обществените поръчки (ЗОП). Според дружеството 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 (приложение 1), рамково споразумение, което не обхваща аварийните ремонти, които са взети на база минал период (Приложение 2.1). Според дружеството през м. май 2019 г. предстои ремонт на 60 000 часа, като офертата е дадена в Приложение 2.2.*

b. *Предстоящ ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска" на когенератор 1 и когенератор 2, съгласно предписанието на производителя. Стойността на резервните части е посочена в приложената ремонтна програма. Самите ремонти се планира да бъдат извършени със собствени сили и средства. За обезпечаване на резервни части за планираните ремонти е проведена процедура за възлагане на поръчката по реда на ЗОП и е сключено рамково споразумение (Приложение 3)*

c. *Предстоят основни ремонти на турбокомпресорите, които според дружеството са сериозно амортизирани и състоянието им се отразява на енергийната ефективност на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. За обезпечаване на необходимите ремонти е проведена процедура за възлагане на поръчката*

по реда на ЗОП и е сключено рамково споразумение (Приложение 4).

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 2017 г., увеличени с разходите във връзка с увеличение на минималната работна заплата от 01.01.2018 г. и свързаните с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Дружеството е предвидило и увеличение на фонда във връзка с предвидено увеличение в числеността на персонала с 3 до 5 човека с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал. В размера на разходите за осигуровки е предвидено и увеличението на осигурителните проценти от началото на годината.*

4. *Разходите, пряко свързани с регулираните дейности, са прогнозирани на база постигнати такива по отчет за 2017 г. В прогнозата за следващия регулаторен период, според дружеството, тези разходи бележат намаление спрямо отчета за 2017 г. с 60 хил. лв. По съществените промени са:*

- *Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материалите за текущо поддържане са разчетени за новия ценови период на база отчетени разходи за 2017 г.. Дружеството е предвидило минимално увеличение, свързано с по-високите цени на горивата.*
- *Разходите за застраховки са без промяна спрямо отчета за 2017 г. В прогнозата за новия ценови период дружеството е заложило действителния размер на разходите съгласно сключените застрахователни полици.*
- *Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, разходите за наеми, експертни и одиторски услуги, вода, осветление и отопление, безплатна предпазна храна по Наредба 11, проверка на уреди, охрана на труда, командировки, разходи за публикации, дружеството запазва в нивата от 2017 г.*
- *Съдебните разходи са в размер, равен на отчета за 2017 г.*
- *Разходите за събрано инкасо - 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 дружеството запазва в размера, постигнат като отчет за 2017 г.*

II. <u>Променливи разходи</u>

1. *Разходите за гориво за прогнозния период 2018 г./2019 г. са изчислени на база количество гориво и утвърдената от 01.01.2018 г. цена на природния газ, увеличена с добавката за капацитет – 384.55 лв./1000 knm^3, без ДДС. В прогнозата дружеството не е предвидило използването на биомаса – дървесен, чипс и пелети от слънчогледова люспа.*

2. *Разходите за енергия, вода и консумативи като цяло дружеството запазва на нивото от 2017 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. С тази обработка дружеството цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане. В това перо дружеството не е включило 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 дружеството е предвидило минимално увеличение в размер на 16 хил. лв., свързано с предвидения режим на работа, предстоящите основни ремонти на съоръженията и преносната мрежа.*

3. *В разходите за външни услуги дружеството е включило разходите за балансиране*

и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2017 г. е заложило увеличение в размер на 6 хил. лв., което е съобразно с очаквания обем и режим на работа на съоръженията при производството на електрическа енергия.

4. *Разходите за закупуване на емисии на парникови газове, определени с Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. на КЕВР в размер на 240 хил. лв, при цена 5,22 евро/t. Дружеството счита, че към момента на изготвяне на настоящата обосновка актуалната цена е 12,00 евро/t и продължава да нараства. Дружеството счита, че разходите за закупуване на емисии на парникови газове за периода 01.07.2017 – 30.06.2018 г. са 703 хил. лв. или с 463 хил. лв. повече от утвърдените от КЕВР. За новия ценови период цената на емисиите CO_2 е определена от дружество на 19,2 евро/t.*

III. <u>Регулаторна база на активите</u>

Стойността на дълготрайните активи и размера на амортизациите в Справка №2 – „РБА" са съгласно данните по счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2017 г.

Размерът на финансиранията за дълготрайни активи е съгласно изготвения от дружеството баланс към 31.12.2017 г.

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от оперативните парични разходи за дейността без амортизациите, съгласно т.32.5. Указания-НВ, тъй като резултатът от изчислението на оборотния капитал съгласно приложената формула е отрицателна величина – (-28 хил. лв.).

IV. <u>Цени</u>

*Дружеството счита, че ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия за новия ценови период. Предвид действащата цена на топлинната енергия към настоящия момент, финансово-икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и размера на безработицата, липсата на реално работеща икономика в града и региона, дружеството предлага на Комисията да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период. В тази връзка и поради факта, че голяма част от топлинната енергия се произвежда от водогрейни котли дружеството предлага да бъде увеличена добавката към получената индивидуална цена на електрическата енергия на **65,00 лв./MWh.** Промяната ще позволи да бъде утвърдена една социално по-поносима цена на топлинната енергия за клиентите в гр. Враца.*

С писмо с вх. № Е-14-06-4 от 03.05.2018 г. дружеството е представило одитиран ГФО за 2017 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 4,06% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 3,59% 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 0,04% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 52,53% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 457,69%. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	5 352	4 779	4 915	7 497	2 582	52,53%	2 145	40,08%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	880	991	991	995	4	0,40%	115	13,07%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 658	527	572	3 190	2 618	457,69%	1 532	92,40%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 691	1 843	1 923	1 910	-13	-0,68%	219	12,95%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	276	306	374	350	-24	-6,42%	74	26,81%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	270	305	368	344	-24	-6,52%	74	27,41%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	6	1	6	6	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	847	1 112	1 055	1 052	-3	-0,28%	205	24,20%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	689	437	385	439	54	14,03%	-250	-36,28%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	350,53	380,13	384,55	4	1,16%	-5	-1,38%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00	0,00	0,00	0,00	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.	1 658	527	572	3 190	2 618	457,69%	1 532	92,40%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 557	474	536	2 571	2 035	379,66%	1 014	65,13%
I.2.	по преноса	хил. лв.	101	53	36	619	583	1619,44%	518	512,87%
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	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0				0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димения	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 2017 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2017 – Прогноза 2016 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	121 601	121 289	116 893	119 686	2 793	2,39%	-1 915	-1,58%
1.1.	гореща вода	MWh	121 601	121 289	116 893	119 686	2 793	2,39%	-1 915	-1,58%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	1 434	1 423	1 181	1 395	213	18,05%	-40	-2,76%
2.1.	гореща вода	MWh	1 434	1 423	1 181	1 395	213	18,05%	-40	-2,76%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,17%	1,16%	1,00%	1,15%	0,002	15,12%	-0,0001	-1,19%
3.1.	гореща вода	%	1,17%	1,16%	1,00%	1,15%	0,002	15,12%	-0,0001	-1,19%
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	123 035	122 712	118 074	121 080	3 006	2,55%	-1 955	-1,59%
4.1.	гореща вода	MWh	123 035	122 712	118 074	121 080	3 006	2,55%	-1 955	-1,59%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	61 590	62 395	58 143	59 192	1 049	1,80%	-2 398	-3,89%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	60 342	61 308	60 086	62 539	2 454	4,08%	2 197	3,64%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	4 346	4 113	4 091	4 272	182	4,44%	-74	-1,70%
		%	7,20%	6,71%	6,81%	6,83%	0,0002	0,34%	-0,0037	-5,15%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	55 996	57 195	55 995	58 267	2 272	4,06%	2 271	4,06%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	55 996	57 195	55 995	58 267	2 272	4,06%	2 271	4,06%
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	222 027	225 343	217 720	225 460	7 740	3,56%	3 433	1,55%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	153 853	156 429	153 609	159 829	6 220	4,05%	5 976	3,88%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	68 174	68 914	64 111	65 631	1 521	2,37%	-2 542	-3,73%
9	ОБЩА ефективност	%	78,23%	76,84%	77,36%	76,98%	-0,0038	-0,50%	-0,0125	-1,60%
10	Топлинна ефективност	%	39,01%	37,65%	38,25%	37,85%	-0,0040	-1,04%	-0,0116	-2,96%
11	Електрическа ефективност	%	39,22%	39,19%	39,12%	39,13%	0,0001	0,03%	-0,0009	-0,23%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	90,34%	90,54%	90,69%	90,19%	-0,0050	-0,55%	-0,0015	-0,17%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	152,04	153,62	155,66	156,96	1	0,84%	5	3,24%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	154,31	155,82	154,26	155,02	1	0,49%	1	0,46%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	80 746	81 856	77 403	80 179	2 776	3,59%	-567	-0,70%
10.1.	гореща вода	МВтч	80 746	81 856	77 403	80 179	2 776	3,59%	-567	-0,70%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	40 855	39 434	39 490	39 507	17	0,04%	-1 348	-3,30%
		%	33,60%	32,51%	33,78%	33,01%	-0,01	-2,29%	-0,01	-1,75%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	40 855	39 434	39 490	39 507	17	0,04%	-1 348	-3,30%
		%	33,60%	32,51%	33,78%	33,01%	-0,01	-2,29%	-0,01	-1,75%
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

НВск по отчет за ценовия период е 6,83% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е незначително по-нисък, вследствие на намалените продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е 4,92%, вследствие на завишените условно-постоянни разходи, независимо ръста на приходите от продажби спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени приходи и от нерегулирана дейност.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	5 352	5 069	**7 360**	-283	2 008
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	9 916	9 963	8 718	47	-1 198
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**818**	**801**	**618**	-16	-200
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	16 086	15 833	**16 696**	-252	610
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	55 996	55 995	55 995		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	55 996	55 995	55 995	-1	-1
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	80 746	77 403	77 403		
с гореща вода	МВтч	80 746	77 403	77 403	-3 343	-3 343
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	178,40	178,40			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	140,40	140,40			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	75,50	75,50			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	11 831	11 831	11 831		
Собствен капитал	хил. лв.	10 663	10 663	10 663		
Дял на собствения капитал	%	73,13%	73,13%	73,13%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	3 917	3 917	3 917		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	3	3	3		
- кредити	хил. лв.	3 914	3 914	3 914		
Дял на привлечения капитал	%	26,87%	26,87%	26,87%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	4,55%	4,55%	4,55%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,91%	6,77%	5,22%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**6,83%**	**4,92%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. „Топлофикация Враца“ ЕАД отчита нетна **печалба** в размер на 618 хил. лв. спрямо отчетената през 2016 г. **печалба**, в размер на 1 092 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 2017 г. нарастват спрямо предходната година с 9%;**
- **Разходите от оперативната дейност нарастват с 5,6%.**

Нетекущите активи за 2017 г. са на стойност 18 564 хил. лв., разпределени в нетекущи материални и нематериални активи, инвестиции в дъщерни, асоциирани и смесени предприятия, вземания по договори за цесия и др. Текущите активи намаляват на 4 631 хил. лв. за 2017 г. от 4 899 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените текущи търговски и други вземания.

Собственият капитал за 2017 г. е увеличен на 11 281 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е 10 663 хил. лв., като увеличението се дължи на намалената натрупана загуба от минали периоди.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,61, което от своя страна означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Дългосрочните задължения към 31.12.2017 г. са 4 893 хил. лв. и спрямо предходната година нарастват от 4 227 хил. лв., което се дължи на ръст на нетекущите финансови пасиви и нетекущите търговски и други задължения.

Наблюдава се намаление на текущите задължения към 31.12.2017 г. спрямо предходната година 2016 г. от 8 453 хил. лв. на 7 021 хил. лв. в резултат на намалените задължения към доставчици.

Общата ликвидност за 2017 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,66, което означава, 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 финансова година е 0,95. Стойността на този показател е свързан с наличието на собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните задължения.

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, може да се направи извод, че през 2017 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 2017 г. е 49% собствен капитал и 51% привлечен капитал, а за 2016 г. е 46% собствен капитал и 54% привлечени средства.

<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 190 хил. лв. на 94 хил. лв. или с 96 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма при 25 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 3 190 хил. лв. на 1 431 хил. лв. или с 1 759 хил. лв., като основните ремонти на Генератор 1 и Генератор 2 в ТЕЦ „Градска" и подмяната на тръбните участъци в топлопреносната мрежа в представената ремонтна програма по позиции и стойност, са приети като инвестиция, която ще бъде отразена в РБА през следващия ценови период, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за „Фонд сигурност на електроенергийната система" - 5%, в размер на 442 хил. лв. не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 1 239 хил. лв. на 522 хил. лв. или със 717 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 29 954 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за 2017 г. от 8,91 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" НВ на привлечения капитал е коригирана от 8,02% на 3,91% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ и т. 3 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) – 176,81 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 176,81 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 106,16 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,47 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 16 353 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 614 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 347 хил. лв. и променливи –

10 267 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 10 919 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,77%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 58 267 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 179 MWh

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

С писмо с вх. № Е-14-05-3 от 30.03.2018 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 е приложен неодитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2018 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – **230,11 лв./MWh,** с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – **46,00 лв./MWh**;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **99,89 лв./MWh**.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 491,52 лв./knm^3(с включена добавка за пренос - 105,64 лв./knm^3).

Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., е следната:

I. Условно постоянни разходи

1. Разходи за амортизации

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2017 г. са 186 хил. лв., в т. ч. 146 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 40 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период от 01.07.2018 г. са 218 хил. лв., като дружеството ги е завишило с общо с 32 хил. лв., както следва:

- Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия 36 хил. лв. /амортизация на въведения в действие през м. 01.2018 г. котел ПТ 10 с биогориво за производство на ТЕ/.

- Разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия дружеството запазва на същото равнище, както отчетените за 2017 г.

В прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. съгласно Указания-НВ. На консервираните активи не с начисляват амортизации, дружеството не предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период.

Прогнозни разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия - 178 хил. лв. в т. ч. за производство на електрическа енергия 106 хил. лв., за производство на топлинна енергия - 72 хил. лв.

В разходите за амортизации, отнесени към производството само на топлинна енергия - 72 хил. лв., са включени амортизации на котел ПТ 10 на биогориво – 27 хил. лв.

Прогнозни разходи за амортизации на ДА в „Преноса“ за новия ценови период - 40 хил. лв.

Дружеството счита, че други промени в амортизациите не се очакват, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. Разходи за ремонти

Отчетените разходи за ремонт през 2017 г. общо са 49 хил. лв., в т. ч. отнесени към производството на електрическа енергия 24 хил. лв. , към производството на топлинна енергия - 2 хил. лв., общо за двата продукта - 4 хил. лв. /текущ ремонт/ и към преноса на топлинна енергия 19 хил. лв.

Общо прогнозните разходи за ремонт са 315 хил. лв.

Дружеството прилага ремонтна програма за новия ценови период от 01.07.2018 г. и ценова оферта от производителя на когенераторите.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови период от са завишени със 120 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2017 г., поради назначаване на главен инженер от 01.03.2018 г. и на юрисконсулт от 01.02.2018 г., увеличение на заплатите на работещите в дружеството, базирано на увеличението на МРЗ с 11% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2017 г. в отрасъла по данни на НСИ.

Дружеството изпитва затруднение в набирането на персонал, поради което с повишаване на възнагражденията цели приближаване до възнаграждения в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива".

Във връзка с изменението на Наредбата за работното време, почивките и отпуските - чл. 9а, 9б (Нови - ДВ, бр. 41 от 2017 г., в сила от 01.01.2018 г.), поименните графици трябва да се изготвени така, че сборът от работните часове по графика на работника или служителя за периода, за който е установено сумираното изчисляване, да е равен на нормата за продължителност на работното време, определена по чл. 9б. Това изменение, според дружеството, налага наемането на нови работници в производството и увеличение на ФРЗ с /10 хил. лв./. Увеличението на отчетените разходи за заплати за 2017 г. в сравнение с одобрените от КЕВР за предходния ценови период е 6 хил. лв.

4. Разходи за социални и здравни осигуровки , социални разходи.

Прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период.

Социалните разходи са предвидени за подпомагане на болни работници – главно за лекарства и медицински консумативи и др. еднократни помощи.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ.

За ценовия период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са 650 хил. лв.

5.1. Горива за транспорт – 15хил. лв., завишени с 5 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2017 г., поради използване на вътрешен транспорт от дружеството за зареждане на котел ПТ 10 с дървесен чипс.

През 2017 г. същият котел почти не е работил – доказателство е малкият разход на биогориво в отчета за 2017 г.

5.2. Материали за текущо поддържане – 33 хил. лв.

Разходите включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, свещи и др. Завишени са с 19 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2017 г., поради големият разход на масло за когенератора.

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. Дружеството счита,че липсата на финансови средства за основни ремонти и инвестиции в мрежата изисква повече средства за текуща поддръжка.

5.3. Въоръжена и противопожарна охрана – Отчетените разходи за въоръжена и противопожарна охрана са значително намалени, поради прекратяване на договора за охрана. Предстои сключване на нов договор за охрана за предстоящия ценови период.

5.4. Разходите за наем включват:

1. Наем на „Газов генераторен комплект № 7 – 5027 /когенератор/" съгласно Договор за наем на движимо имущество от 05.01.2015 г. с „Топлофикация Бургас" ЕАД - дружеството е приложило договора.

2. Наем на Телехендер „MANITU" /телескопичен манипулатор / съгласно Договор от 01.02.2010 г. с „МИНА Станянци" АД гр. София. Използва се от дружеството да зарежда биогориво в котлите и като вътрешнозаводски транспорт.

5.5. Безплатна храна съгласно нормативен акт – Безплатна храна за работниците по Наредба 11 – завишена с 3 хил. лева поради назначаване н нови работници и служители.

5.6. Разходи за екология - 8 хил. лв. включват:

Верификация на 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.

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 – 491,52 лв./knm^3 без ДДС и акциз /352,65 лв.+6,59+99,05 лв.+4,61+28,62/ за „Овергаз Север" АД, който е доставчик на природен газ за „Топлофикация ВТ" АД.

Разходи за вода

Отчетените разходи за вода в производство за 2017 г. са 259 х.лв.

За ценовия период от 01.07.2018 г. разходите за вода са завишени с 11 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.

Разходите за акциз за 2017 г. са 196 хил. лв.

Дружеството е приложило справка за начисленият акциз на природния газ за 2017 г.

През ценовия период 01.07.2018 г.- 30.06.2019 г. разходите за акциз са 179 хил. лв., намалението се дължи на намаленото количество природен газ за новия ценови период.

„Топлофикация ВТ" АД не е лицензирано по ЗЕ като производител на електрическа енергия, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW, поради което дружеството плаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия.

Примерна стойност на добавката съгласно чл. 33, ал. 3 от ЗЕ за новия ценови период – 46 лв./MWh.

IV. Разходи за закупуване на емисии парникови газове (CO_2)

През 2018 г. „Топлофикация ВТ" АД планира да закупи емисии парникови газове 9 331 t. В отчета за 2017 г. е отчетен разход за закупуване на емисии от 219 хил. лв.

С Решение № Ц -18 от 01.07.2017 г. е утвърден разход за закупуване на емисии в размер 27 хил. лв.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид в размер на 413 хил. лв., които влизат в разходната част за новия ценови период са определени по цена 12 евро/t на реално закупените емисии през 2018 г. и 10,4 евро/t, отразяващи непризнатия разход от 192 хил. лв. в ценовия период.

V. Норма на възвращаемост на привлечения капитал

Средната норма на възвращаемост на привлеченият капитал е 7,40%.

Поради забавените плащания за топлинна енергия от битови, бюджетни, общински абонати „Топлофикация ВТ" АД изпитва затруднение 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, който дружеството купува от „ Овергаз Север" ЕАД – със 105,64 лв./knm^3, без ДДС.

Това налага дружеството да ползва 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.

VI. Регулаторна база на активите

1. При определяне на признатата стойност на активите за базисната година дружеството приема предходната календарна година – 2017 г.

Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2017 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

В признатата стойност на активите към 31.12.2017г. не са включени:

а) Активи, несвързани с лицензионната дейност /социални дейности/

б) Активи отдадени под наем

в) Консервирани дълготрайни материални активи

г) Активи, придобити чрез финансиране

Финансирането на ДА е с различен % при отделните активи и е част от отчетната стойност на актива.

д) Лек автомобил

2. Разпределение на дълготрайните активи между комбинирано и разделно производство.

Разпределението е извършено в зависимост от дела (%) на участие в производствения процес на двата продукта – електрическа и топлинна енергия.

Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ /котли, помпи, резервоари и др./ дружеството е отнесло към производството на топлинна енергия.

3. Разпределение на дълготрайните активи при производството между електрическа и топлинна енергия.

Според дружеството 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 инсталираната мощност:

- 2,8 MW електрическа - 48%

- 3,1 MW топлинна - 52%

Отчетната стойност на всички останали активи в производството дружеството е отнесло към топлинната енергия.

4. Разпределението на дълготрайните активи между производството на двата продукта и преноса на топлинна енергия дружеството извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете лицензирани дейности се отнасят.

VII. ОБОРОТЕН КАПИТАЛ

Оборотният капитал е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За предходния ценови период дружеството отчита с 5,97% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 8,76% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 58,66%, прогнозните за новия ценови период са 40,14%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 36,46% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт със 452,63%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период повишение на общата стойност на инвестиционните разходи с 242,86%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 463	1 273	1 363	1 860	497	36,46%	397	27,14%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	251	186	195	218	23	11,79%	-33	-13,15%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	260	49	57	315	258	452,63%	55	21,15%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	448	454	486	574	88	18,11%	126	28,13%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	90	86	87	103	16	18,39%	13	14,44%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	86	86	87	101	14	16,09%	15	17,44%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	4	0		2	2	0,00%	-2	-50,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	414	498	538	650	112	20,82%	236	57,00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	284	290	287	355	68	23,69%	71	25,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	491,32	445,15	485,94	491,52	6	1,15%	0	0,04%
III.	Цена на биомаса	лв./t	120,00	86,20	109,42	115,00	6	5,10%	-5	-4,17%

№	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.	260	49	67	315	248	370,15%	55	21,15%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	260	30	42	290	248	590,48%	30	11,54%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	19	25	25	0	0,00%	25	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	120	12	35	120	85	242,86%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	100	8	25	100	75	300,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	20	4	10	20	10	100,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	37 150	43 936	43 952	33 010	-10 942	-24,90%	-4 140	-11,14%
1.1.	гореща вода	MWh	37 150	43 936	43 952	33 010	-10 942	-24,90%	-4 140	-11,14%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	4 700	723	686	517	-169	-24,64%	-4 183	-89,00%
2.1.	гореща вода	MWh	4 700	723	686	517	-169	-24,64%	-4 183	-89,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	11,23%	1,62%	1,54%	1,54%	0,00	0,34%	-0,097	-86,27%
3.1.	гореща вода	%	11,23%	1,62%	1,54%	1,54%	0,00	0,34%	-0,097	-86,27%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,000	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	41 850	44 659	44 638	33 527	-11 111	-24,89%	-8 323	-19,89%
4.1.	гореща вода	MWh	41 850	44 659	44 638	33 527	-11 111	-24,89%	-8 323	-19,89%
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	13 150	20 823	18 864	8 647	-10 217	-54,16%	-4 503	-34,24%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	22 500	20 576	22 008	23 100	1 092	4,96%	600	2,67%
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	22 500	20 576	22 008	23 100	1 092	4,96%	600	2,67%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	20 100	18 752	20 100	21 300	1 200	5,97%	1 200	5,97%
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	2 400	1 824	1 908	1 800	-108	-5,66%	-600	-25,00%
		%	10,67%	8,86%	8,67%	7,79%	0	-10,12%	0	-26,95%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	79 351	80 498	83 522	73 246	-10 276	-12,30%	-6 105	-7,69%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	58 368	57 281	61 922	62 409	487	0,79%	4 041	6,92%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	20 983	23 217	21 600	10 837	-10 763	-49,83%	-10 146	-48,35%
9	ОБЩА ефективност	%	79,67%	76,27%	76,06%	76,05%	0,000	-0,01%	-0,036	-4,54%
10	Топлинна ефективност	%	41,12%	40,35%	40,51%	39,04%	-0,015	-3,65%	-0,021	-5,06%
11	Електрическа ефективност	%	38,55%	35,92%	35,54%	37,01%	0,015	4,14%	-0,015	-3,98%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	62,67%	89,69%	87,34%	79,79%	-0,075	-8,64%	0,171	27,32%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	166	167	169	198	29	17,16%	32	19,27%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	173	152	150	124	-26	-17,33%	-49	-28,16%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	23 900	19 421	18 168	19 760	1 592	8,76%	-4 140	-17,32%
10.1.	гореща вода	МВтч	19 200	19 421	18 168	19 760	1 592	8,76%	560	2,92%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	13 250	24 515	25 784	13 250	-12 534	-48,61%	0,000	0,00%
		%	35,67%	55,80%	58,66%	40,14%	-0,185	-31,58%	0,045	12,54%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	13 250	24 515	25 784	13 250	-12 534	-48,61%	0,000	0,00%
		%	35,67%	55,80%	58,66%	40,14%	-0,185	-31,58%	0,045	12,54%
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	4 700	0	0	0	0	0,00%	-4 700	-100,00%
	гореща вода	MWh	4 700				0	0,00%	-4 700	-100,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация ВТ" АД

НВск по отчет за ценовия период е -333850,78% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите разходи при условията на намалени продажби от топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е в размер на 179082,91% в резултат на реализираните от дружеството други приходи.

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.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 463	1 363	**2 076**	-100	613
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	4 565	5 161	4 434	596	-131
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**74**	**-1 097**	**623**	-1 171	549
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	6 102	5 427	**7 133**	-675	1 031
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	20 100	20 100	20 100		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	20 100	20 100	20 100	0	0
некомбинирана електрическа енергия	МВтч		0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	19 200	18 168	18 168		
с гореща вода	МВтч	19 200	18 168	18 168	-1 032	-1 032
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	191,51	191,51			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	145,51	145,51			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	86,81	86,81			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	1 626	1 626	1 626		
Собствен капитал	хил. лв.	1	1	1		
Дял на собствения капитал	%	0,02%	0,02%	0,02%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	5 892	5 892	5 892		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	5 892	5 892	5 892		
Дял на привлечения капитал	%	99,98%	99,98%	99,98%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	4,55%	4,55%	4,55%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	4,55%	-67,50%	38,31%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-333850,78%**	**179082,91%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „Топлофикация ВТ" АД за 2017 г. отчита **печалба** в размер на 571 хил. лв. спрямо 2016 г., когато отчита **загуба** в размер на 667 хил. лв. Подобряването на финансовия резултат се дължи на по-големия темп на нарастване на общите приходи, вследствие на значителния ръст на другите приходи, пред този на общите разходи през 2017 г. спрямо 2016 г.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 1,09%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. със 7,4%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. и са в размер на 2 800 хил. лв. спрямо 2016 г., когато са в размер на 3 023 хил. лв., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на машини, производствено оборудване и апаратура, съоръжения и други.

Текущите активи на дружеството нарастват през 2017 г. и са в размер на 17 734 хил. лв. при 1 320 хил. лв. за 2016 г., в резултат на значителния ръст на другите вземания през 2017 г. в размер на 16 743 хил. лв., като включват вземания по цесии 16 493 хил. лв., съдебни вземания от продадена топлинна енергия 212 хил. лв. спрямо 342 хил. лв. за 2016 г.

Собственият капитал на дружество и през 2017 г. е отрицателна величина в размер на

3 965 хил. лв., която се намалява спрямо 2016 г., когато е в размер на 4 536 хил. лв., в резултат на натрупаната непокрита загуба от минали години.

Общо задълженията на дружеството нарастват през 2017 г. в размер на 24 423 хил. лв. при 8 774 хил. лв. за 2016 г., основно от увеличените други задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2017 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита загуба в размер на 669 хил. лв. при отчетена печалба в размер на 168 хил. лв. за 2016 г., от дейността „пренос и реализация на топлинна енергия“ дружеството също отчита загуба през 2017 г. в размер на 568 хил. лв. при отчетена печалба в размер на 514 хил. лв. за 2016 г.

През 2017 г. общо от регулираната дейност дружеството има дългосрочни задължения, от които с най-голям относителен дял са дългосрочните задължения към финансови институции в размер на 3 171 хил. лв., а в структурата на краткосрочните задължения с най-голям относителен дял са другите краткосрочни задължения в размер на 4 778 хил. лв., последвани от задълженията към клиенти и доставчици в размер на 1 567 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2017 г., както и в края на 2016 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:

- общите разходи за ремонт са коригирани от 3 190 хил. лв. на 1 431 хил. лв. или с 1 759 хил. лв., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 574 хил. лв. на 494 хил. лв., или с 80 хил. лв., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 242 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.

- разходните позиции – „Разходи за вода“, „Разходи за закупена енергия“, „Консумативи (химикали, реагенти)“ са коригирани от 491 хил.лв. на 368 хил.лв., или със 123 хил.лв., като са приведени до отчетените стойности през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 413 хил. лв. на 163 хил. лв. или с 250 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 9 331 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за 2017 г. от 8,91 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“ НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,40% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ във водогрейната част на централата е коригиран с 90 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия до средните нива за подобни инсталации, в съответствие с т. 5 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 13 250 MWh (40,14%) на 11 750 MWh (35,60%), или с 1 500 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) – 191,29 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 191,29 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 86,56 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 5 915 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 855 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 383 хил. лв. и променливи – 4 472 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 526 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 21 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 260 MWh

<u>8. „Топлофикация-Разград“ ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-16-2 от 30.03.2018 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 отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтна и инвестиционна програми.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2018 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 180,60 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 134,60 лв./MWh;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh,

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 97,98 лв./MWh.

Така предложените цени на енергия са изчислени при цена на природен газ в размер на 491,52 лв./knm^3.

Обосновката на „Топлофикация Разград“ ЕАД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., е следната:

Годишните разходи са планирани като функция от разходите, реализирани през 2017 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, свързана с произведената 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 както следва: разходи за производство на топлинна и електрическа енергия; разходи за пренос и реализация на топлинна енергия.

Условно постоянни разходи са разделени по основни направления:

Разходите за амортизации са съобразени с амортизуемите активи и е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи.

Разходи за ремонт са планирани съгласно техническите изискванията за ремонт на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и реализираните разходи за ремонт през 2017 г.

Разходите за заплати и възнаграждения са планирани на база отчетените такива за 2017 г. като за новия период е предвидено минимално увеличение, дължащо се на предстоящо пенсиониране на двама служители на дружеството и съответно изплащане на обезщетения за пенсионирането им. Начисленията 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.

Дружеството планира намаление на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, спрямо отчетените такива с 9% . Намалението се дължи на предвидена икономия от абонаментно поддържане в размер на 24% (53 хил. лв.). Всички останали условно постоянни разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, дружеството планира на база постигнатите разходи през 2017 г.

Разходи, свързани с нерегулираната дейност, са планирани на база постигнатите разходи през 2017 г., като е предвидена икономия. Дружеството не планира приходи от присъединяване, услуги и топлоносител.

Променливи разходи, свързани с разходи за гориво за комбинирано производство:

Разходите за гориво за комбинирано производство на електрическа енергия са формирани на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на електрическа енергия. Цената на природния газ, заплащана от дружеството в размер на 491,52 лв./knm^3 и включва цена за природен газ в размер на 352,65 лв./knm^3, цена за пренос 4,61 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 28,62 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 от 17.08.2017 г.).

Разходите за консумативи, вода, за закупена енергия и за външни услуги са планирани на база годишните разходи за 2017 г.

Акцизът на природния газ дружеството формира на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

Акциз на въглищата за производство на топлинна енергия дружеството не планира.

Разходите за емисии парникови газове (CO2) са планирани като произведение от количеството емисии на парникови газове, необходимо за закупуване (с приспаднат брой безплатни квоти) и тяхната борсова цена.

Дружеството заявява, че добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е прогнозирана в размер на 46 лв./MWh, като се реферира към решение № Ц-18 от 30.06.2017 г. и договора за разпределение на природен газ с „Овергаз Мрежи“ АД.

При отчитане и планиране на разходите, не са взети предвид разходите, съгласно чл.36е, ал. 4 от ЗЕ, представляващи ежемесечните вноски към Фонд „Сигурност на електроенергийната система, който за 2017 г. са в размер на приблизително 113 хил. лв., разходите за неустойки, свързани с неизпълнение на сключените договори, разходите за отписване на вземания, разходите за нерегулирана дейност, разходи за дялово разпределение и други. Общият размер на разходите, отчетени като разходи за нерегулирана дейности, ненамиращи отражение в цените на енергия на дружеството, са в размер на 502 хил. лв.

„Топлофикация-Разград“ ЕАД заявява, че годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2017 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност.

„Топлофикация Разград“ ЕАД информира, че дейността му не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

С писмо с изх. № Е-14-16-2 от 19.04.2018 г. от „Топлофикация Разград“ ЕАД на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Инвестиционна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

2. Ремонтна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

3. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г., както и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г. Приложението се намира на следния линк: http://www.dker.bg/bg/za-kevr/normativka-baza/ukazaniya.html;

4. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

5. Заверена и подписана обосновка за формиране на разходите на дружеството за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., съгласно т. 2.8 от писмо с изх. № ТР-Д-110 от 30.03.2018 г.

С писмо с вх. № Е-14-16-2 от 02.05.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 9,07% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са със 7,42% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 6,91% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,74% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 29,27%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 40,40%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 517	1 628	1 520	1 592	72	4,74%	75	4,94%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	327	326	321	319	-2	-0,62%	-8	-2,45%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	44	106	82	106	24	29,27%	62	140,91%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	459	480	480	498	18	3,75%	39	8,50%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	120	119	119	125	6	5,04%	5	4,17%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	81	88	88	91	3	3,41%	10	12,35%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	39	31	31	34	3	9,68%	-5	-12,82%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	567	597	518	544	26	5,02%	-23	-4,06%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	322	565	486	512	26	5,35%	190	59,01%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	439	488	492	4	0,81%	102	26,05%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				0	0,00%	0	0,00%

№	Ремонти и Инвестиции	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.	Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	44	106	82	106	24	29,27%	62	140,91%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	26	100	76	100	24	31,58%	74	284,62%
I.2.	по преноса	хил. лв.	18	6	6	6	0	0,00%	-12	-66,67%
II.	Инвестиции ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	148	99	99	59	-40	-40,40%	-89	-60,14%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	77	57	57	30	-27	-47,37%	-47	-61,04%
II.2.	по преноса	хил. лв.	71	42	42	29	-13	-30,95%	-42	-59,15%

№	Наименование	Димения	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	34 320	34 683	33 181	34 320	1 139	3,43%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	34 320	34 683	33 181	34 320	1 139	3,43%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	800	675	645	800	155	24,03%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	800	675	645	800	155	24,03%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,28%	1,91%	1,91%	2,28%	0,004	19,46%	0,000	0,00%
3.1.	гореща вода	%	2,28%	1,91%	1,91%	2,28%	0,004	19,46%	0,000	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	35 120	35 358	33 826	35 120	1 294	3,83%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	35 120	35 358	33 826	35 120	1 294	3,83%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	19 163	19 444	18 367	19 163	796	4,33%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	17 640	16 417	16 284	17 640	1 356	8,32%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 340	1 422	1 340	1 340	-0,42	-0,03%	0	0,00%
		%	7,60%	8,66%	8,23%	7,60%	-0,01	-7,71%	0,000	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	16 300	14 995	14 944	16 300	1 356	9,07%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	16 300	14 995	14 944	16 300	1 356	9,07%	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	61 779	61 822	60 383	65 328	4 945	8,19%	3 549	5,75%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	40 962	40 937	40 970	43 744	2 774	6,77%	2 782	6,79%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	20 817	20 886	19 413	21 584	2 171	11,19%	767	3,69%
9	ОБЩА ефективност	%	80,07%	77,33%	75,90%	74,97%	-0,009	-1,23%	-0,051	-6,36%
10	Топлинна ефективност	%	37,00%	37,23%	36,16%	34,65%	-0,015	-4,17%	-0,024	-6,36%
11	Електрическа ефективност	%	43,06%	40,10%	39,75%	40,33%	0,006	1,46%	-0,027	-6,36%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	92,06%	93,10%	94,61%	88,78%	-0,058	-6,16%	-0,033	-3,56%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	138	148	153	151	-2	-1,34%	13	9,46%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	156	155	155	162	8	4,85%	7	4,18%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	25 720	25 661	23 943	25 720	1 777	7,42%	0	0,00%
10.1.	гореща вода	МВтч	25 720	25 661	23 943	25 720	1 777	7,42%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	8 600	9 022	9 238	8 600	-638	-6,91%	0	0,00%
		%	25,06%	26,01%	27,84%	25,06%	-0,028	-10,00%	0,000	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	8 600	9 022	9 238	8 600	-638	-6,91%	0	0,00%
		%	25,06%	26,01%	27,84%	25,06%	-0,028	-10,00%	0,000	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 „Топлофикация Разград“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -60,04% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите разходи при условията на спад на продажбите на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е -116,36%, и се дължи на по-високите разходи спрямо утвърдените от Комисията тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димения	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 517	1 520	**2 342**	3	825
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	2 809	3 381	3 044	572	235
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**177**	**-746**	**-1 350**	-923	-1 527
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	4 503	4 155	**4 036**	-348	-467
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	16 300	14 944	14 944		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	16 300	14 944	14 944	-1 356	-1 356
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	25 720	23 943	23 943		
с гореща вода	МВтч	25 720	23 943	23 943	-1 777	-1 777
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	159,54	159,54			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	121,54	121,54			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	73,96	73,96			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	3 209	3 209	3 209		
Собствен капитал	хил. лв.	727	727	727		
Дял на собствения капитал	%	30,08%	30,08%	30,08%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	1 690	1 690	1 690		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	1 690	1 690	1 690		
Дял на привлечения капитал	%	69,92%	69,92%	69,92%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	4,55%	4,55%	4,55%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,52%	-23,25%	-42,07%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-60,04%**	**-116,36%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „Топлофикация Разград” ЕАД за 2017 г. е отрицателна стойност в размер на 1 353 хил. лв., формиран от **загуба** в размер на 1 350 хил. лв. и преоценки на задължение по планове с дефинирани доходи в размер на 3 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е също отрицателен в размер на 96 хил. лв., формиран от **загуба** от 96 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 2017 г. спрямо 2016 г. с 3,55%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2017 г., спрямо 2016 г. с 18,95%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. и са в размер на 2 575 хил. лв. спрямо 2016 г., когато са в размер на 2 810 хил. лв., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини, съоръжения и оборудване.

Текущите активи също намаляват през 2017 г. на 2 005 хил. лв. от 2 050 хил. лв. през 2016 г., основно от намалените текущи търговски и други вземания.

Собственият капитал на дружеството е отрицателна величина за 2017 г. в размер на 627 хил. лв. в резултат на натрупаните непокрити загуби от минали години и отрицателния текущ финансов резултат, докато за 2016 г. е положителна величина в размер на 727 хил. лв.

Нетекущите пасиви на дружеството намаляват през 2017 г. на 426 хил. лв. спрямо 2016 г., когато са в размер на 736 хил. лв., в резултат на намалените други нетекущи финансови

пасиви.

Текущите пасиви се увеличават през 2017 г. и са в размер на 4 781 хил. лв. спрямо 2016 г., когато са в размер на 3 397 хил. лв., основно от увеличените текущи търговски и други задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2017 г. от регулираната дейност има дългосрочни задължения, от които с най-голям относителен дял са дългосрочните задължения към финансови институции в размер на 378 хил. лв., а в структурата на краткосрочните задължения с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в размер на 3 568 хил. лв., които нарастват с около 58 % спрямо предходната година.

Образуване на цените

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

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ НВ на привлечения капитал е коригирана от 5,57% на 3,91% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход;

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ разходът на природен газ в централата е коригиран с 250 knm^3, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до нивото на отчетените стойности за ефективност през 2017 г., в съответствие с т. 5 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) – 184,73 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 184,73 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 74,96 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 5 314 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 193 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 592 хил. лв. и променливи – 3 601 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 090 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,91%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 16 300 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 25 720 MWh

9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД” ЕООД, гр. Пловдив

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 2017 г. и отчетна информация за 2017 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;

Цени 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 102,43% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 42,73% 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 намаление на общата стойност на УПР с 40% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на намалените разходи за амортизации с 44,44% и разходите за ремонт с 43,75%. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	294	190	205	123	-82	-40,00%	-171	-58,16%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	85	12	18	10	-8	-44,44%	-75	-88,24%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	40	153	160	90	-70	-43,75%	50	125,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	52	21	22	20	-2	-9,09%	-32	-61,54%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	52	4	5	3	-2	-40,00%	-49	-94,23%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	42	4	5	3	-2	-40,00%	-39	-92,86%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	10				0	0,00%	-10	-100,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	65				0	0,00%	-65	-100,00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	19	13	15	15	0	0,00%	-4	-21,05%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94				0	0,00%	-390	-100,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	40	153	153	90	-63	-41,18%	50	125,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	40	153	153	90	-63	-41,18%	50	125,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	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	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0				0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	2 496	2 384	1 272	2 496	1 224	96,23%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	2 496	2 384	1 272	2 496	1 224	96,23%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	256	445	308	256	-52	-16,88%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	256	445	308	256	-52	-16,88%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	9,30%	15,73%	19,49%	9,30%	-0,102	-52,28%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	9,30%	15,73%	19,49%	9,30%	-10,2%	-52,28%	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	2 829	1 580	2 752	1 172	74,18%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	2 752	2 829	1 580	2 752	1 172	74,18%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		245	245		-245	-100,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	1 997	1 804	993	1 997	1 004	101,11%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	161	178	86	161	75	87,21%	0	0,00%
		%	8,06%	9,87%	8,66%	8,06%	-0,01	-6,91%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 836	1 626	907	1 836	929	102,43%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 836	1 626	907	1 836	929	102,43%	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	5 612				0	0,00%	-5 612	-100,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	5 612				0	0,00%	-5 612	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	44,48%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	35,58%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	220				0	0,00%	-220	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	114				0	0,00%	-114	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	2 084	1 630	1 149	1 640	491	42,73%	-444	-21,31%
10.1.	гореща вода	МВтч	2 084	1 185	841	1 384	543	64,57%	-700	-33,59%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	412	1 076	123	856	733	595,93%	444	107,77%
		%	16,51%	45,13%	9,67%	34,29%	0,246	254,66%	0,178	107,77%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	412	1 076	123	856	733	595,93%	444	107,77%
		%	16,51%	45,13%	9,67%	34,29%	0,246	254,66%	0,178	107,77%
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	445	308	256	-52	-16,88%	256	0,00%
	гореща вода	MWh		445	308	256	-52	-16,88%	256	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

„Юлико Евротрейд“ ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2017 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 7 хил. лв., която намалява спрямо 2016 г., когато е в размер на 28 хил. лв.

Общата стойност на нетекущите активи нараства през 2017 г. в размер на 2 708 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е в размер на 2 500 хил. лв., вследствие на увеличените дълготрайни материални активи в частта на машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи намаляват през 2017 г. в размер на 603 хил. лв. от 1 316 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалените вземания от клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2017 г. в размер на 1 158 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е в размер на 1 185 хил. лв., в резултат на намаленият текущ финансов резултат.

Общо задълженията на дружеството намаляват през 2017 г. в размер на 2 161 хил. лв. при 2 660 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените задължения към доставчици.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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, въпреки високата обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

Образуване на цените

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

- разходните позиции „разходите за заплати и възнаграждения“ и „Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство“ са коригирани до нивото на отчетените през 2017 година, 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“ НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,92% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 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 462 MWh (18,51%), или с 650 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) – 267,85 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 267,85 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,16 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 826 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 789 хил. лв., от които условно-постоянни – 431 хил. лв. и променливи – 358 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 950 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,92%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 836 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 2 034 MWh

10. „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“

С писмо с вх. № Е-15-57-8 от 30.03.2018 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.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2018 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – **266,56 лв./MWh,** с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – **46,00 лв./MWh**;

- индивидуална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – **220,56 лв./MWh;**

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **152,56 лв./MWh**.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 534,98 лв./knm^3.

Обосновката на „Овергаз мрежи“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е следната:

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2017 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.

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 когенераторната инсталация и реализираните разходи на дружеството за ремонт през 2017 г.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Включват разходите за заплати на персонала зает в съответната дейност - планирани са на нивото на 2016 г. През 2017 г. за 4,5 месеца в дружеството е имало свободно щатно място.

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 2017 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; наеми; проверка на уреди; разходи за транспорт; 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.

Дружеството не планира реализирането на разходи в следните направления: горива за автотранспорт; работно облекло; абонаментно поддържане; 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 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 534,98 лв./knm^{3}и включва цена за природен газ в размер на 352,65 лв./knm^3, цена за пренос 4,61 лв./knm^3, цена за достъп до газопреносната мрежа 28.62 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 на КЕВР № Ц-16 от 17.08.2017 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.

Разходи за закупена енергия се формира на база постигнатите разходи за 2017 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.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 13,71% по-ниски количества на произведената електрическа и по-високи със 7,62% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 11,12% по-ниски, а за топлинна енергия с гореща вода са с 15,32% по- ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,87% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 14,67%. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	191	224	224	235	11	4,87%	43	22,74%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	35	37	37	37	0	-0,29%	2	5,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	11	38	38	38	0	0,00%	27	246,56%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	86	75	75	86	11	14,67%	0	0,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	23	24	24	24	0	0,00%	0	1,13%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	18	16	16	16	0	0,00%	-2	-11,11%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	5	8	8	8	0	0,00%	2	43,19%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	36	50	50	50	0	0,00%	14	39,81%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	25	40	41	40	-1	-2,42%	15	61,33%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	513	503	529	535	6	1,09%	22	4,26%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	11	38	38	38	0	0,00%	27	246,56%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	11	23	23	23	0	0,00%	12	109,64%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	15	15	15	0	0,00%	15	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 01.07.2017 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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	1 873	2 011	1 932	1 790	-142	-7,34%	-83	-4,43%
1.1.	гореща вода	MWh	1 873	2 011	1 932	1 790	-142	-7,34%	-83	-4,43%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	7	7	10	4	-6	-62,00%	-3	-46,85%
2.1.	гореща вода	MWh	7	7	10	4	-6	-62,00%	-3	-46,85%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,38%	0,35%	0,52%	0,21%	-0,003	-58,87%	-0,002	-44,29%
3.1.	гореща вода	%	0,38%	0,35%	0,52%	0,21%	-0,003	-58,87%	-0,002	-44,29%
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	1 880	2 018	1 942	1 794	-148	-7,62%	-86	-4,59%
4.1.	гореща вода	MWh	1 880	2 018	1 942	1 794	-148	-7,62%	-86	-4,59%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	386	594	594	327	-267	-44,96%	-59	-15,37%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	1 137	1 048	1 000	1 137	137	13,71%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	42	96	67	100	33	49,89%	58	139,08%
		%	3,69%	9,15%	6,70%	8,83%	0,021	31,81%	0,051	139,08%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 095	952	933	1 037	104	11,12%	-58	-5,33%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 095	952	933	1 037	104	11,12%	-58	-5,33%
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	3 601	3 557	3 445	3 747	302	8,78%	146	4,05%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	3 171	2 907	2 794	3 146	352	12,60%	-26	-0,81%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	430	650	651	601	-50	-7,62%	171	39,87%
9	ОБЩА ефективност	%	82,74%	84,80%	83,68%	82,66%	-0,010	-1,22%	-0,001	-0,09%
10	Топлинна ефективност	%	46,88%	48,76%	47,89%	46,51%	-0,014	-2,88%	-0,004	-0,79%
11	Електрическа ефективност	%	35,85%	36,04%	35,79%	36,14%	0,004	0,99%	0,003	0,81%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	89,83%	91,40%	91,23%	54,36%	-0,369	-40,42%	-0,355	-39,49%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	184	176	174	185	11	6,60%	1	0,54%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	129	134	135	150	15	10,92%	21	16,63%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	1 685	1 393	1 357	1 565	208	15,32%	-120	-7,12%
10.1.	гореща вода	МВтч	1 685	1 393	1 357	1 565	208	15,32%	-120	-7,12%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	188	618	575	225	-350	-60,85%	37	19,68%
		%	10,04%	30,72%	29,75%	12,57%	-0,172	-57,75%	0,025	25,23%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	188	618	575	225	-350	-60,85%	37	19,68%
		%	10,04%	30,72%	29,75%	12,57%	-0,172	-57,75%	0,025	25,23%
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	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Овергаз мрежи” АД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Овергаз мрежи" АД - ЛОЦ „Овча купел"

НВск по отчет за ценовия период е -5,57% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните разходи при условията на намалени 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 ЕССО, е отрицателна величина в размер на -3,24%, намалена спрямо утвърдената, вследствие на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия при ръст на условно-постоянните разходи.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ЕССО за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	191	224	**236**	33	45
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	207	203	157	-4	-50
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**50**	**-46**	**-27**	-97	-77
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	448	381	**366**	-68	-82
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	1 095	933	933		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	1 095	933	933	-162	-162
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	1 685	1 357	1 357		
с гореща вода	МВтч	1 685	1 357	1 357	-328	-328
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	255,91	255,91			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	209,91	209,91			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	104,45	104,45			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	751	751	751		
Собствен капитал	хил. лв.	706	706	706		
Дял на собствения капитал	%	100,00%	100,00%	100,00%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	0	0	0		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	0	0	0		
Дял на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	0,00%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	0,00%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,67%	-6,19%	-3,60%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**6,00%**	**-5,57%**	**-3,24%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран неконсолидиран годишен финансов отчет на „Овергаз мрежи" АД за 2017 г. общият всеобхватен доход на дружеството е 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. За предходната година общият всеобхватен доход е формиран от **печалба** в размер на 14 283 хил. лв., без реализиране на друг всеобхватен доход.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, но 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 2017 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, отнасяща се за ЛОЦ „Овча купел", от които е видно, че през 2017 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" отчита печалба от 74 хил. лв. и от дейността „пренос на топлинна енергия" загуба от 101 хил. лв. или общо от регулираната дейност финансовият резултат е загуба от 27 хил. лв. при загуба за предходната година в размер на 23 хил. лв.

От анализа на данните могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на топлинна и електрическа енергия нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 0,55%;**

- **Общите разходи за оперативната регулирана дейност също нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 1,55%.**

Активите в регулираната дейност за 2017 т. са на стойност, както следва: нетекущи активи 670 хил. лв. и текущи активи 25 хил. лв., основно от вземания от клиенти и доставчици или общо 695 хил. лв., докато за регулираната дейност дружеството не е посочило наличие на задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 55% собствен капитал и 45% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 54% собствен капитал и 46% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 37 хил. лв. на 24 хил. лв. или с 13 хил. лв., в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „информационно обслужване" е коригирана от 14 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 14 хил. 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.

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

3. В справка № 5 „ТИП в преноса" технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за регулаторни цели са коригирани до нивото на разходите на пряко присъединените потребители, в съответствие с т. 6 от общия подход.

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) – 272,62 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 272,62 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 100,99 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 446 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 390 хил. лв., от които условно-постоянни – 197 хил. лв. и променливи 194 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 716 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 933 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 897 MWh

11. „Топлофикация Русе" ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-09-5 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 прогнозна и отчетна информация, съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията.

Допълнително с писмо с вх. № Е-14-09-5 от 03.04.2018 г. дружеството е представило копия на договори: за доставка на въглища и природен газ, за покупко-продажба на електрическа енергия, за транспорт на въглища, за пристанищни услуги; фактури за доставка на въглища; копие от публикация на цените на топлинната енергия; електронен носител на информацията от заявлението, както и на информацията за публикуване.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2018 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 205,40 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „пара“ – 93,60 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 77,41 лв./MWh, с добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на:

- природен газ – 472,00 лв./knm^3 при калоричност 8 168 kcal/knm^3;
- въглища – 221,03 лв./t при калоричност 5 913 kcal/kg;
- мазут – 801,33 лв./t при калоричност 9 756 kcal/kg;
- 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., както следва:

Производствени показатели

Като базова година при планиране на цените от 01.07.2018 г.са използвани данните от 2017 г., като са актуализирани, както следва:

1. През август 2017 г. „Топлофикация Русе“ ЕАД е била в престой във връзка с извършване на неотложни ремонтни дейности. За новия ценови период от 01.07.2018 г. не се планира толкова продължителен престой на цялото оборудване, в съответствие с което дружеството планира увеличение на произведените електрическа и топлинна енергия спрямо 2017 г. с 6%.

2.През 2017 г. количеството на произведената от „Топлофикация Русе“ ЕАД нетна електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), удостоверено със сертификати за произход е 202 594 MWh. По преференциална цена са продадени 190 684 MWh, в т.ч 171 234 MWh на обществения доставчик и 19 450 MWh на крайния снабдител. Част от електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) през 2017 г. е реализирана на свободния пазар. За новия ценови период дружеството предлага да бъдат утвърдени 215 000 MWh електрическа енергия за продажба по преференциална цена, което съответства на увеличената продължителност на работа на централата и по-големия обем на продажбите на топлинна енергия спрямо базовата година.

3. Количеството на горивото за новия ценови период е планирано в съответствие с прогнозното увеличение на произведените електрическа и топлинна енергия, при запазване на общата ефективност, отчетена през 2017 г. Характеристиките на използваните горива трябва да гарантират надеждна работа на централата при такова натоварване на инсталациите, което да обезпечава производството на необходимата за клиентите топлинна енергия и минимални количества некомбинирана електрическа енергия. Друго задължително изискване спрямо горивния микс е да осигури спазването на екологичните ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, за които има както норми за допустими концентрации в димните газове, така и максимални годишни количества, като тези лимити намаляват ежегодно. Задълженията относно намаляване на въздействието от дейността на дружеството върху околната среда са регламентирани в Комплексното разрешително на предприятието и в Преходния национален план на Р. България, изготвен съгл. чл. 32 от Директива 2010/75/ЕС.

4. За новия ценови период дружеството планира увеличение на количеството на отделените въглеродни емисии във връзка с по-продължителната работа на централата и по-големия обем на използваното гориво, както е посочено по-горе. Дружеството планира количеството на квотите, които ще бъдат закупени през новия ценови период да 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 горивото през новия период;*
- *По-малки количества на безплатно разпределяните квоти по чл. 10а и 10 в от Директива*

2009/29/ЕО. Дружеството прилага официална информация за безплатното разпределение на въглеродни квоти.

Представени са данни за отчетените и прогнозни емисии за базовия и за новия ценови период.

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. При определянето на преференциалната цена на електрическата енергия за текущия ценови период разходите за закупуване на въглеродни емисии, които Комисията е заложила в разчетите си за „Топлофикация Русе“ ЕАД са в размер на 1 893 хил. лв. Дружеството счита, че реалната стойност на емисиите, които ще бъдат закупени през настоящия ценови период е значително по-голяма. Разликата формира загуба, която дружеството настоява да се компенсира в следващия ценови период.

<u>Икономически показатели</u>

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 01.03.2018 г. - 30.06.2018 г.: 52 000 t по доставна цена 135,00 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе при калоричност 6 000 kcal/kg.

За периода, дружеството е предвидило 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 5,04 лв./t;

2. През периода 01.07.2018 г. - 31.12.2018 г.: 81 000 t по доставна цена 135,00 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе, при калоричност 6000 kcal/kg.

Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода, дружеството е предвидило в размер на 5,04 лв./t.

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01. - 30.06.2019 г.: 92 000 t по доставна цена 135,00 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе, при калоричност 6 000 kcal/kg, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение 5,04 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 е въглища със специфични 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 на дружеството са наложени и сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Посочените обстоятелства ***значително ограничават района, от който дружеството може да доставя въглища, с посочените показатели,*** *като на практика те могат да бъдат* ***<u>доставени само и единствено от Русия</u>.*** *Според дружеството, 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.*

5. Доставката на вносни въглища се характеризира със своята специфика и през м. 09/2017 г. с цел търсене на доставчици на въглища за централата дружеството е обявило конкурс за доставка на 240 000 t + 10%, енергийни въглища с ниско съдържание на летливи вещества и сяра, въглища, марка „Т“, с качествени показатели, съответстващи на технологичния процес. Към датата на приключване на процедурата не са подадени оферти.

Към момента дружеството 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. От представеното

писмо от „Дайнинг енерджи“ ЕООД, ведно с приложени към него документи, дружеството може да установи ценовите условия на доставката на основното гориво. Предвид спецификата на въглищата и пазарните условия договорената цена на тон въглища е в размер на 135 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. В резултат на технологичните изисквания е наложително доставчикът стриктно да следи качествените показатели на доставените въглища, поради което всяка натоварена баржа в отправно пристанище Измаил е предмет на обстойно обследване и анализ от сертифициращите лаборатории SGS, Incolab, CCI и др., които да гарантират съответствието на предлаганите и търсени показатели за съответната доставка.

Според дружеството, през последните месеци цената на въглищата на международните пазари, и в частност цената на руските въглища непрекъснато се повишава, но независимо от колебанията на пазара „Дайнинг Енерджи“ ЕООД се стреми да поддържа стабилна цена за „Топлофикация Русе“ ЕАД.

От изложените аргументи и представените документи в приложение № 2.3 към заявлението за доказване на доставката цена на въглищата и документите в приложение № 2.4 от заявлението за търговските отношения на доставчика – „Дайнинг Енерджи“ ЕООД с неговите контрагенти, среднопретеглената цена на въглищата е изчислена в утвърдения от КЕВР образец на Справка - Приложение №2 между наличните количества на склад към 01.07.2018 г. и по доставки в рамките на ценовия период. Цената е изчислена при валутен курс 1,60 лв./USD.

II. Цена на природния газ: *за целия разглеждан период е приложена цена в размер на 472 лв./knm^3, съгласно Приложение № 5.*

Обосновка на прогнозната цена на природния газ:

„Топлофикация Русе“ ЕАД използва природен газ като спомагателно гориво в следните случаи:

- *за спазване на допустими концентрации на прах и азотни оксиди в отпадните газове, както и ненадхвърляне на годишните емисионни тавани, заложени в Преходния национален план на Р България.*
- *при разпалване на парогенератор след аварийно спиране на работещата производствена мощност;*
- *за стабилизиране на горивния процес при намаляване на паровия товар във връзка с колебания в потреблението на пара и гореща вода от клиентите на топлинна енергия;*

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 централата, 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. Съпоставката за крайната цена на природния газ със и без предварително заявен капацитет е представена в Приложение 5 от електронните модели на КЕВР. Резултатите от представените данни показват, че за дружеството се формират по-високи разходи при заявен капацитет, тъй като той не винаги е необходим, но подлежи на заплащане.

III. Цената на мазута за разглеждания период е 801,33лв./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. Според дружеството, завишението е следствие от обвързаността на цената на услугите с увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2018 г.*
2. *Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо от-*

четените през 2017 г. с 15%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2017 г. е в размер на 1 294 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 2017 г. е в размер на 1 751 лв.

Разходите за социални дейности в размер на 72 хил. лв. са съгласно чл.45 ал.1 и ал.2 от КТД.

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, дружеството счита че това увеличение е във връзка с увеличената продължителност на работа на централата спрямо базовия период.*
6. *Разходите за въоръжена и противопожарна охрана за новия ценови период са планирани в съответствие с условията в договора от февруари 2018 г.*
7. *При изчисляване на РБА дружеството е спазило изискванията на чл. 30 от Указания-НВ.*
8. *Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост 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 2018-2019 г.), дружеството прогнозира необходимите приходи от дейността в размер на 76 181 хил. лв., при прилагане на коефициентите за разделяне на разходите в енергийната част, изчислени в Справка № 6.

С цел продажба на топлинна енергия по социално поносими цени и за стимулиране на високоефективното комбинирано производство, дружеството предлага цените на топлинната енергия за новия ценови период да не надхвърлят утвърдените цени за настоящия ценови период и Комисията да приеме предложените за утвърждаване цени на енергия.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 4,94% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и със 7,67% 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 7,46%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 7,62% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 29,59%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи със 131,31%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	14 484	17 565	18 959	20 403	1 444	7,62%	5 919	40,86%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	3 323	4 322	4 392	4 538	146	3,32%	1 215	36,57%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 980	2 065	2 733	3 542	809	29,59%	1 562	78,89%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	4 999	4 721	5 051	5 429	378	7,48%	430	8,59%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 290	1 162	1 258	1 388	129	10,26%	97	7,55%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 218	1 144	1 224	1 316	92	7,48%	97	8,00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	72	18	34	72	38	109,31%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	3 135	5 295	5 524	5 507	-17	-0,31%	2 372	75,65%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 100	1 478	1 504	1 645	141	9,38%	545	49,55%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	330,32	441,20	472,00	31	6,98%	82	21,04%
III.	Цена на въглища	лв./t	176,82	226,31	226,31	221,03	-5	-2,33%	44	25,00%

№	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.	1 980	2 065	2 733	3 542	809	29,59%	1 562	78,89%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 889	1 769	2 349	3 071	722	30,71%	1 182	62,57%
I.2.	по преноса	хил. лв.	91	296	384	471	87	22,72%	380	417,58%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	11 965	2 425	5 012	11 594	6 582	131,31%	-371	-3,10%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	10 982	2 030	4 615	10 610	5 995	129,90%	-372	-3,38%
II.2.	по преноса	хил. лв.	984	395	397	984	587	147,64%	0	0,02%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	470 529	507 952	501 102	539 178	38 076	7,60%	68 649	14,59%
1.1.	гореща вода	MWh	447 189	476 623	467 928	506 066	38 138	8,15%	58 877	13,17%
1.2.	пара	MWh	23 340	31 329	33 174	33 112	-62	-0,19%	9 772	41,87%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	126 916	140 582	145 348	145 359	11	0,01%	18 443	14,53%
2.1.	гореща вода	MWh	48 421	51 054	50 171	50 737	566	1,13%	2 316	4,78%
2.2.	пара	MWh	78 494	89 528	95 176	94 622	-555	-0,58%	16 127	20,55%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	21,24%	21,68%	22,48%	21,23%	-0,012	-5,56%	0,000	-0,04%
3.1.	гореща вода	%	9,77%	9,68%	9,68%	9,11%	-0,006	-5,90%	-0,007	-6,73%
3.2.	пара	%	77,08%	74,08%	74,15%	74,08%	-0,001	-0,10%	-0,030	-3,90%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	597 444	648 534	646 450	684 537	38 087	5,89%	87 093	14,58%
4.1.	гореща вода	MWh	495 610	527 677	518 099	556 803	38 704	7,47%	61 193	12,35%
4.2.	пара	MWh	101 834	120 857	128 351	127 734	-617	-0,48%	25 900	25,43%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	269 681	265 645	269 527	282 806	13 280	4,93%	13 125	4,87%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	54 614	50 603	51 370	53 883	2 512	4,89%	-732	-1,34%
		%	20,25%	19,05%	19,06%	19,05%	0,00	-0,03%	-0,012	-5,92%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	215 066	215 042	218 156	228 924	10 767	4,94%	13 857	6,44%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	190 600	202 488	211 124	215 000	3 876	1,84%	24 400	12,80%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	24 466	12 554	7 033	13 924	6 891	97,99%	-10 542	-43,09%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 170 145	1 213 199	1 216 604	1 289 054	72 450	5,96%	118 909	10,16%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 170 145	1 213 199	1 216 604	1 289 054	72 450	5,96%	118 909	10,16%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0,000	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	63,26%	63,77%	63,34%	63,77%	0,004	0,67%	0,005	0,80%
10	Топлинна ефективност	%	40,21%	41,87%	41,19%	41,83%	0,006	1,55%	0,016	4,02%
11	Електрическа ефективност	%	23,05%	21,90%	22,15%	21,94%	-0,002	-0,97%	-0,011	-4,81%
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	394	416,0	415,8	415,7	0	-0,03%	22	5,60%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	126	117,3	117,2	117,2	0	-0,02%	-8	-6,67%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	302 089	327 094	322 465	347 208	24 743	7,67%	45 118	14,94%
10.1.	гореща вода	МВтч	287 204	306 932	301 153	325 896	24 743	8,22%	38 692	13,47%
10.2.	пара	МВтч	14 885	20 162	21 311	21 312	1	0,00%	6 427	43,18%
11	Технологични разходи - общо	MWh	168 439	180 858	178 638	191 970	13 333	7,46%	23 531	13,97%
		%	35,80%	35,61%	35,65%	35,60%	-0,0004	-0,13%	-0,0019	-0,54%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	159 984	169 691	166 774	180 170	13 395	8,03%	20 185	12,62%
		%	35,78%	35,60%	35,64%	35,60%	-0,0004	-0,11%	-0,0017	-0,49%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	8 455	11 167	11 863	11 801	-63	-0,53%	3 345	39,57%
		%	36,23%	35,64%	35,76%	35,64%	0	-0,34%	0	-1,62%
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

НВск по отчет за ценовия период е -19,77% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на значителен ръст на условно-постоянните с 29%, променливите разходи с 24% при условията на ръст на приходите от продажби с 4%.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е 10,55%, увеличена, спрямо утвърдената, вследствие на по-високите приходи от продажби, спрямо утвърдените от Комисията и увеличените други приходи от дейността, тъй като в отчета са включени и приходи от нерегулирана дейност, от които с най-голям дял заемат финансовите приходи.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	14 485	18 755	**32 512**	4 270	18 027
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	38 128	47 277	52 041	9 149	13 913
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**2 981**	**-8 216**	**4 435**	-11 197	1 454
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	55 594	57 816	**88 988**	2 222	33 394
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	215 066	218 157	218 157		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	190 600	211 124	211 124	20 524	20 524
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	24 466	7 033	7 033	-17 433	-17 433
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	302 089	322 464	322 464		
с гореща вода	МВтч	287 204	301 153	301 153	13 949	13 949
с водна пара	МВтч	14 885	21 311	21 311	6 426	6 426
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	149,34	149,34			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	139,34	139,34			
Ц вп	лв/МВтч	93,60	93,60			
Ц гв	лв/МВтч	77,41	77,41			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	39 348	39 348	39 348		
Собствен капитал	хил. лв.	60 707	60 707	60 707		
Дял на собствения капитал	%	93,78%	93,78%	93,78%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	4 024	4 024	4 024		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	24	24	24		
- кредити	хил. лв.	4 000	4 000	4 000		
Дял на привлечения капитал	%	6,22%	6,22%	6,22%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	4,55%	4,55%	4,55%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,58%	-20,88%	11,27%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-19,77%**	**10,55%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения от „Топлофикация Русе" ЕАД одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. текущият финансов резултат е печалба в размер на 4 435 хил. лв., при печалба от 3 326 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 8,29%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват с 11%.**

Подобряването на финансовия резултат основно се дължи на ръста на други приходи от 1 133 хил. лв. за 2016 г. на 15 751 хил. лв. за 2017 г.

Общите активи на дружеството нарастват от 117 977 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 139 789 хил. лв. към 31.12.2017 г., вследствие на увеличените текущите активи, най-вече в частта на търговските и други вземания.

Собственият капитал нараства от 64 033 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 68 463 хил. лв. към 31.12.2017 г. в резултат на намаление на натрупаната загуба.

Нетекущите пасиви незначително намаляват от 6 398 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 6 384 хил. лв. към 31.12.2017 г. Текущите пасиви се увеличават от 47 546 хил. лв. за 2016 г. на 64 942 хил. лв. за 2017 г., най-вече в резултат на увеличените търговски и други задължения.

Коефициентът на обща ликвидност за 2016 г. е 1,34, 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 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 0,96, което означава, че дружеството среща затруднения да осигури необходимите собствени средства за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 49% собствен капитал и 51% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 54% собствен капитал и 46% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2017 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 2017 г. общо приходите за регулираната дейност бележат ръст, спрямо предходната година с 16 229 хил. лв., в т. ч. от топлинна енергия 1 800 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 858 хил. лв. на 838 хил. лв. или с 20 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма при 25 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 3 542 хил. лв. на 2 065 хил. лв. или с 1 477 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 5 428 хил. лв. на 4 721 хил. лв., или със 708 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство са коригирани от 1 388 хил. лв. на 1 162 хил. лв., или с 226 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ е коригирано от 2 453 хил.лв. на 2 210 хил.лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- общата стойност на допълнително добавените разходни позиции „разходи, свързани с надеждността на експлоатация", „провизии при пенсиониране" и „други разходи по нормативни актове" е коригирана от 3 044 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 3 044 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;

- общата стойност на „Разходи за вода", „Разходи за закупена енергия" и „Консумативи (химикали, реагенти)" в производството е коригирана от 1 273 хил. лв. на 1 206 хил. лв. или с 67 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 7 699 хил. лв. на 2 873 хил. лв. или с 4 826 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 164898 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за 2017 г. от 8,91 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" НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,00% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- разходът на основно гориво въглища в централата е коригиран с 5 000 t, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до средните стойности за ефективност през 2017 г. при издаване на сертификатите за произход, в съответствие с т. 5 от общия подход;

- цената на вносните въглища е коригирана от 221,03 лв./t на 219 лв./t, при калоричност 6000 kcal/kg, до нивото на цената на основното гориво от последното решение на комисията, на база краткия срок между двете решения и тенденцията за стабилност и устойчививост на цените на горивата и съгласно т. 8 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 400 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) – 165,87 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 165,87 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 95,22 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,99 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 96,98 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 64 780 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 61 902 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 481 хил. лв. и променливи – 47 420 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 41 469 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,94%
- Електрическа енергия – 228 924 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 215 000 MWh
    - Към НЕК ЕАД – 196 500 MWh
    - Към ЕРД – 18 500 MWh
  - от некомбинирано производство – 13 924 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 21 312 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 325 896 MWh

<u>12. „Топлофикация Перник" АД</u>

С писма с вх. № Е-14-03-3 от 30.03.2018 г. и вх. № Е-14-03-4 от 30.03.2018 г. дружеството е представило в КЕВР заявления за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към които 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 представено следното:

- Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. за електрическа енергия, съгласно т. II.2 от писмото;
- Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- Действащи договори за покупко-продажба на електрическа енергия;
- Действащи договори за покупко-продажба на кафяви каменни въглища;
- Отчетна информация за 2017 г. с приложени справки по ЕССО.

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

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 211,22 лв./MWh, в т. ч. добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 62,32 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с пара – 27,17 лв./MWh.

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

- цена на въглища – 59,02 лв./t нг при калоричност 2 033 kcal/kg;
- цена на природен газ – 414,00 лв./knm^3 при калоричност 8 250 kcal/knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

Всички отчетни данни на „Топлофикация – Перник" АД са представени в Комисията в одитирания годишен финансов отчет за 2017 г. Прогнозната информация е определена въз основа избраната за базисна година – календарната 2017 г. съгласно Указания-НВ.

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и съответно залага по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

Производство на топлинна енергия

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 9,5% повече от отчетената 825 984 MWh и е в размер на 904 800 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- *Предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се увеличи спрямо отчетния период.*
- *Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 202 075 MWh или 47,7%.*

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

Производство на електрическа енергия.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. е изчислена 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 277 984 MWh, а за периода 2018-2019 г. дружеството планира да бъдат произведени 337 147 MWh.

Продадена електрическа енергия.

През отчетната 2017 г. „Топлофикация-Перник" АД е фактурирала 159 519 MWh на НЕК ЕАД, 38 923 MWh на крайния снабдител и 11 940 MWh на свободния пазар. Общо произведеното нетно количество електроенергия е в размер на 210 382 MWh, през новия регулаторен период 01.07.2018г. - 30.06.2019 г. количеството електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик е в размер на 199 501 MWh, от крайния снабдител - 41 300 MWh.

Дружеството информира, че към момента между „Топлофикация-Перник" АД и съответно НЕК ЕАД и „ЧЕЗ Електро България" АД няма действащи договори за продажба на електрическа енергия. Дружествата са в процес на преговори за сключване на нови договори за уреждане на техните отношения. Предвид разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ НЕК ЕАД и „ЧЕЗ Електро България" АД изкупуват цялото количество електрическа енергия, която дружеството произвежда по високоефективен комбиниран способ.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Топлофикация-Перник" АД през новия ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2017 г.

Електрическа енергия за собствени нужди:

През новия ценови период е планирано запазване и леко намаляване на процентното отношение на ел. енергия за собствени нужди от 23,62% спрямо отчетените през 2017 г. - 24,32%.

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 е удължено във времето, поради невъзможност на дружеството да осигури навреме на средства за големи основни ремонти на съоръженията.

По тези причини, от одобрените 1 322 хил. лв. за ремонти през периода 2017 г. - 2018 г., общата стойност на отчетените разходи през 2017 г. възлиза на 442 хил. лв. През първото полугодие на 2018 г. дружеството е насочило усилията си към извършване на отложените ремонти и за периода 01.07.2017 - 30.06.2018г. възнамерява да отчете 1 217 хил. лв.

През ценови период 07.2018 - 06.2019 г. дружеството е предвидило общо разходи за ремонт в размер на 1 379 хил. лв., които са изчислени на база изготвена и одобрена ремонтна програма. Взето е 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 2018 г.

Инвестиционна програма

През новия регулаторен период дружеството планира да продължи да изпълнява част от дейностите, заложени в настоящия. За периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. дружеството основно ще инвестира в ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите. Дружеството е предвидило 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 да бъдат подменени два пакета от економайзер I-ва степен на ПГ 5, да бъде направен основен ремонт на ТГ 5, като за същия дружеството планира да закупи и монтира два броя нови хладилни помпи с ел. двигатели и много други дейности, които са описани подробно в инвестиционната програма на „Топлофикация - Перник" АД.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2017 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 117 811 хил. лв.

„Топлофикация-Перник" АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

В съответствие с Указания-НВ в 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.

Норма на възвръщаемост

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

Норма на възвръщаемост на привлечения капитал – съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2017 г.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации

Прогнозата на дружеството е в съответствие със счетоводната политика на "Топлофикация-Перник" АД. Амортизационният срок на активите на дружеството е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. разходите за амортизации са на нивото на 2017 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2017 г. възлизат на 8 308 хил. лв, в т.ч. разходи за заплати 6 697 хил. лв. и за осигуровки 1 611 хил. лв. За периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. необходимите разходи са завишени на 7 433 хил. лв. разходи за заплати и 1 788 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2018 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2017 г. с 1,17%.

Всички разходи дружеството е планирало спрямо действителните нужди през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи

В променливите разходи са включени горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2017 г.

Въглища *- дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република" да се състои от:*

- *сурови кафяви въглища, доставяни от „Хийт Енерджи" ЕООД.*

Дружеството прилага 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.*

Отчетната средна цена на горивен микс за периода 2017 г. - 52,71 лв./tнг при калоричност 2025 kcal/kg.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2018 г. за прогнозния период е определена цената на горивния микс.

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 дружеството предвижда доставка и изгаряне на 60 000 t биомаса. Договорената цена с производителя е 105 лв./tнг.*

Дружеството предвижда разходът на въглища и ОЕГ през новия ценови период спрямо 2017 г. да е с 19 302 t по-малък поради предвидените за изгаряне количества биомаса.

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 267 хил. лв. и включват промишлената вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходи за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 1 759 хил. лв. и включват електроенергията за АС, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на увеличената производствена програма, а цените на база постигнатите резултати за 2017 г.

Разходите за консумативи включват: разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии, сярна киселина монохидрат, натриева основа, железен сулфат и др.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2017 г.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 145 хил. лв.

Квоти за емисии на парникови газове.

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.

Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове".

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 на дружеството се налагат санкции в размер 100 евро/t невърнати квоти на емисии).

Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

Разходи за емисии за 2017 г.

За 2017 г. верифицираните емисии от дейността му са 364 567 t. (данните са от 28.03.2018 г., като все още не е получено потвърдително писмо, че ИАОС приемат доклада без забележки).

За компенсиране на недостига на квоти е необходимо да се закупят до края на м. април 2018 г. още 204 015 квоти. Към 28.03.2018 г. цената на квотите е 13,77 евро/ t.

Дружеството счита, че разходите за закупуване на квоти, заложени от КЕВР при определяне на преференциална цена на електрическата енергия за периода 01.07.2017 – 30.06.2018 г. са 2 058 000 лв. и по този начин разликата между разходите, които трябва да направи и признатите разходи ще бъде 3 436 487 лв.

Разходи за емисии за 2018 г.

За периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. количеството на закупените емисии ще бъде 271 860. При цена на квотите в новия ценови период от 18,5 евро/t необходимата добавка към цената на квотите за новия ценови период за компенсиране на непризнатите разходи за въглеродни емисии в текущия ценови период е необходимо да бъде в размер на 4,73 евро/t закупени емисии.

С писмо изх. № Е-14-03-3 от 17.04.2018 г. на КЕВР на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Прогнозна информация 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, съгласно т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
2. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. 11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
3. Коректно попълнено Приложение № 5 за определяне на цена на природния газ.
4. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.
5. Договори или анекси за продължаване срока на действие на договори за покупко-продажба на електрическа енергия, сключени с „Национална електрическа компания" ЕАД и „ЧЕЗ Електро България" АД, с действие в периода на 2017-2018 г., както и договор или анекс, сключен с „Хийт Енерджи" ЕООД за покупко-продажба на кафяви каменни въглища, ако такива са били сключени след изтичане срока на действие на допълнително споразумение № 2 към Договор № 102 от 2014 г., което е със срок до 31.12.2017 г.

С писмо вх. № Е-14-03-3 от 26.04.2018 г. дружеството е представило част от исканата информация. Към писмото не са приложени действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, тъй като те са в процес на предстоящо подписване след приключване на преговорите между дружествата.

Относно получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения „Топлофикация Перник“ АД се представлява от 4 юрисконсулта по дела от и срещу дружеството и на основание чл. 78, ал.4, т. 8 от ГПК претендират юрисконсултски възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 10,26% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 5,00% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 16,54% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени със 17,50% 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 8% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 13,31%, разходи за заплати и възнаграждения с 8,70% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 28,40%. Дружеството предвижда увеличение на инвестиционните разходи с 376,07% 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	17 965	17 890	18 373	19 842	1 469	8,00%	1 877	10,45%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	5 363	6 511	6 511	6 511	0	0,00%	1 148	21,41%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	408	422	1 217	1 379	162	13,31%	971	237,99%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	6 522	6 697	6 838	7 433	595	8,70%	911	13,97%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 376	1 611	1 680	1 788	108	6,43%	412	29,94%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 376	1 611	1 680	1 788	108	6,43%	412	29,94%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0				0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	4 296	2 649	2 127	2 731	604	28,40%	-1 565	-36,43%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 175	140	140	140	0	0,00%	-1 035	-88,09%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	351,46	414,00	414,00	0	0,00%	24	6,17%
III.	Цена на въглища	лв./t	50,91	52,71	52,71	52,71	0	0,00%	2	3,54%

№	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.	408	422	1 217	1 379	162	13,31%	971	237,99%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	316	422	1 217	1 379	162	13,31%	1 063	336,39%
I.2.	по преноса	хил. лв.	92				0	0,00%	-92	-100,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	4 442	1 170	1 170	5 570	4 400	376,07%	1 128	25,39%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4 312	1 103	1 103	4 485	3 382	306,62%	173	4,01%
II.2.	по преноса	хил. лв.	130	67	67	1 085	1 018	1519,40%	955	734,62%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	740 540	766 106	741 025	841 700	100 675	13,59%	101 160	13,66%
1.1.	гореща вода	MWh	361 600	423 644	379 533	420 400	40 867	10,77%	58 800	16,26%
1.2.	пара	MWh	378 940	342 462	361 492	421 300	59 808	16,54%	42 360	11,18%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	61 700	59 877	59 991	63 100	3 109	5,18%	1 400	2,27%
2.1.	гореща вода	MWh	61 700	59 877	59 991	63 100	3 109	5,18%	1 400	2,27%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	7,69%	7,25%	7,49%	6,97%	-0,005	-6,88%	-0,007	-9,32%
3.1.	гореща вода	%	14,58%	12,38%	13,65%	13,05%	-0,006	-4,38%	-0,015	-10,46%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	802 240	825 983	801 016	904 800	103 784	12,96%	102 560	12,78%
4.1.	гореща вода	MWh	423 300	483 521	439 524	483 500	43 976	10,01%	60 200	14,22%
4.2.	пара	MWh	378 940	342 462	361 492	421 300	59 808	16,54%	42 360	11,18%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	311 784	277 984	292 042	337 147	45 105	15,44%	25 363	8,13%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	82 646	67 602	58 487	79 636	21 149	36,16%	-3 010	-3,64%
		%	26,51%	24,32%	20,03%	23,62%	0,036	17,94%	-0,029	-10,89%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	229 138	210 382	233 555	257 511	23 956	10,26%	28 373	12,38%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	216 818	198 442	216 818	240 801	23 983	11,06%	23 983	11,06%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	12 320	11 940	16 737	16 710	-27	-0,16%	4 390	35,63%
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	1 532 525	1 427 557	1 417 177	1 620 839	203 662	14,37%	88 313	5,76%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 532 525	1 427 557	1 417 177	1 620 839	203 662	14,37%	88 313	5,76%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	68,67%	73,14%	72,90%	72,73%	-0,002	-0,23%	0,041	5,92%
10	Топлинна ефективност	%	48,32%	53,67%	52,29%	51,93%	-0,004	-0,69%	0,036	7,47%
11	Електрическа ефективност	%	20,34%	19,47%	20,61%	20,80%	0,002	0,94%	0,005	2,24%
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	424	371	341	356	16	4,57%	-68	-15,94%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	123	129	128	128	0	0,01%	4	3,63%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	607 640	564 030	565 963	636 000	70 037	12,37%	28 360	4,67%
10.1.	гореща вода	МВтч	228 700	221 569	204 471	214 700	10 229	5,00%	-14 000	-6,12%
10.2.	пара	МВтч	378 940	342 462	361 492	421 300	59 808	16,54%	42 360	11,18%
11	Технологични разходи - общо	MWh	132 900	202 075	175 062	205 700	30 638	17,50%	72 800	54,78%
		%	17,95%	26,38%	23,62%	24,44%	0	3,45%	0	36,18%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	132 900	202 075	175 062	205 700	30 638	17,50%	72 800	54,78%
		%	36,75%	47,70%	46,13%	48,93%	0,028	6,08%	0,122	33,13%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0,00	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 Перник" АД

НВск по отчет за ценовия период е -20,79% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, който се дължи на ръст на условно-постоянните и променливи разходи при условие, че е отчетен ръст на продажбите на некомбинирана електрическа енергия и спад на топлинната енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е отрицателна величина в размер на -3,29%, намалена спрямо утвърдената от Комисията, вследствие на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените, както и че в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството, т. е. и за нерегулираната дейност.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	17 965	18 373	**26 683**	408	8 718
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	36 159	52 737	37 873	16 578	1 714
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**4 375**	**-12 990**	**-2 059**	-17 364	-6 434
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	58 499	58 120	**62 497**	-378	3 998
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	229 138	233 555	233 555		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	216 818	216 818	216 818	0	0
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	12 320	16 737	16 737	4 417	4 417
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	607 640	565 963	565 963		
с гореща вода	МВтч	228 700	204 471	204 471	-24 229	-24 229
с водна пара	МВтч	378 940	361 492	361 492	-17 448	-17 448
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	134,02	134,02			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	124,02	124,02			
Ц вп	лв/МВтч	37,13	37,13			
Ц гв	лв/МВтч	66,34	66,34			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	60 477	60 477	60 477		
Собствен капитал	хил. лв.	96 599	96 599	96 599		
Дял на собствения капитал	%	93,00%	93,00%	93,00%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	7 270	7 270	7 270		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	24	24	24		
- кредити	хил. лв.	7 246	7 246	7 246		
Дял на привлечения капитал	%	7,00%	7,00%	7,00%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%		0,00%	0,00%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,23%	-21,48%	-3,40%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-20,79%**	**-3,29%**		

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет текущият финансов резултат на „Топлофикация - Перник" АД за 2017 г. е ***загуба*** в размер на 2 059 хил. лв., при отчетена ***загуба*** от 959 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 6,43%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 12%.**

Увеличението на разходите спрямо предходната година се дължи на увеличените разходи за гориво, за персонал и за външни услуги.

Общата стойност на нетекущите активи намалява от 81 654 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 76 337 хил. лв. към 31.12.2017 г. Текущите активи се увеличават от 58 001 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 76 157 хил. лв. към 31.12.2017 г., основно от ръста на търговските и други вземания и на материалните запаси.

Дългосрочните пасиви на дружеството намаляват от 2 815 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 1 484 хил. лв. за 2017 г., вследствие намалените задължения по дългосрочни заеми.

Краткосрочните пасиви са увеличени от 35 146 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 53 351 хил. лв. към 31.12.2017 г. от увеличените търговски и други задължения.

През 2017 г. дружеството отчита средства от финансиране, отпуснати от Европейската банка за възстановяване и развитие по грантово споразумение, сключено на 10.04.2004 г., в размер на 5 783 хил. лв. за 2017 г. при 7 380 хил. лв. за 2016 г.

Коефициентът на обща ликвидност за 2017 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,43, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 1,24, 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 1,72, което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 61% собствен капитал и 39% привлечени средства, а за 2016 г. е 68% собствен капитал и 32% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2017 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 2017 г. приходите от регулираните дейности бележат ръст спрямо предходната година с 2 841 хил. лв., както и е налице ръст на клиентите на топлинна енергия с топлоносител водна пара и с топлоносител гореща вода.

<u>Образуване на цените</u>

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

- общите разходи за ремонт са коригирани от 1 379 хил. лв. на 422 хил. лв. или с 957 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения и съответните начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство са коригирани от 9 221 хил. лв. на 8 308 хил. лв., или с 913 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 249 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 249 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;

- общата стойност на „Разходи за закупена енергия“ и „Консумативи (химикали, реагенти)“ в производството е коригирана от 2 679 хил. лв. на 2 431 хил. лв. или с 248 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 13 832 хил. лв. на 5 664 хил. лв. или с 8 168 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 325 149 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2017 г. от 8,91 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:

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 4 000 t на, 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 59,02 лв./тнг на 52,71 лв./тнг (с 6,31 лв./тнг) при калоричност 2 033 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2017 г, съгласно т. 8 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) – 135,31 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 135,31 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 64,66 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 69,10 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 31,24 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 72 930 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 67 990 хил. лв., от които условно-постоянни – 17 723 хил. лв. и променливи – 50 267 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 66 747 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,40%
- Електрическа енергия – 257 511 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 240 801 MWh
  - Към НЕК ЕАД- 199 501 MWh
  - Към ЕРД – 41 300 MWh
  - -невисокоефективно комбинирано производство – 16 710 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 214 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 421 300 MWh

<u>13. „Топлофикация Сливен" ЕАД</u>

С писмо с вх. № Е-14-07-4 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.

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

1. Цена за електрическа енергия – комбинирано производство 193,79 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара 83,38 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода 79,42 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени при следните параметри:
- цена на въглищата – 87,91 лв./t с калоричност 2 884 kcal/kg;
- цена на мазут – 1200,00 лв./t;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 97,00 лв./t с калоричност 2 850 kcal/kg;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,0 лв./MWh.

Обосновката на дружеството е следната:

1. ПРОИЗВОДСТВО

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя на клиентите на гореща вода. Дружеството прогнозира за предстоящия ценовия период увеличение на реализираната топлинна енергия с пара и с гореща вода, сравнено с отчетната 2017 г., като очаква да бъдат присъединени сгради с консервирани АС и нови сгради, чрез изграждане на нови топлопроводи и АС. Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство от 10.06.2018 г. – 10.07.2018 г., като 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, и съответно няма

да работят тези съоръжения.

Размерът на 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 2017 г. дружеството е реализирало 116 126 MWh топлинна енергия с гореща вода, през предстоящия ценови период дружеството прогнозира увеличение на 120 126 MWh, или с 4 000 MWh повече. За отчетния период продадената топлинна енергия с пара е 111 504 MWh, а за предстоящия прогнозата е за 122 002 MWh.

2. РАЗХОДИ

2.1. Променливи разходи. Променливите разходи са за горива, електрическа енергия, вода за технологични нужди, такса за водоползване съгласно Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване, реагенти за обработка на водата, консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен диоксид, акциз съгласно Закона за акцизите и данъчните складове, квоти за емисии парникови газове.

Разходи за консумативи (химикали и реагенти). Прогнозната стойност за предстоящия ценови период възлиза на 1 677 хил. лв., формирана от разходи за доставка на вложени киселини, основи, йонообменна смола, вар на обща стойност 95 хил. лв. и разход за вар за газоочистващата инсталация на обща стойност 1 582 хил. лв.

През последните години в изпълнение на изискванията за намаляване на изпусканите в атмосферата парникови газове дружеството търси начини за тяхното намаляване. Един от тези начини е заместване на част от въглищата като основно гориво с гориво биомаса.

Разходи за вода за технологични нужди. Прогнозната сума на този разход е изчислен при работа на сероочистващата инсталация (СОИ). Заложените разходи за адитив за СОИ, съобразно работата на инсталацията и постигане на минимални разходи, съответно по-ниски цени на електрическата и топлинна енергия.

Вследствие включените АС за битови клиенти през последните години е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Дружеството очаква 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.

Разходи за закупуване на емисии парникови газове: За 2017 г. верифицираните количества са 198 786 t. За предстощия ценови период прогнозното количество емисии е 210 000 t. Закупените през 2017 г. квоти са 152 600, на обща стойност 1 401 хил. лв. Броят им е получен след изваждане на полагащите се за топлинна енергия за битови нужди и тези по плана за дерогация – общо 37 228. При извършване на регулаторен преглед 2017 г. – 2018 г., който приключва с Решение № Ц- 18 от 01.07.2017 г., Комисията е приела цена за един брой квота 5,22 евро/t. От тогава досега по данни на Европейската енергийна борса пазарната цена достига вече 12,5-13 евро/t с тенденция да продължава да се увеличава. Дружеството счита, че разликата между приетата утвърдена цена (5.22 евро/t) и актуалната пазарна (13 евро/t) е 7,78 евро/t. Съгласно същото Решение на КЕВР, приетото количество емисии ,участващо в разходите, е равно на отчетено през предходната 2016 г. и е 143 450 t. Според дружеството, при необходимите за закупуване през 2018 г. - 161 558 t, очертаващият се дисбаланс между признатия в решението и отчетения разход ще бъде 2 643 171 лв.

Дружеството счита, че за частично компенсиране на този дефицит за предстоящия период разходите за емисии са изчислени като прогнозното количество емисии са умножени по цена 20,78 евро/t, образувана от действащата пазарна (13 евро/t) и разликата между нея и приетата в Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. (5,22 евро/t), което изчислено е 20,78 евро/t.

2.2. Условно постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2017 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани минимално.

Прогнозните разходи за амортизации са в размер на отчетените през базовата година и въведените в експлоатация съоръжения през същата година.

Разходи за заплати. От 01.01.2018 г. с постановление № 316/20.12.2017 г. на Министерски съвет минималната заплата за страната беше увеличена от 460 лева на 510 лв. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна в размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Дружеството счита, че 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. Считано от 01.01.2018 г., вследствие увеличението й 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 01.10.2017 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 топломерите в АС. Дружеството предвижда разходът за тези проверки да възлезе на 15 хил. лв.

Ремонтната кампания през базовата 2017 г. е имала 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 съоръженията по ЕК № 1 и ЕК № 2, в т ч. електрофилтри, мелници, арматура и други -235 хил. лв., в т.ч.

Турбогенератор, кондензация, ремонт регулираща система – 50 хил. лв.

Горивоподаване, подмяна транспортни ленти, ремонт коловози – 33 хил. лв.

Ел.оборудване, ремонт ел.двигатели, КИП и А – 48 хил. лв.

Газоочистваща инсталация, ремонт помпи, дюзи – 55 хил. лв.

Извършената ремонтна дейност по транспортните средства от автотранспорта и тежка механизация са за 38 хил. лв.

В направление пренос и разпределение на топлинна енергия е извършена ремонтна дейност за 254 хил. лв., включваща: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС, помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии и др. За текуща поддръжка са изразходвани общо 430 хил. лв.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, липсата на средства през 2017 г. не е позволило изпълнението на пълния обем планирани ремонтни дейности.

Дружеството счита, че за предстоящия ценови период необходимите ремонтни дейности са свързани с осигуряване поддържането на дълговременната работа на основните и спомагателни съоръжения, намаляване броя и продължителността на спиранията и минимална смяна на основните съоръжения в работа, както и осигуряване на непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия. Заложените средства за ремонти са минимизирани от дружествата с оглед намаляване на разходите.

Основни ремонтни задачи за изпълнение през предстоящия регулаторен период са:

- Ремонт и подмяна тръби на кондензатор

След последната смяна на топлообменни тръби през 2002 г. и след 2016 г. дружеството констатира експоненциално нарастване на повредите на кондензатор към ТГ VPT 30/90. Към момента за 30 дни работа са дефектирали над 10 броя тръби. Според дружеството, през м. февруари 2018 г., вече 17% от кондензатора не работят, което налага подмяна, като доставените тръби за целта са на стойност 223,2 хил. лв., а разходите за труда за подмяната е 185 хил. лв.

Ремонт трансформатор Т 103

Диференциалната защита на силов трансформатор Т 103 е аналогова и монтирана преди повече от 20 години. Констатираните случаи за несработване налагат подмяната ѝ с нова цифрова диференциална защита. За проект, доставка и монтаж дружеството е предвидило 27,5 хил. лв. и 95 хил. лв. за подмяна на трансформаторно масло.

Ремонт газоочистваща инсталация

За спазване НДЕ от горивни инсталации на „Топлофикация Сливен" ЕАД е необходимо поддържане в изправност на системата за газоочистване. Износванията на помпи, дюзи и тръби на ГОИ изискват поддръжка и подмяна с нови на стойност 151 хил. лв.

Подмяна таванни тръби на ЕК1

През 1992 г. е извършен ремонт на енергиен котел 1 (ЕК1) с подмяна на таванни тръби. През 2017 г. пробивите на тръбите са 18 броя – средно след 20 дни работа. Ултразвуковата дефектоскопия е показала износване между 11% и 23% от дебелината на тръбите.

Разходите за подмяна – тръби, метали, топлоизолация и труд са за 275 хил. лв.

Ремонт на турбогенератор - Препоръките след обследване на „Ансист" София за ТГ VPT 30/90/13/2,5 са - при наработка над 245 000 h да се извършва проверка и ремонт всяка година. Стойността на дейностите е 152,8 хил. лв.

Извозване сгуропепелни маси:

„Топлофикация Сливен" ЕАД разполага с 2 броя площадки за предварително съхранение /ППС/. Едната от тях е изцяло запълнена, а обемът на другата е минимален, поради което се налага освобождаване на обем – изгребване и депониране на сгуропепелни маси. Дружеството счита, че изграждането на Депо за неопасни отпадъци е необходимо условие за спазване на КР и продължаване дейността му.

За задачите е в ход ОП за 270 хил. лв., като дружеството периодично извършва изгребване и извозване от основна площадка на обща стойност 125 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 РВА 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 изх. № Е-14-07-3 от 02.04.2018 г. дружеството е представило допълнително одитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 5,72% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 3,47% увеличение на количествата топлинна енергия с гореща вода и с 2,22% намаление на количествата топлинна енергия с пара спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 10,83%, а за пара са увеличени с 2,44% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 10,36% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 21,53%, разходите за заплати и възнаграждения със 7,30% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 12,63%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи със 197,76%.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	8 981	8 428	9 854	10 875	1 021	10,36%	1 894	21,09%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 120	1 218	1 273	1 328	55	4,32%	208	18,57%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 164	682	1 370	1 665	295	21,53%	501	43,04%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 571	3 415	3 660	3 927	267	7,30%	357	9,99%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	882	849	907	976	69	7,65%	94	10,67%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	882	849	907	976	69	7,65%	94	10,67%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0				0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 244	2 264	2 644	2 978	334	12,63%	734	32,71%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	712	1 268	1 608	1 924	316	19,65%	1 212	170,22%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00				0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	109,94	73,74	82,63	87,70	5	6,14%	-22	-20,23%

№	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.	1 164	682	1 370	1 665	295	21,53%	501	43,04%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	994	428	1 190	1 400	210	17,65%	406	40,85%
I.2.	по преноса	хил. лв.	170	254	180	265	85	47,22%	95	55,88%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 406	776	1 048	3 121	2 073	197,76%	715	29,70%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 162	479	688	1 522	834	121,15%	360	30,94%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 244	297	360	1 599	1 239	344,17%	355	28,54%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	300 289	344 829	355 743	350 305	-5 438	-1,53%	50 017	16,66%
1.1.	гореща вода	MWh	150 989	195 298	187 632	183 909	-3 724	-1,98%	32 920	21,80%
1.2.	пара	MWh	149 300	149 531	168 111	166 396	-1 715	-1,02%	17 097	11,45%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	4 952	2 904	3 015	5 100	2 085	69,17%	148	2,99%
2.1.	гореща вода	MWh	1 510	1 399	1 201	1 600	399	33,19%	90	5,97%
2.2.	пара	MWh	3 442	1 505	1 813	3 500	1 687	93,00%	58	1,68%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,62%	0,84%	0,84%	1,43%	0,006	70,76%	-0,002	-11,55%
3.1.	гореща вода	%	0,99%	0,71%	0,64%	0,86%	0,002	35,57%	-0,001	-12,89%
3.2.	пара	%	2,25%	1,00%	1,07%	2,06%	0,010	93,04%	-0,002	-8,59%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	305 241	347 733	358 758	355 405	-3 353	-0,93%	50 164	16,43%
4.1.	гореща вода	MWh	152 499	196 697	188 834	185 509	-3 325	-1,76%	33 010	21,65%
4.2.	пара	MWh	152 742	151 036	169 924	169 896	-28	-0,02%	17 154	11,23%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		34 985	34 233		-34 233	-100,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	164 864	166 638	179 363	169 975	-9 389	-5,23%	5 111	3,10%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	39 921	41 432	46 354	44 575	-1 780	-3,84%	4 654	11,66%
		%	24,21%	24,86%	25,84%	26,22%	0	1,47%	0	8,30%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	124 943	125 207	133 009	125 400	-7 609	-5,72%	457	0,37%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	97 336	102 997	111 311	117 000	5 689	5,11%	19 664	20,20%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	27 607	22 210	21 698	8 400	-13 298	-61,29%	-19 207	-69,57%
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	764 933	720 943	799 969	776 408	-23 561	-2,95%	11 475	1,50%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	764 933	685 958	765 736	776 408	10 672	1,39%	11 475	1,50%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	34 985	34 233	0	-34 233	-100,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	60,81%	69,46%	65,41%	67,01%	0,016	2,45%	0,062	10,20%
10	Топлинна ефективност	%	39,26%	45,17%	41,99%	45,12%	0,031	7,46%	0,059	14,93%
11	Електрическа ефективност	%	21,55%	24,29%	23,42%	21,89%	-0,015	-6,54%	0,003	1,58%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	-1	-100,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	384	338	378	389	11	3,03%	5	1,37%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	129	158	153	133	-20	-12,89%	3	2,65%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	211 847	227 629	240 874	242 127	1 253	0,52%	30 280	14,29%
10.1.	гореща вода	МВтч	98 347	116 126	116 102	120 126	4 024	3,47%	21 779	22,14%
10.2.	пара	МВтч	113 500	111 504	124 773	122 002	-2 771	-2,22%	8 502	7,49%
11	Технологични разходи - общо	MWh	88 442	117 200	114 869	108 178	-6 691	-5,83%	19 736	22,32%
		%	29,45%	33,99%	32,29%	30,88%	0	-4,36%	0	4,85%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	52 642	79 173	71 531	63 783	-7 748	-10,83%	11 142	21,16%
		%	34,86%	40,54%	38,12%	34,68%	0	-9,03%	0	-0,52%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	35 800	38 027	43 338	44 395	1 056	2,44%	8 595	24,01%
		%	23,98%	25,43%	25,78%	26,68%	0	3,49%	0	11,27%
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 Сливен“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -10,55% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск е отрицателна величина, която се дължи на ръст на променливите и условно-постоянните разходи при условията на ръст на продажбите на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР е в размер на 37,49%, вследствие на по-високите продажби и реализирани други приходи от дейността, които (други приходи) представляват 36% от общите приходи на дружеството.

ПОКАЗАТЕЛИ	Дименсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	8 981	9 854	**12 536**	873	3 555
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	22 187	30 113	21 789	7 926	-398
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**1 360**	**-2 060**	**7 378**	-3 420	6 018
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	32 528	37 907	**41 703**	5 379	9 175
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	124 943	133 009	133 009		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	97 336	111 311	111 311	13 975	13 975
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	27 607	21 698	21 698	-5 909	-5 909
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	211 847	240 875	240 875		
с гореща вода	МВтч	98 347	116 102	116 102	17 755	17 755
с водна пара	МВтч	113 500	124 773	124 773	11 273	11 273
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	149,38	149,38			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	139,38	139,38			
Ц вп	лв/МВтч	75,93	75,93			
Ц гв	лв/МВтч	75,63	75,63			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	17 288	17 288	17 288		
Собствен капитал	хил. лв.	-12 789	-12 789	-12 789		
Дял на собствения капитал	%	102,76%	102,76%	102,76%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	343	343	343		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	343	343	343		
Дял на привлечения капитал	%	-2,76%	-2,76%	-2,76%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	4,55%	4,55%	4,55%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,87%	-11,92%	42,68%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-10,55%**	**37,49%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет „Топлофикация Сливен” ЕАД за 2017 г. е реализирало ***печалба*** в размер на 7 378 хил. лв., при отчетена ***загуба*** за предходната година в размер на 5 776 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 2017 г., спрямо 2016 г. с 21%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват с 11%.**

Общата стойност на нетекущите активи към 31.12.2017 г. е незначително намалена с 2,8% спрямо предходния отчетен период, независимо от ръста на стойността на дълготрайните активи в процес на изграждане.

Текущите активи са увеличени на 70 210 хил. лв. за 2017 г. от 17 304 хил. лв. за 2016 г. от ръст на търговските и други вземания, съгласно представените справки по ЕССО са вземания от нерегулираната дейност.

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.

Общите задължения са увеличени спрямо предходната година на 96 408 хил. лв. от 51 626 хил. лв. за 2016 г., което се дължи на ръста на текущи търговски и други задължения.

Общата ликвидност за 2017 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е подобрена, спрямо предходната година, като стойността определя възможността

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.

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2017 г., може да бъде направен извод, че „Топлофикация Сливен" ЕАД през текущата година ще осигури свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения, но не разполага със собствен капитал да покрива финансовите си задължения и да придобива нови дълготрайни активи.

Финансовата структура на дружеството през 2017 г. е подобрена, спрямо предходната година в резултат на отчетения положителен финансов резултат.

От представените от „Топлофикация - Сливен" ЕАД справки по ЕССО е видно, че от регулираната дейност за 2017 г. е реализирана ***печалба*** в размер на 7 965 хил. лв., формирана от ***печалба*** за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" – 9 055 хил. лв. и ***загуба*** за дейността „пренос и реализация на топлинна енергия" – 1 090 хил. лв. За 2016 г. от регулираната дейност е реализирана ***загуба*** в размер на 4 962 хил. лв., включваща ***загуба*** от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" – 3 966 хил. лв. и ***загуба*** от дейността „ пренос и реализация на топлинна енергия" – 996 хил. лв.

<u>Образуване на цените</u>

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

- разходите за заплати и възнаграждения и съответните начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство са коригирани от 4 904 хил. лв. на 4 696 хил. лв., или с 208 хил. лв., до нивото на 10 % повишение от отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 6 972 хил. лв. на 2 658 хил. лв., или с 4 314 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 152 600 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за 2017 г. от 8,91 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:

- коригирана е цената на въглищата от 87,91 лв./тнг при калоричност 2 884 kcal/kg на 81,79 лв./тнг (с 6,12 лв./тнг) до достигане на отчетената стойност за 2017 г. 73,74 лв./тнг при калоричност 2 600 kcal/kg, съгласно т. 8 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) – 150,16 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 150,16 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 79,51 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,04 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 79,36 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 37 217 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 36 556 хил. лв., от които условно-постоянни – 10 667 хил. лв. и променливи –

25 889 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 16 873 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,92%
- Електрическа енергия– 125 400 MWh
- от високоефективно комбинирано производство – 117 000 MWh
- от невисокоефективно производство – 8 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 120 126 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 122 002 MWh

14. „Топлофикация Габрово" ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-11-4 от 30.03.2018 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.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2018 г., както следва:

- Преференциална цена на електрическата енергия – 368,71 лв./MWh;
- Цена на топлинната енергия с топлоносител „гореща вода" – 145,40 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на:
- въглища – 173,76 лв./t при калоричност – 4 011 kcal/kg;
- цена на мазут – 750,00 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 119,09 лв./t при калоричност – 3 527 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., както следва:

Прогнозните разходи за новия регулаторен период от 01.07.2018 г. са определени съобразно анализа на заявените такива за ценови период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г. и отчетните за 2017 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия ценови период.

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 дружеството изчислява съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизация са включени 560 хил. лв. От тях 510 хил. лв. са амортизации за производство и 50 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство дружеството разпределя по следния начин: 470 хил. лв. за електрическа енергия, 30 хил. лв. за топлинна енергия и 10 хил. лв. общо за двата продукта.

Обосновка на разходите за ремонт

Разходите, предвидени за ремонт, са в размер на 410 хил. лв., в това число 310 хил. лв. в направление „Производство" и 100 хил. лв. в направление „Пренос". Дружеството предвижда следните ремонти: среден ремонт на въглищен котел - КА2; изграждане на бетонна основа на въглищен склад; ремонт на парна турбина – ТГЗ; частична подмяна на тръби по главното трасе на топлопреносната мрежа, както и на някои отклонения; ремонт на помпите, обслужващи централата и тези за мрежова вода; ремонт на трансформатори. Като належащ дружеството предвижда ремонт на котел на биомаса - КА8.

Дружеството счита, че разходите за ремонт и поддръжка на оборудването нарастват, а те са необходими, за да се гарантира надеждната работа и непрекъснатост на доставките на топлинна и електрическа енергия.

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

Дружеството счита, че разходите за заплати и осигуровки за регулаторна дейност през 2017 г. възлизат на 866 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 708 хил. лв. и за осигуровки 158 хил. лв. За периода 01.07.2018 г. -30.06.2019 г. необходимите разходи са завишени на 795 хил. лв. разходи за заплати и 200 хил. лв. разходи за осигуровки. Според дружеството завишението е около 10%, което се дължи на увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2018 г. Също така в дружеството има незаети работни места, които предстои да се попълнят с оглед нормалната работа на централата през зимния сезон.

Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период нарастват в сравнение с 2017 г., като общият им размер по отчет за 2017 г. е 181 хил. лв., а този за новия ценови период е 218 хил. лв.

Дружеството счита, че поради ниските цени, утвърдени от КЕВР за предходния ценови период, и вследствие от това занижен входящ паричен поток, част от планираните разходи за 2017 г. не са извършени.

Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период дружеството не планира приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2017 г. дружеството също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности.

Променливи разходи

Обосновка на прогнозните количества и разходите за горива

Разходите за горива в енергийната част, които дружеството е посочило, са в съответствие с показателите по справка № 4 „ТИП-Производство“.

Цената на основното гориво – въглища, е определена прогнозно в размер на 173,76 лв./t, без ДДС, предвид следното: прогнозното количество необходими въглища за новия отоплителен сезон е 7 650 t със средна калоричност 4011 kcal/kg, като горивната смес се състои от 3 400 t обогатено енергийно гориво (ОЕГ) със средна калоричност 2 650 kca/kgl и 4 250 t вносни черни въглища марка „Д“ със средна калоричност 5 100 kcal/kg. Вносните въглища дружеството доставя от площадка, находяща се в гр. Сливен. Разстоянието между Габрово и Сливен е 150 km. Обогатеното енергийно гориво дружеството доставя от „Брикел“ ЕАД, Гълъбово. Разстоянието между Габрово и Гълъбово е 169 km. Цената за транспорт - 0,12 лв.t/km.

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 дружеството планира да използва горива с минимална средна калоричност 4 000 kcal/kg. Към документите дружеството прилага копие на действащи договори за доставки на въглища.

Обосновка за цената на гориво - биомаса

През прогнозния период, дружеството предвижда работа на котела с биомаса с общо количество гориво 7 700 t в съотношение дървесен чипс 2 100 t с калоричност 2800 kcal/kg и пелети 5 600 t с калоричност 3800 kcal/kg. Средната калоричност на микса горива е 3 527 kcal/kg. Към документите дружеството прилага копие на действащи договори за доставки на биомаса.

Обосновка на разходите за вода

Дружеството формира разходите за вода от три компонента - разходи за добавъчна вода, разходи за вода за технологични нужди и разходи за вода за битови нужди.

Разходът за добавъчна вода в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2018-30.06.2019 г. е приет от дружеството в размер на 13,3 t^3/h, при разход за 2017 г. 27,5 t^3/h. За добавъчна вода на топлопреносната мрежа дружеството използва химически обработена вода. За технологични нужди използва вода от р. Янтра, за която дружеството заплаща на Басейнова дирекция - Дунавски район.

Обосновка на разходите за закупена електроенергия

Разходите за електроенергия дружеството формира от количеството електрическа енергия, предназначено за АС, и количествата, закупени извън отоплителния сезон, в който централата няма собствено производство.

Обосновка на разходите за консумативи

В разходите за консумативи дружеството включва разходи за коагулант и др. химикали и консумативи. Дружеството е увеличило разходите спрямо отчетния период поради повишаване на покупната цена. Според дружеството за новия ценови период разходите възлизат на 13 хил. лв. При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии.

Обосновка на разходите за външни услуги

Разходите за външни услуги на дружеството в сравнение с отчетната 2017 г. са завишени с 40 хил. лв., поради завишение цените на използваните консумативи.

Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)

За периода 01.07.2018-30.06.2019 г. предстоящите за закупуване емисии CO_2 за производството на електрическа и топлинна енергия дружеството е определило като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, топлинна и електрическа енергия, в съответствие с чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, (изменена с Директива 2009/29ЕО). Според дружеството общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за новия ценови период възлиза на 7 502 t CO_2. Цената от 17 евро/t на предстоящите за закупуване емисии от дружеството е формирана от действащата цена на емисиите към датата на подаване на заявлението и разликата в цената на емисиите от отчетния период от 5,22 евро/t. Разходите за закупуването на емисиите възлизат на 249 хил. лв.

Регулаторна база на активите е определена съгласно балансовата стойност на активите към 31.12.2017 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. Дружеството е включило само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2017 г. РБА е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

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

Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите на дружеството е същата, както и през отчетния период.

Стойността на собствения капитал на дружеството е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2017 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 6,31%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО - 10%.

СПРАВКА № 4 - ТИП-ПРОИЗВОДСТВО

Технико - икономическите показатели използвани за определяне на цените през прогнозния ценови период на дружеството са на базата на отчетните данни за предходните години, като разчетът е съобразен с някой особености за изминалата 2017 г.

През прогнозния ценови период дружеството 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 ТГ3. Дружеството не предвижда работа на парната част на централата.

Според дружеството, технико - икономическите показатели, използвани за определяне на цените през новия ценови период, са на базата на анализ на отчетните данни за предходните години, състоянието на оборудването и планираните ремонтни работи. Имайки предвид отчетените по-високи външни температури през изминалите отоплителни сезони, за предстоящия прогнозен период дружеството предвижда по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

Обосновка на количеството произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство

Дружеството планира общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия

от инсталацията за комбинирано производство да е 50 679 MWh, от което 37 100 MWh - топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса, и 13 579 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

Обосновка на количеството топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди дружеството е определило на база на отчетените данни през изминали периоди, с отчитане на текущото състояние на съоръженията, приетите режими на работа с двата енергийни котела и външните метеорологични условия. Прогнозното количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 13579 MWh.

Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от инсталацията за комбинирано производство

Дружеството предвижда 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 7 900 MWh.

Обосновка на продаденото количество електрическа енергия.

Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКП и количествата електрическа енергия за собствени нужди. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период от 07.2018 г. дружеството прогнозира в размер на 6 200 MWh.

Дружеството планира през новия ценови период количеството топлинна енергия за разпределение да е в размер на 25 400 MWh, която включва енергия за отопление – 25 300 MWh и за битово-горещо водоснабдяване - 100 MWh.

Обосновка на количествата топлинна енергия.

Топлинната енергия за отопление дружеството определя на базата на анализа по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като е взело в предвид аварийността по топлопреносната мрежа, която счита, че оказва влияние върху този показател, както и по високите средни външни температури през последните два отоплителни сезона. Поради тези причини дружеството е предвидило увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 5 740 MW в сравнение с отчетената през 2017 г. и с 6 216 MWh в сравнение с отчетеното през последния ценови период. Дружеството счита,че при същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление очакваното количеството топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2018/2019 г. възлиза на 25 300 MWh.

Топлинната енергия за БГВ е ограничена в размер на 100 MWh, поради нежеланието на клиентите да ползват услугата, както и поради сезонната работа на централата.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи е определено на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2018 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За отчетните 2017 г. и ценовия период 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., дружеството счита, че поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 13 855 MWh или 41,3% и 14 349 MWh или 42,79% от изнесената към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г.

С предвидените ремонтни работи се очаква аварийността по мрежата да намалее значително и прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период от 01.07.2018 г. да бъде намалено до 11 700 MWh, което е 31,54% от изнесената към преноса топлоенергия.

Отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 37 100 MWh.

Допълнително с вх. № Е-14-11-4 от 12.04.2018 г. дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

С писмо с изх. № Е-14-11-4 от 19.04.2018 г. от „Топлофикация–Габрово“ ЕАД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Инвестиционна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

2. Ремонтна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

3. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г., 2017 г. и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г;

4. Обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

5. Заверени копия на договори или анекси към договор за изкупуване на електрическа енергия, с всички приложения към тях (включително спецификациите към договорите), които действат за периода на 2017- 2018 г.

С писмо към вх. № Е-14-11-4 от 30.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

В писмото е декларирано, че няма присъдени юрисконсултски възнаграждения.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 5,59% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 32,40% 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 18,46% 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 9,57% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 64%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на размера на общата стойност на инвестиционните разходи с 37,50%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 312	1 817	2 037	2 232	195	9,57%	920	70,12%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	22	565	560	560	0	0,00%	538	2445,45%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	220	166	250	410	160	64,00%	190	86,36%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	729	708	770	795	25	3,25%	66	9,05%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	219	197	249	249	0	0,00%	30	13,70%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	170	158	200	200	0	0,00%	30	17,65%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	49	39	49	49	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	122	181	208	218	10	4,81%	96	78,69%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	58	148	157	165	8	5,10%	107	184,48%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00				0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	132,67				0	0,00%	-133	-100,00%

№	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.	220	166	250	410	160	64,00%	190	86,36%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	120	136	150	310	160	106,67%	190	158,33%
I.2.	по преноса	хил. лв.	100	30	100	100	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	130	29	80	50	-30	-37,50%	-80	-61,54%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	29	50	0	-50	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	130	0	30	50	20	66,67%	-80	-61,54%

№	Наименование	Димения	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 2017 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2017 – Прогноза 2016 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	35 700	33 515	33 533	37 100	3 567	10,64%	1 400	3,92%
1.1.	гореща вода	MWh	35 700	33 515	33 533	37 100	3 567	10,64%	1 400	3,92%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	14 274	15 100	17 687	13 579	-4 108	-23,23%	-695	-4,87%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	14 274	15 100	17 687	13 579	-4 108	-23,23%	-695	-4,87%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	28,56%	31,06%	34,53%	26,79%	-0,077	-22,41%	-0,018	-6,19%
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	49 974	48 615	51 220	50 679	-541	-1,06%	705	1,41%
4.1.	гореща вода	MWh	35 700	33 515	33 533	37 100	3 567	10,64%	1 400	3,92%
4.2.	пара	MWh	14 274	15 100	17 687	13 579	-4 108	-23,23%	-695	-4,87%
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	8 900	4 760	5 895	7 900	2 005	34,01%	-1 000	-11,24%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 850	20	23	1 700	1 677	7291,30%	-150	-8,11%
		%	20,79%	0,42%	0,39%	21,52%	0,211	5415,41%	0,007	3,52%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 050	4 740	5 872	6 200	328	5,59%	-850	-12,06%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 050	4 740	5 872	6 200	328	5,59%	-850	-12,06%
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	77 235	67 030	71 793	67 441	-4 352	-6,06%	-9 794	-12,68%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	77 235	67 030	71 793	67 441	-4 352	-6,06%	-9 794	-12,68%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	57,75%	57,10%	54,92%	66,72%	0,118	21,50%	0,090	15,55%
10	Топлинна ефективност	%	46,22%	50,00%	46,71%	55,01%	0,083	17,78%	0,088	19,01%
11	Електрическа ефективност	%	11,52%	7,10%	8,21%	11,71%	0,035	42,66%	0,002	1,65%
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	497	427	423	446	23	5,35%	-52	-10,36%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	168	185	189	149	-40	-21,23%	-19	-11,19%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	32 550	19 660	19 184	25 400	6 216	32,40%	-7 150	-21,97%
10.1.	гореща вода	МВтч	32 550	19 660	19 184	25 400	6 216	32,40%	-7 150	-21,97%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	3 150	13 855	14 349	11 700	-2 649	-18,46%	8 550	271,43%
		%	8,82%	41,34%	42,79%	31,54%	-0,11	-26,30%	0,23	257,41%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	3 150	13 855	14 349	11 700	-2 649	-18,46%	8 550	271,43%
		%	8,82%	41,34%	42,79%	31,54%	-0,113	-26,30%	0,227	257,41%
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

НВск по отчет за ценовия период е -139,82% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените продадени количества електрическа и топлинна енергия. 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 -41,29%, вследствие на намалените приходи, спрямо утвърдените от Комисията, при ръст на условно-постоянните разходи с 59%.

ПОКАЗАТЕЛИ	Димензия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2017 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2017-31.12.2017 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 312	2 037	**2 087**	725	775
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	3 051	3 069	2 574	18	-477
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**105**	**-2 093**	**-618**	-2 197	-723
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	4 468	3 013	**4 043**	-1 454	-425
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	7 050	5 871	5 871		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	7 050	5 871	5 871	-1 179	-1 179
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	32 550	19 184	19 184		
с гореща вода	МВтч	32 550	19 184	19 184	-13 366	-13 366
с водна пара	МВтч	0	0	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	221,62	221,62			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	211,62	211,62			
Ц вп	лв/МВтч	0,00	0,00			
Ц гв	лв/МВтч	89,25	89,25			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	1 347	1 347	1 347		
Собствен капитал	хил. лв.	25	25	25		
Дял на собствения капитал	%	100,00%	100,00%	100,00%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	0	0	0		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	0	0	0		
Дял на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	0,00%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	0,00%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	7,78%	-155,36%	-45,88%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**7,00%**	**-139,82%**	**-41,29%**		

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

„Топлофикация Габрово” ЕАД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г., отчита ***загуба*** в размер на 618 хил. лв. при ***печалба*** за 2016 г. в размер на 1 170 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 2017 г. спрямо 2016 г. с 3,55%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2017 г. спрямо 2016 г. с 2,17%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. в размер на 3 168 хил. лв., спрямо 2016 г., когато са в размер на 3 693 хил. лв., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на предоставени аванси и дълготрайни материални активи в процес на изграждане, въпреки ръста в частта на машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи на дружеството нарастват през 2017 г. в размер на 2 959 хил. лв. при 2 507 хил. лв. за 2016 г., в резултат на увеличените вземания от клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружество за 2017 г. е отрицателна величина в размер на 3 133 хил. лв. и спрямо 2016 г. е увеличена, когато е 2 515 хил., в резултат на отчетената текуща загуба за годината.

Общо задълженията на дружеството нарастват през 2017 г. в размер на 9 260 хил. лв. при 8 715 хил. лв. за 2016 г., вследствие на увеличените задължения към финансови предприятия.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2017 г. общо от регулираната дейност дружеството има дългосрочни задължения към финансови институции в размер на 3 046 хил. лв., а в структурата на краткосрочните задължения с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в общ размер на 5 664 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2017 г., както и в края на 2016 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:

- общите разходи за амортизации са коригирани от 560 хил. лв. на 220 хил. лв. или със 340 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност и натрупаната към 31.12.2017 г. амортизация на активите от позиция „машини, съоръжения и оборудване" съгласно справка № 2 „РБА" и амортизационна норма за регулаторни цели;

- общата стойност на останалите УПР е коригирана от 1 672 хил.лв. на 1 252 хил.лв. до нивото на отчетените стойности през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 249 хил. лв. на 96 хил. лв., или с 153 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 8 390 t се умножат по реално отчетената цена на емисиите за 2017 г. от 11,49 лв./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" НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,31% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 1 750 t, до достигане на общата енергийна ефективност с нормативно определената стойност за високоефективно комбинирано производство и в съответствие с т. 5 от общия подход;

- коригирана е цената на въглищата от 173,76 лв./тнг при калоричност 4 011 kcal/kg на 135,36 лв./тнг (с 38,4 лв./тнг) до достигане на отчетената стойност за 2017 г. 124,39 лв./тнг при калоричност 3 686 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- коригирана е цената на биогоривото от 119,09 лв./тнг при калоричност 3 527 kcal/kg на 108,60 лв./тнг (с 10,49 лв./тнг) до достигане на отчетената стойност за 2017 г., съгласно т. 8 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 5 700 MWh (15,36%), или със 6 000 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) – 236,85 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 236,85 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 166,20 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 89,34 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 4 274 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 056 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 472 хил. лв. и променливи – 2 584 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 515 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,95%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 31 400 MWh

15. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

С писмо вх. № Е-14-24-4 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода – 40,42 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 01.07.2018-30.06.2019 г. дружеството е разработило на база отчетни данни за 2017 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй” ЕАД № ДОД.ФД.МТ.271. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6. Разделянето на общите разходи на Електропроизводство 2 на разходи за производство на електроенергия и за производство на топлоенергия се основава на дела на количеството електроенергия, 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 дружеството прибавя и разходите по преноса на цех „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени административни разходи, разпределени между електроенергията и топлоенергията на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия.

Разходите за производство на топлинна енергия са в размер на 146 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлоенергия.

Разходите за пренос по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата на дружеството е на стойност 3 488 хил. лв., като е запазило равнището на отчетените разходи за 2017 г. с изключение на:

- Разходи за амортизации. Разходите за амортизация са разчетени на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2017 г. Дружеството счита, че намалението на разходите за амортизации на активите, свързани с преноса на топлинна енергия, спрямо отчетените за 2017 г. с 42 хил. лв. е в следствие на преразгледания и удължен срок на полезен живот на дълготрайните активи, които са свързани с преноса на топлинна енергия.

- Ремонтни разходи. Планираните ремонтни дейности за топлоснабдителната система са съгласно изискванията по отношение вида, обема и периодичността на провежданите ремонтни и възстановителни дейности. Предвидените разходи са за поддръжка на АС, средства

за търговско измерване, система за дистанционно отчитане на консумацията при потребителите и др. Дружеството прогнозира намаление на ремонтните разходи с 28 хил. лв., поради различен обем на ремонтните дейности предвидени за изпълнение през новия ценови период.

Другите разходи дружеството формира 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 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 2017 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 217 хил. лв. съгласно горецитираните указания, като корекции са нанесени в по позиции.

От разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от услуги по присъединяване на клиенти към мрежата и др. услуги на стойност 14 хил. лв.

Разпределени разходи - В отчетените за 2017 г. разходи за пренос са разпределени разходи на обща стойност 1 061 хил. лв.

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 2017 г. са:

- от януари до юни – обща балансова стойност на активите на обектите е 2 097 526 хил. лв. на ТС – 5 139 хил. лв. Общо производствените разходи през разглеждания период са на стойност – 37 380 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0025. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 93 хил. лв.

- от юли до декември – обща балансова стойност на активите на обектите е 2 027 110 хил. лв., на ТС – 4 842 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0024. Общо производствените разходи за периода са на стойност 40 473 хил. лв. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС, са на стойност 97 хил. лв.

Административни разходи се разпределят между двата продукта на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия. За прогнозния регулаторен период стойността на административните разходи е до нивото на отчетените разходи през 2017 г.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2018-30.06.2019 г. са на стойност 3 634 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 38 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 3 672 хил. лв.

СПРАВКА № 2 - РБА

Регулаторната база на активите към 31.12.2017 г. е в размер на 6 123 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2017 г., пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 7 532 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите на стойност 1 737 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 328 хил. лв. Съгласно т. 32.5 от Указания-НВ оборотният капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации.

СПРАВКА № 3 - Норма на възвръщаемост на капитала

Норма на възвръщаемост на капитала 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. Средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 2.22% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2017 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2017г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евратом. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

СПРАВКА № 4 – ТИП в производството

В справката дружеството е обобщило основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия.

През новия ценови период дружеството планира произведената топлинна енергия от бойлерните установки на блоковете да е размер на 190 000 MWh, като технологичните СН се прогнозират на ниво от 42,11% (80 000 MWh). Дружеството счита, че съществено влияние върху прогнозните производствени показатели оказват климатичните фактори.

СПРАВКА № 5 - ТИП в преноса

В справката е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, равнището им спрямо 2017 г. и текущия регулаторен период.

Дружеството счита, че с оглед същественото влияние на климатичните фактори, прогнозите за общото количество реализирана топлинна енергия през следващия регулаторен период отчитат разликата между значителните количества топлинна енергия през 2017 г. и текущо отчетените параметри за настоящия ценови период, като прогнозата за настоящия ценови период е с отчетни данни от 1 юли 2017 г. до м. февруари 2018 г.

Според дружеството, друг съществен фактор, влияещ на прогнозите за продажбите, е изпълнението на плановете за разширяване на топлоснабдителната система чрез присъединяване на нови битови и небитови абонати.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за новия ценови период са увеличени с 9,50% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 1,20% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от намалените разходи за ремонт с 40,82%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 85,04%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	3 245	3 705	3 678	3 634	-44	-1,20%	389	11,99%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	672	714	713	672	-41	-5,75%	0	0,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	53	57	49	29	-20	-40,82%	-24	-45,28%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 570	1 870	1 870	1 870	0	0,00%	300	19,11%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	312	367	367	367	0	0,00%	55	17,63%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	312	367	367	367	0	0,00%	55	17,63%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	642	697	679	696	17	2,50%	54	8,41%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	42	163	153	162	9	5,88%	120	285,71%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00				0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	53	57	49	29	-20	-40,82%	-24	-45,28%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	53	57	49	29	-20	-40,82%	-24	-45,28%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т	хил. лв.	1 038	228	1 103	2 041	938	85,04%	1 003	96,63%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 038	228	1 103	2 041	938	85,04%	1 003	96,63%

№	Наименование	Димензия	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- 30.06.2019	**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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	105 752	113 220	103 219	110 000	6 781	6,57%	4 248	4,02%
1.1.	гореща вода	MWh	105 752	113 220	103 219	110 000	6 781	6,57%	4 248	4,02%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	58 949	80 170	78 234	80 000	1 766	2,26%	21 051	35,71%
2.1.	гореща вода	MWh	58 949	80 170	78 234	80 000	1 766	2,26%	21 051	35,71%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	35,79%	41,46%	43,12%	42,11%	0	-2,34%	0	17,64%
3.1.	гореща вода	%	35,79%	41,46%	43,12%	42,11%	0	-2,34%	0	17,64%
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	164 701	193 390	181 453	190 000	8 547	4,71%	25 299	15,36%
4.1.	гореща вода	MWh	164 701	193 390	181 453	190 000	8 547	4,71%	25 299	15,36%
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					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					0	0,00%	0	0,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh					0	0,00%	0	0,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
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	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh					0	0,00%	0	0,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh					0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	82 650	91 060	80 363	88 000	7 637	9,50%	5 350	6,47%
10.1.	гореща вода	МВтч	82 650	91 060	80 363	88 000	7 637	9,50%	5 350	6,47%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	23 102	22 160	22 856	22 000	-856	-3,75%	-1 102	-4,77%
		%	21,85%	19,57%	22,14%	20,00%	0	-9,68%	0	-8,45%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	23 102	22 160	22 856	22 000	-856	-3,75%	-1 102	-4,77%
		%	21,85%	19,57%	22,14%	20,00%	0	-9,68%	0	-8,45%
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 общото финансово състояние за 2017 г.

Съгласно представения **одитиран** годишен финансов отчет за 2017 г. дружеството отчита нетна ***печалба*** в размер на 117 899 хил. лв., нараснала спрямо предходната година, когато е била 1 359 хил. лв. Общият всеобхватен доход за годината е ***печалба*** в размер на 113 328 хил. лв., формиран от печалбата и друг всеобхватен доход, нетно от данъци отрицателен в размер на 4 571 хил. лв., докато за 2016 г. всеобхватният доход е ***загуба*** от 9 303 хил. лв., включващ печалбата и друг всеобхватен доход – ***загуба*** в размер на 10 662 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 2017 г. нарастват спрямо предходната година с 12,37%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са намалени с 4,20%.**

Нетекущите активи на дружеството спрямо предходната година са намалени от 2 800 214 хил. лв. за 2016. г. на 2 729 163 хил. лв., независимо от ръста през годината на нетекущите вземания от свързани лица в размер на 23 039 хил. лв. и нетекущи търговски и други вземания за 5 123 хил. лв.

Текущите активи спрямо предходната година са увеличени от 541 458 хил. лв. на 667 587 хил. лв. от увеличената стойност на ядреното гориво, наличностите от парични средства и на текущите вземания от свързани лица.

Собственият капитал е увеличен от 2 608 757 хил. лв. за 2016 г. на 2 721 473 хил. лв., вследствие на ръста на неразпределената печалба.

Дългосрочните задължения в края на 2017 г. са намалени в сравнение с предходния период от 517 167 хил. лв. за 2016 г. на 473 551 хил. лв., основно от намалените задължения по получени заеми.

Текущите задължения към края на 31.12.2017 г. са намалени спрямо 2016 г. от 215 748 хил. лв. на 201 726 хил. лв., вследствие на намалената провизия за ОЯГ.

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2017 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 2017 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 78% собствен капитал и 22% привлечени средства.

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 – 40,42 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 3 672 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 634 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 547 хил. лв. и променливи – 87 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 123 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 0,62%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 88 000 MWh

16. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-3 от 04.04.2018 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 е представено отчетна информация по т. I.2, т. I.4 и I.5, прогнозна информация по т. II.2, писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, инвестиционна и ремонтна програми за 2017 г. и периода 2018 г. - 2019 г., продадена електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г., действащи договори за доставка на природен газ и за изкупуване на електрическа енергия, отчетна информация за 2017 г. с приложени справки по ЕССО.

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

- цена на електрическа енергия – 211,26 лв./MWh, в т. ч. добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh;
- преференциална цена на електрическа енергия – 203,26 лв./MWh
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 77,84 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, са изчислени с цена на природен газ – 409,00 лв./knm^3 при калоричност 8 000 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-68-3 от 25.04.2018 г. от „КОГРИЙН“ ООД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Отчетна информация за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9, съгласно т. I.4 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
2. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и прогнозна информация за новия ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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., съгласно т. I.5 и II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
3. В описа към заявление с вх. № Е-14-68-3 от 04.04.2018 г. е посочено, че се прилага писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружена с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност, съгласно т. II.4 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР, като такава не е представена на хартиен носител;
4. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. Към заявлението е представена информация само за 2017 г.
5. Инвестиционна и ремонтна програми за 2017 г., представени по направления, с остойностени позиции;
6. Инвестиционна и ремонтна програми за периода 2018 г. - 2019 г., представени по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;
7. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;
8. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към тях;
9. Заверени копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството е прогнозирало аналогично производство на електрическа и топлинна енергия на отчетеното през предходния ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило запазване на размера на УПР на нивото на отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.). Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	3 136	4 164	4 291	4 291	0	0,00%	1 155	36,83%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	676	518	525	525	0	0,00%	-151	-22,34%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	350	180	180	180	0	0,00%	-170	-48,57%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	315	243	245	245	0	0,00%	-70	-22,22%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	150	33	35	35	0	0,00%	-115	-76,67%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	150	33	35	35	0	0,00%	-115	-76,67%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 645	3 190	3 306	3 306	0	0,00%	1 661	100,97%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	990	602	600	600	0	0,00%	-390	-39,39%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	397,66	348,00	370,00	370,00	0	0,00%	-28	-6,96%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00	0,00			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.	350	180	0	0	0	0,00%	-350	-100,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	350	180	0	0	0	0,00%	-350	-100,00%
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	Димения	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
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	0	0	0	0	0,00%	-500	-100,00%
2.1.	гореща вода	MWh	500				0	0,00%	-500	-100,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
3.1.	гореща вода	%	1,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
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	34 800	29 065	29 122	29 122	0	0,00%	-5 678	-16,32%
4.1.	гореща вода	MWh	34 800	29 065	29 122	29 122	0	0,00%	-5 678	-16,32%
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	33 280	26 928		29 542	29 542	0,00%	-3 738	-11,23%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 530	1 828	-26 956	2 594	29 550	-109,62%	64	2,53%
		%	7,60%	6,79%	0,00%	8,78%	0	0,00%	0	15,50%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	30 750	25 100	26 956	26 948	-8	-0,03%	-3 802	-12,37%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	30 750				0	0,00%	-30 750	-100,00%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh		27 052	26 956	26 956	0	0,00%	26 956	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	84 817				0	0,00%	-84 817	-100,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	84 817				0	0,00%	-84 817	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,68%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	40,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	39,24%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh					0	0,00%	0	0,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh					0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	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%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

Съгласно представения от „Когрийн" ООД одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. е видно, че дружеството отчита ***нетна печалба*** в размер на 16 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е отчетена печалба в размер на 553 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 намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 20,57%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност също намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 10,38%.**

Общата стойност на нетекущите активи нараства с 37,47% през 2017 г. и са в размер на 7 381 хил. лв. при 5 369 хил. лв. за 2016 г., в резултат на отчетените по-високи стойности на дълготрайни материални активи в частта на „съоръжения и други".

Текущите активи също нарастват през 2017 г. и са в размер на 1 502 хил. лв. при 1 398 хил. лв. за 2016 г., основно от увеличените вземания от клиенти и доставчици.

Дългосрочните задължения намаляват през 2017 г. с 4,71% и са в размер на 5 503 хил. лв. при 5 775 хил. лв. за 2016 г., което се дължи на намалените други задължения.

Краткосрочните задължения нарастват през 2017 г. в размер на 4 540 хил. лв. при 2 008 хил. лв. за 2016 г, основно от перо „получени аванси".

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г., както и в края на 2016 г. остава влошена, и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 350 хил. лв. на 300 хил. лв. или с 50 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за текущо поддържане са коригирани от 420 хил. лв. на 350 хил. лв. или с 70 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 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 с 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" НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,87% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" е коригирана е цената на природния газ от 409 лв./1000 knm^3 на 380 лв./knm^3 до достигане на отчетената стойност за 2017 г., съгласно т. 8 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) – 165,64 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 165,64 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 94,99 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,84 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 7 134 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 715 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 093 хил. лв. и променливи – 3 622 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 10 508 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 3,98%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh, в т. ч:
  - Към НЕК ЕАД – 25 188 MWh
  - Към други – 1 760 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

<u>17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“</u>

С писмо с вх. Е-14-70-1 от 24.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението допълнително са представени фактури за закупени количества природен газ и електрическа енергия.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2018 г.:

Преференциална цена на електрическа енергия, без ДДС – 155,01 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 147,01 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Предложената за определяне на преференциална цена на електрическа енергия е изчислена при средно-претеглена цена на природния газ – 397,42 лв./knm^3 (без ДДС).

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

Производствената програма на когенерационна ТЕЦ „500 дка“ с два газобутални двигателя е прогнозирана съобразно следните ограничителни параметри:

- двата когенератора ще работят частично през месеците октомври и ноември, а от месец декември до месец април 2019 г. – на постоянен режим с цел подсигуряване на необходимата топлинна енергия за основното производство;

- през периода от м. май 2019 г. до м. юли 2019 г. на КГ № 1 ще бъде извършен междинен ремонт (на 30 000 работни моточаса), съгласно договор за поддръжка с фирма Хубауер Анлагенбау ГмбХ;

- през топлите месеци ще работи единствено КГ № 2 – за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за прогонване на росата в сутрешните часове;

Към обосновката е представена производствената програма за новия ценови, в която са посочени прогнозни количества произведена електрическа и топлинна енергия, количество електрическа и топлинна енергия за собствена консумация, продадена ел. енергия и отпусната топлинна енергия от централата.

За целите на изчисленията на регулаторната база на активите стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2017 г. Формирането на размера е показан в табличен вид към обосновката.

В обосновката се посочва, че при изчисляване на годишните разходи за амортизации е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 години, като единствено

съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „500 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

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 620*** *от 0 до 59 999 моточаса на двигателя с цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на когенераторите, в т.ч.: за двигател Jenbaher JMS 620 GS-NL – 18,0 евро/моточас и за двигател Jenbaher JMS 320 GS-NL – 6,9 евро/моточас.*

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 и разходи за пътуване;*
- *разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 и 6 000 h;*
- *оригинални глави на цилиндъра и свещи;*
- **междинен ремонт на 30 000 часа -** *мониторинг на първите 2 000 часа; наблюдение от разстояние; обучение на персонала.*

В цената на поддръжката не 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 ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ през този ценови период, са изчислени при начална дата на периода - 01/07/2018 г. и прогнозна обща цена на природен газ ***- 397,46 лв./****knm*^{3} **(без ДДС),** *в т.ч.: цена на природен газ – 358,71 лв./knm*^{3}*, цена за пренос – 4,62 лв./knm*^{3} *и цена за капацитет – 34,13 лв./knm*^{3}*.*

В обосновката се посочва, че с ***спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети. Работата на когенерационната централа също до голяма степен зависи от климатичните условия и изисква корекция в консумацията на природен газ. Също така, заявките за капацитет на консумацията не може да бъде отделена от заявките за капацитет на допълващите мощности - котлите. Поради това цената на природния газ на дружеството е обща и зависи от дневните прогнози за времето и необходимите количества газ. Дружеството е приложило справка за средните цени, които плаща през последните 6 месеца, от която са видни нивата на компонентите на общата цена на природния газ.***

В обосновката се посочва, че разходите за консумативи възлизат на стойност 46 хил. лв., разходи за вода – 1 хил. лв., разходи за ел. енергия – 12 хил. лв., разходи за външни услуги – 3 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 116 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 средно претеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

Представена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация I-ви и II-ви етап на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ и са посочени финансовите условия по кредитите.

Изчислената норма на възвръщаемост на капитала за периода 2018 г. – 2019 г. е 6,39%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия за новия ценови период са с 14,45% по-високи от отчетените.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 16,41% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на цена на електрическа енергия за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,65% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г.– 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 16,36%. 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 01.07.2017 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 %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 205	1 179	1 123	1 164	41	3,65%	-41	-3,40%
Разходи за амортизации	хил. лв.	573	571	571	571	0	0,00%	-2	-0,35%
Разходи за ремонт	хил. лв.	262	243	214	249	35	16,36%	-13	-4,96%
Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	143	135	138	139	1	0,72%	-4	-2,80%
Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	24	25	27	28	1	3,70%	4	16,67%
осигурителни вноски	хил. лв.	24	25	27	28	1	3,70%	4	16,67%
социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	203	205	173	177	4	2,31%	-26	-12,81%
Разходи за външни услуги	хил. лв.	176				0	0,00%	-176	-100,00%
Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	345,05	391,91	397,42	6	1,41%	7	1,92%
Цена на въглища	лв./t	0,00	0,00	0,00	0,00	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 %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	262	243	214	249	35	16,36%	-13	-4,96%
в топлоизточника	хил. лв.	262	243	214	249	35	16,36%	-13	-4,96%
по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
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%
в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	19 501	18 352	16 126	18 773	2 647	16,41%	-728	-3,73%
1.1.	гореща вода	MWh	19 501	18 352	16 126	18 773	2 647	16,41%	-728	-3,73%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	562	529	465	541	76	16,34%	-21	-3,74%
2.1.	гореща вода	MWh	562	529	465	541	76	16,34%	-21	-3,74%
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	-0,06%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	0	-0,06%	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	20 063	18 881	16 591	19 314	2 723	16,41%	-749	-3,73%
4.1.	гореща вода	MWh	20 063	18 881	16 591	19 314	2 723	16,41%	-749	-3,73%
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	19 663	18 659	16 329	18 754	2 425	14,85%	-909	-4,62%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 043	925	832	1 018	186	22,36%	-25	-2,40%
		%	5,30%	4,96%	5,10%	5,43%	0,003	6,53%	0,001	2,33%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	18 620	17 734	15 497	17 736	2 239	14,45%	-884	-4,75%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	18 620	17 734	15 497	17 736	2 239	14,45%	-884	-4,75%
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	49 630	47 055	41 377	48 010	6 633	16,03%	-1 620	-3,26%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	49 630	47 055	41 377	48 010	6 633	16,03%	-1 620	-3,26%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	78,91%	78,65%	78,44%	78,16%	-0,0027	-0,35%	-0,0075	-0,95%
10	Топлинна ефективност	%	39,29%	39,00%	38,97%	39,10%	0,0013	0,33%	-0,0019	-0,49%
11	Електрическа ефективност	%	39,62%	39,65%	39,46%	39,06%	-0,0040	-1,02%	-0,0056	-1,40%
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	212	201	201	203	1	0,55%	-9	-4,27%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	111	108	108	109	1	0,55%	-2	-1,74%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	19 501	18 352	16 126	18 773	2 647	16,41%	-728	-3,73%
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	19 501	18 352	16 126	18 773	2 647	16,41%	-728	-3,73%
	гореща вода	MWh	19 501	18 352	16 126	18 773	2 647	16,41%	-728	-3,73%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г. на „Оранжерии Гимел" АД</u>

Съгласно представения индивидуален одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. дружеството отчита ***загуба*** в размер на 2 121 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за 2016 г. в размер на 1 280 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 26,54%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 9%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. на 30 801 хил. лв. от 32 119 хил. лв. през 2016 г., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини и оборудване.

Текущите активи нарастват през 2017 г. в размер на 9 170 хил. лв. спрямо 9 041 хил. лв. за 2016 г., основно от увеличени текущи финансови активи.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2017 г. на 12 956 хил. лв. от 13 827 хил. лв. за 2016 г. в резултат на отчетената загуба.

Нетекущите пасиви на дружеството намаляват през 2017 г. в размер на 16 947 хил. лв. при 19 612 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалените дългосрочни задължения към доставчици.

Текущите пасиви нарастват през 2017 г. в размер на 10 068 хил. лв., спрямо 7 721 хил. лв. за 2016 г., вследствие на увеличените краткосрочни банкови заеми, ръст на търговските задължения и на текущите финансови пасиви

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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.

„Оранжерии Гимел" АД – е представило към годишния финансов отчет за 2017 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност отделно за ТЕЦ „Ооранжерия 200 дка" и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка".

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г. на „Оранжерии Гимел" АД – 500 дка</u>

Съгласно представените справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност е видно, че през 2017 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" дружеството отчита ***печалба*** в размер на 96 хил. лв., която намалява спрямо отчетената през 2016 г. в размер на 401 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 2017 г. спрямо 2016 г. със 7,93%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 2,57%.**

Общата стойност на нетекущите активи от регулирана дейност намалява през 2017 г. в размер на 5 897 хил. лв. спрямо 6 662 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалените дълготрайни материални активи в частта на съоръженията, машини и оборудване.

Текущите активи от регулирана дейност също намаляват през 2017 г. в размер на 370 хил. лв. спрямо 427 хил. лв. за 2016 г., вследствие на намалените вземания от клиенти и доставчици.

Дългосрочните задължения от регулирана дейност намаляват през 2017 г. в размер на 4 799 хил. лв. при 5 051 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалените задължения към финансови институции.

Краткосрочните задължения от регулирана дейност също намаляват през 2017 г. в размер на 1 162 хил. лв. спрямо 1 427 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените задължения към клиенти и доставчици.

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" НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,29% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,04 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) – 148,92 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 148,92 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 3 662 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 394 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 164 хил. лв. и променливи – 2 229 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 434 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,17%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 736 MWh

18. „Оранжерии Гимел" АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка"

С писмо с вх. Е-14-70-2 от 24.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението допълнително са представени фактури за закупени количества природен газ и електрическа енергия.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 149,32 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 141,32 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Предложената за определяне преференциална цена на електрическа енергия е изчислена при средно-претеглена цена на природния газ – 397,46 лв./knm^3 (без ДДС).

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

Производствената програма на когенерационна инсталация с газобутални двигатели е разработена при следните условия:

- за периода от м. юли до м. септември 2018 г. предстои междинен ремонт на когенератор № 2, при достигнати 30 000 работни моточаса;

- за сметка на ограниченията в работата на КГ № 2 през новия ценови период се предвижда КГ № 1 да работи повече моточасове в сравнение с предходния период, с цел компенсиране на необходимата топлинна енергия.

Към обосновката е представена производствената програма за периода юли 2018 – юни 2019 г., в която са посочени прогнозни количества произведена електрическа и топлинна

енергия, количество електрическа и топлинна енергия за собствена консумация, продадена ел. енергия и отпусната топлинна енергия от централата.

За целите на изчисленията на регулаторната база на активите стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2017 г., в размер на 7 920 хил. лв. Формирането на размера е показан в табличен вид към обосновката.

В обосновката се посочва, че при изчисляване на годишните разходи за амортизации е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 години, като единствено съществуващия газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ 200 дка, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

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, а именно: цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на КГ1 - 15,5 евро/h и цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на КГ2 - 14,5 евро/h.

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 и провеждане на инспекции.

Променливите разходи за работа на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" за новия ценови период са изчислени при прогнозна обща цена на природен газ 397,46 лв./knm^3 (без ДДС), в т.ч.: цена на природен газ – 358,71 лв./knm^3, цена за пренос – 4,62 лв./knm^3 и цена за капацитет – 34,13 лв./knm^3.

В обосновката се посочва, че спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия, изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети. Работата на когенерационната централа също до голяма степен зависи от климатичните условия и изисква корекция в консумацията на природен газ. Също така, заявките за капацитет на консумацията на когенерационната инсталация не може да бъде отделена от заявките за капацитет на допълващите мощности - котлите. Поради това цената на природния газ на дружеството е обща и зависи от дневните прогнози за времето и необходимите количества газ. Дружеството е приложило справка за средните цени, които плаща през последните 6 месеца, от която са видни нивата на компонентите на общата цена на природния газ.

В обосновката се посочва, че разходите за консумативи възлизат на стойност 43 хил. лв., разходи за вода – 2 хил. лв., разходи за ел. енергия – 14 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 157 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 средно претеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

Посочена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" и финансовите условия по кредита.

Изчислената норма на възвръщаемост на капитала за периода 2018 г. – 2019 г. е 7,08%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за предходния ценови период са с 24,44% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 23,26% по- ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена на електрическата енергия за

новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,19% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 25,19% и разходите за заплати и възнаграждения с 8,15%. 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 01.07.2017 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 %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 520	1 431	1 408	1 467	59	4,19%	-53	-3,49%
Разходи за амортизации	хил. лв.	765	765	765	765	0	0,00%	0	0,00%
Разходи за ремонт	хил. лв.	339	276	262	328	66	25,19%	-11	-3,24%
Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	159	145	135	146	11	8,15%	-13	-8,18%
Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	28	25	25	27	2	8,00%	-1	-3,57%
осигурителни вноски	хил. лв.	28	25	25	27	2	8,00%	-1	-3,57%
социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	229	220	221	201	-20	-9,05%	-28	-12,23%
Разходи за външни услуги	хил. лв.	203				0	0,00%	-203	-100,00%
Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	343,47	392,80	397,46	5	1,19%	8	1,93%
Цена на въглища	лв./t	0,00				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 %
2	3	4	5	6	7	8 =7 - 6	9	10 = 7 - 4	11
Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	339	0	0	0	0	0,00%	-339	-100,00%
в топлоизточника	хил. лв.	339				0	0,00%	-339	-100,00%
по преноса	хил. лв.	0				0	0,00%	0	0,00%
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%
в топлоизточника	хил. лв.	0				0	0,00%	0	0,00%
по преноса	хил. лв.	0				0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	25 325	19 905	20 470	25 231	4 761	23,26%	-94	-0,37%
1.1.	гореща вода	MWh	25 325	19 905	20 470	25 231	4 761	23,26%	-94	-0,37%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	751	590	607	748	141	23,23%	-3	-0,40%
2.1.	гореща вода	MWh	751	590	607	748	141	23,23%	-3	-0,40%
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	-0,02%	0	-0,03%
3.1.	гореща вода	%	2,88%	2,88%	2,88%	2,88%	0	-0,02%	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	26 076	20 495	21 077	25 979	4 902	23,26%	-97	-0,37%
4.1.	гореща вода	MWh	26 076	20 495	21 077	25 979	4 902	23,26%	-97	-0,37%
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	26 183	20 620	21 073	26 227	5 154	24,46%	44	0,17%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 313	1 027	1 053	1 314	261	24,79%	1	0,08%
		%	5,01%	4,98%	5,00%	5,01%	0	0,26%	0	-0,09%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	24 870	19 593	20 020	24 913	4 893	24,44%	43	0,17%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	24 870	19 593	20 020	24 913	4 893	24,44%	43	0,17%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	66 534	50 629	52 276	65 296	13 020	24,91%	-1 238	-1,86%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	66 534	50 629	52 276	65 296	13 020	24,91%	-1 238	-1,86%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	77,42%	80,04%	79,47%	78,81%	-0,007	-0,83%	0,014	1,80%
10	Топлинна ефективност	%	38,06%	39,32%	39,16%	38,64%	-0,005	-1,32%	0,006	1,52%
11	Електрическа ефективност	%	39,35%	40,73%	40,31%	40,17%	-0,001	-0,36%	0,008	2,07%
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	204	197	198	200	1	0,70%	-4	-1,83%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	109	106	106	107	1	0,70%	-2	-1,87%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	25 325	19 905	20 470	25 231	4 761	23,26%	-94	-0,37%
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	25 325	19 905	20 470	25 231	4 761	23,26%	-94	-0,37%
	гореща вода	MWh	25 325	19 905	20 470	25 231	4 761	23,26%	-94	-0,37%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

Съгласно представените справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност е видно, че през 2017 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита ***печалб*а** в размер на 86 хил. лв., която намалява спрямо отчетената през 2016 г. в размер на 922 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 2017 г. спрямо 2016 г. с 38,71%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 26,99%.**

Общата стойност на нетекущите активи от регулирана дейност намалява през 2017 г. в размер на 7 733 хил. лв. спрямо 8 684 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалените дълготрайни материални активи в частта на съоръженията, машини и оборудване.

Текущите активи от регулирана дейност също намаляват през 2017 г. в размер на 257 хил. лв. спрямо 490 хил. лв. за 2016 г., вследствие на намалените вземания от клиенти и доставчици.

При дългосрочните пасиви с най-голям относителен дял от регулираната дейност са задълженията към финансови институции, а в структурата на краткосрочните задължения от регулирана дейност с най-голям относителен дял са задълженията от клиенти и доставчици.

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” НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,33% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 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) – 149,24 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 149,24 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 78,59 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 977 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 480 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 467 хил. лв. и променливи – 3 014 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 384 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,92%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 24 913 MWh

19. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

С писмо с вх. Е-14-73-1 от 18.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението допълнително са представени фактури за закупени количества природен газ и електрическа енергия.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г. – 200,27 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия –192,27 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при средно-претеглена цена на природния газ – 396,71 лв./knm^3, (без ДДС).

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

Планираните разходи през новия ценови период са съобразно следните условия:

1. Спиране работата на производствения обект за 4 месеца в резултат на градушка;

2. Изпълнение на инвестиционен проект по изграждане на въздушно отопление в 60 дка оранжерийни площи.

Към обосновката е представена производствената програма за периода юли 2018 – юни 2019 г., в която са посочени прогнозни количества произведена електрическа и топлинна енергия, количество електрическа и топлинна енергия за собствена консумация, продадена ел. енергия и отпусната топлинна енергия от централата.

Инвестиционна програма:

Отчетната стойност на активите, участващи в РБА, е в размер на 6 696 хил. лв., в т.ч.: 239 хил. лв. – сгради, 507 хил. лв. - преставляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийният комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др., 5 950 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т.ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД.

Посочва се, че през предходния регулаторен период няма въведени нови активи в експлоатация и не се предвижда въвеждането на такива през новия.

Дружеството е представило извлечение от инвентарна книга за когенерационна централа към 31.12.2017 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 – 112 хил. лв., цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на – 18 евро/h.

В цената на поддръжката са включени: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 часа, 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, са изчислени при прогнозна обща цена на природен газ – 396,71 лв./knm^3 (без ДДС).

В обосновката се посочва, че спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия, изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети. Работата на когенерационната централа също до голяма степен зависи от климатичните условия и изисква корекция в консумацията на природен газ. Заявките за капацитет на консумацията на когенерационната инсталация не може да бъде отделена от заявките за капацитет на допълващите мощности – котлите. Поради това цената на природния газ на дружеството е обща и зависи от дневните прогнози за времето и необходимите количества газ.

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 средно претеглената 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 рефинансира всички свои кредитни експозиции към ПИБ АД /МКБ Юнионбанк АД/ от Уникредит Булбанк АД, в едно с извършеното до момента самоучастие по проекта под формата на инвестиционен кредит.

Посочена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация и финансовите условия по кредита.

Дружеството посочва, че след претърпените щети от градушката през 2017 г. и реализираните загуби е сключен анекс за временно спиране на плащането на главници по инвестиционния кредит за периода на възстановяване на щетите и засаждане на новата реколта. Едновременно с това финансиращата институция е увеличила лихвения процент по кредити с 1 пункт, за което е представено копие на Анекс с банката.

Нормата на възвръщаемост на капитала е 6,33%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 24,57% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 24,55% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,12% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 17,89% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 11,32%. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	848	802	820	862	42	5,12%	14	1,67%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	412	411	411	411	0	0,00%	-1	-0,21%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	118	91	95	112	17	17,89%	-6	-5,08%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	146	129	131	136	5	3,82%	-10	-6,85%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	27	24	24	26	2	8,33%	-1	-3,70%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	27	24	24	26	2	8,33%	-1	-3,70%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	145	147	159	177	18	11,32%	32	22,07%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	135				0	0,00%	-135	-100,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	346,21	400,47	396,71	-4	-0,94%	7	1,74%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	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	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	Димения	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	8 189	5 805	6 429	8 007	1 578	24,55%	-182	-2,22%
1.1.	гореща вода	MWh	8 189	5 805	6 429	8 007	1 578	24,55%	-182	-2,22%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	210	149	165	205	40	24,24%	-5	-2,38%
2.1.	гореща вода	MWh	210	149	165	205	40	24,24%	-5	-2,38%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	0	-0,24%	0	-0,16%
3.1.	гореща вода	%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	0	-0,24%	0	-0,16%
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	8 399	5 954	6 594	8 212	1 618	24,54%	-187	-2,23%
4.1.	гореща вода	MWh	8 399	5 954	6 594	8 212	1 618	24,54%	-187	-2,23%
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	8 424	5 972	6 613	8 237	1 624	24,56%	-187	-2,22%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	438	307	346	430	84	24,28%	-8	-1,83%
		%	5,20%	5,14%	5,23%	5,22%	0	-0,22%	0	0,40%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 986	5 665	6 267	7 807	1 540	24,57%	-179	-2,24%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 986	5 665	6 267	7 807	1 540	24,57%	-179	-2,24%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	20 877	14 808	16 605	21 059	4 454	26,82%	182	0,87%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	20 877	14 808	16 605	21 059	4 454	26,82%	182	0,87%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,57%	79,53%	78,54%	77,14%	0	-1,79%	0	-3,06%
10	Топлинна ефективност	%	39,22%	39,20%	38,72%	38,02%	0	-1,80%	0	-3,07%
11	Електрическа ефективност	%	40,35%	40,33%	39,83%	39,11%	0	-1,79%	0	-3,06%
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	209	198	201	204	4	1,82%	-5	-2,20%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	109	107	108	110	2	1,82%	1	0,58%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	8 189	5 805	6 429	8 007	1 578	24,55%	-182	-2,22%
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	8 189	5 805	6 429	8 007	1 578	24,55%	-182	-2,22%
	гореща вода	MWh	8 189	5 805	6 429	8 007	1 578	24,55%	-182	-2,22%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

От представеният одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД г. е видно, че дружеството отчита ***печалба*** в размер на 823 хил. лв., а през 2016 г. отчита ***загуба*** в размер на 1 467 хил. лв. Съгласно представените справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност е видно, че през 2017 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита ***загуба*** в размер на 694,76 хил. лв., която е намалена спрямо отчетената през 2016 г. в размер на 844 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 2017 г. спрямо 2016 г. с 20,19%;

- Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 19,96%.

Общата стойност на нетекущите активи към 31.12.2017 г. за регулираната дейност са на стойност 5 051 хил. лв. а текущите активи 247 хил. лв.

Собственият капитал към 31.12.2017 г. бележи ръст на 3 875 хил. лв. от 3 052 хил. лв. за 2016 г. в резултат на отчетения положителен финансов резултат за текущата година.

В тази връзка, съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,39, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Задълженията на дружеството са нараснали спрямо предходната година с 21% от 9 832 хил. лв. за 2016 г. на 11 881 хил. лв. за 2017 г., вследствие на ръста на търговските задължения.

Общата ликвидност за 2017 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,91, спрямо предходната година е налице влошаване, което е индикатор, че дружеството среща затруднения да осигури свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,33. Стойността на този показател е свързан с недостиг на собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочни задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 25% собствен капитал и 75% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 24% собствен капитал и 76% привлечени средства.

<u>Образуване на цената</u>

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

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,33% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 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) – 184,45 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 184,45 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 058 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 854 хил. лв., от които условно-постоянни – 862 хил. лв. и променливи –

992 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 5 211 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,91%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 807 MWh

20. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

С писмо с вх. № Е-14-76-1 от 03.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за предстоящия ценови период;
- обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW;
- справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 217,48 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 209,48 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при цена на природен газ - 560,00 лв./knm^3.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 2,60% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са еднакви с прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия за следващия регулаторен период дружеството е предложило запазване на общата стойност на УПР на нивото на отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.). 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	838	1 063	1 229	1 229	0	0,00%	391	46,66%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	152	434	434	434	0	0,00%	282	185,53%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	296	257	393	393	0	0,00%	97	32,77%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	96	94	97	97	0	0,00%	1	1,04%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	17	16	18	18	0	0,00%	1	5,88%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	17	16	18	18	0	0,00%	1	5,88%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	277	262	287	287	0	0,00%	10	3,61%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	193	109	122	122	0	0,00%	-71	-36,79%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	579,94	588,42	560,00	560,00	0	0,00%	-20	-3,44%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	296	257	393	393	0	0,00%	97	32,77%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	296	257	393	393	0	0,00%	97	32,77%
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%

„Инертстрой- Калето” АД

№	Наименование	Димения	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	11 000	10 400	11 200	11 200	0	0,00%	200	1,82%
1.1.	гореща вода	MWh	11 000	10 400	11 200	11 200	0	0,00%	200	1,82%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	200	200	220	220	0	0,00%	20	10,00%
2.1.	гореща вода	MWh	200	200	220	220	0	0,00%	20	10,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,79%	1,89%	1,93%	1,93%	0	0,00%	0	7,88%
3.1.	гореща вода	%	1,79%	1,89%	1,93%	1,93%	0	0,00%	0	7,88%
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	11 200	10 600	11 420	11 420	0	0,00%	220	1,96%
4.1.	гореща вода	MWh	11 200	10 600	11 420	11 420	0	0,00%	220	1,96%
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	11 700	10 350	11 100	11 100	0	0,00%	-600	-5,13%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 030	528	350	630	280	80,00%	-400	-38,83%
		%	8,80%	5,10%	3,15%	5,68%	0,025	80,00%	-0,031	-35,53%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	10 670	9 822	10 750	10 470	-280	-2,60%	-200	-1,87%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	10 670	9 822	10 750	10 470	-280	-2,60%	-200	-1,87%
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	28 817				0	0,00%	-28 817	-100,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	28 817				0	0,00%	-28 817	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	78,77%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	38,17%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	40,60%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	218				0	0,00%	-218	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	110				0	0,00%	-110	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	11 000	0	0	0	0	0,00%	-11 000	-100,00%
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	10 400	11 200	11 200	0	0,00%	11 200	0,00%
		%	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	1	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	10 400	11 200	11 200	0	0,00%	11 200	0,00%
		%	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	1	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	11 000	0	0	0	0	0,00%	-11 000	-100,00%
	гореща вода	MWh	11 000				0	0,00%	-11 000	-100,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

„Инертстрой - Калето“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 1 654 хил. лв. при 2 785 хил. лв. за 2016 г.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2017 г. намаляват спрямо 2016 г. с 24%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 40%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. в размер на 4 080 хил. лв. при 4 810 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на машини и съоръжения.

Текущите активи нарастват през 2017 г. в размер на 17 450 хил. лв. при 14 498 хил. лв. за 2016 г., в резултат на значителния ръст на вземанията от клиенти и доставчици и други вземания.

Собственият капитал на дружеството нараства през 2017 г. в размер на 18 404 хил. лв. от 16 750 хил. лв. през 2016 г., вследствие на натрупаната неразпределена печалба от минали години.

Дългосрочните задължения намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. в размер на 990 хил. лв. от 1 444 хил. лв., което се дължи на намалените други дългосрочни задължения.

Краткосрочните задължения се увеличават през 2017 г., спрямо 2016 г. в размер на 2 136 хил. лв. от 1 114 хил. лв. в резултат на увеличени краткосрочни задължения към доставчици.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г. е 85% собствен капитал и 15% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 87% собствен капитал и 13% 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 144 хил. лв., или с 290 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 396 хил. лв. на 345 хил. лв. или с 51 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 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” НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,58% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 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) – 194,92 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 194,92 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 793 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 744 хил. лв., от които условно-постоянни – 890 хил. лв. и променливи – 1 854

хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 1 815 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,47%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 470 MWh

21. „З-Пауър“ ООД

С писмо с вх. № Е-14-62-1 от 02.04.2018 г. „З-Пауър“ ООД 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 прогнозната и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението са приложени само: отчетна информация за 2017 г. и прогнозна такава за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. с приложени справки от № 1 до № 9, годишен доклад за дейността и ГФО за 2017 г. Копията на последните два документа не са подписани и заверени от лице с представителна власт.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия - 166,51 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са направени с цена на природен газ 478,41лв./knm^3 и добавка по чл. 33, чл. 3 от ЗЕ – 8 лв./MWh.

Дружеството не е представило писмена обосновка на така предложената за определяне цена от Комисията.

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 „З-Пауър“ООД, не е представено коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2017 – 30.06.2018 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.

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

„З-Пауър” ООД ” съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. отчита ***загуба*** в размер на 107 хил. лв., която се увеличава спрямо 2016 г., когато е 78 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2017 г. спрямо 2016 г. нарастват с 18%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 23,84%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. в размер на 764 хил. лв., спрямо 2016 г., когато са в размер на 1 207 хил. лв., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на съоръжения и други.

Текущите активи нарастват през 2017 г. в размер на 1 091 хил. лв. от 603 хил. лв. за 2016 г., в резултат на увеличените вземания от клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружеството е с отрицателна величина и се увеличава през 2017 г. в размер на 181 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е в размер на 74 хил. лв., в резултат на натрупаната непокрита загуба от минали години и отрицателния финансов резултат за текущата година.

Общо задълженията на дружеството нарастват през 2017 г. в размер на 2 036 хил. лв. при 1 884 хил. лв. за 2016 г., основно от увеличените други краткосрочни задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 166 хил. лв. на 133 хил. лв., или с 33 хил. лв., до нивото на 10 % повишение от отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции „Разпределение на природен газ“, „Снабдяване с природен газ“, „Акциз“, „Балансиране“ и „Пенос, достъп и осиг. Капацитет“ са коригирани от 421 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 421 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.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „З-Пауър” ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 151,01 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 151,01 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 53,70 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 2 579 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 475 хил. лв., от които условно-постоянни – 695 хил. лв. и променливи – 1 280 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 453 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 12 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 318 MWh

22. ЧЗП „Румяна Величкова”

С писмо с вх. № Е-14-59-3 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- договор за продажба на електрическа енергия за 2018 г.;
- договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него;
- справки с отчетна информация за 2017 г. по прилагането на ЕССО;
- прогнозна информация за новия ценови период по т. II.2 от писмото.

Дружеството предлага за определяне преференциална цена на електрическа енергия, без ДДС – 132,46 лв./MWh, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Предложената за определяне от Комисията цена на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 377,99 лв./knm^3, без ДДС.

ЧЗП „Румяна Величкова“ представя обяснителна записка към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, както следва:

Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на един нов газов когенератор, тип „BHKW JMS 612 GS-N.LC”, производство на „Йембахер” – Австрия, с инсталирана електрическа мощност 1 850 kW и топлинна мощност 1 820 kW. Когенераторът е изграден в оранжерията на ЧЗП „Румяна Величкова” и е въведен в експлоатация в началото на 2008 г.

1. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

Производствената програма на когенератора е подчинена на програмата на оранжерията. През 2016 г. и 2017 г. 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 не е извършена, оранжерията не е отоплявана и комбинираната мощност не е работила.

През 2017 г. когенераторът е работил само 2 730 h, като е произведена 5 144 MWh електрическа енергия и е опусната 5 298 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия, съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

През 2018 г. дружеството предвижда оранжерията да работи при януарско разсаждане и рекултивация през летните месеци и производство до края на годината, така се очаква когенератора през следващия експлоатационен период да изработи около 4 550 h. Прогнози рано е увеличение на произведените количества електрическа и топлинна енергия.

2. .РАЗХОД НА ГОРИВО

Според дружеството електрическият КПД на инсталацията през годините устойчиво е около 40%, а икономията на първична енергия е около и над 20%, което не се взема предвид от КЕВР, тъй като подобни по мощност инсталации отчитат електрически КПД около 36 – 37%, а получават до 19 лв./MWh по-висока цена от тази, утвърдена за инсталацията на ЧЗП „Румяна Величкова“. Предлага се КЕВР да въведе показател за ефективност, който да отчита и бенефицира по-високата ефективност на инсталациите с нисък специфичен разход гориво и по висок % икономия на първична енергия. За следващия регулаторен период специфичният разход на гориво е еднакъв с този, постигнат през 2017 г.

3. АМОРТИЗАЦИОННИ ОТЧИСЛЕНИЯ

Инвестиционните разходи на дружеството за новата когенерационна мощност са под 600 евро/kW и практически са най-ниските в България. Редица газобутални двигатели, с подобна мощност, имат признати от КЕВР значително по-високи инвестициионни разходи, поради което получават по-високи амортизационни отчисления, респективно по-високи преференциални цени.

Дружеството е изчислило, че при приет срок на амортизация 15 години годишните амортзационни отчисления следва да бъдат 177 хил. лв., за да се възстановят инвестициите за 15 години, а утвърдените амортизационни отчисления от КЕВР за 2017 г. са в размер на 56 хил. лв, което удължава срока за възстановяване на инвестицията на 38 години. Прави се аналогия, че на други когенерационни инсталации с еднаква мощност са признати значително по-високи инвестиции, респективно и амортизациите са два пъти и повече по-високи от тези на дружеството.

Приложен е и списък на дълготрайните материални активи и тяхната отчетна стойност към 31.12.2017 г.

4. РАЗХОДИ ЗА ТРУД

В последните години са възникнали няколко аварии и когенерационната мощност е увеличила престоя за ремонт, поради което се е наложило да бъде увеличен обслужващият персонал и е назначен супервайзер. Това увеличение на разходите, поради изложените причини – в размер на 78 хил. лв., не е признато от КЕВР и за 2017 г. Признат е разход от 37 хил. лв. Липсва анализ от страна на Комисията, тъй като за друга газобутална система, с подобна мощност и технология на инсталацията, се признават разходи за труд от над 200 хил. лв., което е в пъти по-голям разход за труд при еднаква мощност .

За следващия регулаторен период дружеството смята за обосновано да предложи разход за труд с 5% по-висок от направените разходи за труд през 2017 г.

5. РАЗХОДИ ЗА РЕМОНТИ

През 2017 г. дружеството извършва текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за експлоатационен сервиз със фирмата за сервизно обслужване.

През същата година е извършен текущ ремонт на когенератора, полагащ се след 12 000 h експлоатация, основен ремонт, както и ремонт на генератора в „Енергоремонт” - Варна, на турбокомпресора, цилиндри 1 и 2, общо на стойност 76 хил. лв.

През 2018 г. е планирано да се извърши текущ ремонт и поддържане на когенерационната инсталация, които се предвиждат на всеки 2 000 h експлоатация на агрегата – 14 000, 16 000 и 18 000 h, съгласно спецификацията на сервизната компания, на стойност 118 хил. лв, като до 19.03.2018 г. са изразходвани 53 хил. лв.

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, по-голяма част от които са разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

През 2015, 2016 и 2017 г. ЧЗП „РУМЯНА ВЕЛИЧКОВА" твърди, че използва 100% от произведената от комбинирания модул топлинна енергия за растителна земеделска продукция, общите приходи са под 5,5 млн. лв. и приходите от продажбите на ел. енергия са по-малко от 35% от общите годишни приходи.

Дружеството счита, че КЕВР следва да вземе предвид обстоятелството, че дребните оранжерийни производители не съществуват, за да произвеждат електричество, а чрез комбинираните схеми, които експлоатират, се стремят да направят топлинната енергия за производство на зеленчуци по-евтина, с което се очаква да се представят по-успешно на пазара на оранжерийните зеленчуци.

С писмо с изх. № Е-14-59-3 от 30.04.2018 г. от дружеството е поискано да представи допълнително следното:

- договори за продажба на електрическа енергия за 2018 г., с всички приложения към тях (вкл. спецификациите към договорите);
- копие на действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения към тях.

С писмо с вх. № Е-14-59-3 от 16.05.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

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 определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 13,03% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от разходите за ремонт с 20,27% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 52,73%. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	373	399	399	451	52	13,03%	78	20,91%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	56	177	177	177	0	0,00%	121	216,07%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	198	74	74	89	15	20,27%	-109	-55,05%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	37	74	74	78	4	5,41%	41	110,81%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	30	19	19	23	4	21,05%	-7	-23,33%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	10	19	19	21	2	10,53%	11	110,00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	20	0	0	2	2	0,00%	-18	-90,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	52	55	55	84	29	52,73%	32	61,54%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	8				0	0,00%	-8	-100,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	322,69	377,54	377,99	0	0,12%	-12	-3,06%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	198	74	74	89	15	20,27%	-109	-55,05%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	198	74	74	89	15	20,27%	-109	-55,05%
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%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2017 г.	Отчет 2017.	Отчет ценови период 01.07.2017 - 30.06.2018г.	Прогноза в цени от 01.07.2018г.	**Разлика** Прогноза 2016 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2016 – Прогноза 2015 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	9 000	5 298	6 470	8 800	2 330	36,01%	-200	-2,22%
1.1.	гореща вода	MWh	9 000	5 298	6 470	8 800	2 330	36,01%	-200	-2,22%
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	8 955	5 298	6 470	8 800	2 330	36,01%	-155	-1,73%
4.1.	гореща вода	MWh	8 955	5 298	6 470	8 800	2 330	36,01%	-155	-1,73%
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	8 855	5 144	6 513	8 430	1 917	29,43%	-425	-4,80%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	455	144	440	630	190	43,18%	175	38,46%
		%	5,14%	2,80%	6,76%	7,47%	0	10,62%	0	45,44%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	8 210	5 000	6 073	7 800	1 727	28,44%	-410	-4,99%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	8 400	5 000	6 073	7 800	1 727	28,44%	-600	-7,14%
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	450		440	630	190	43,18%	180	40,00%
		%	5,08%	0,00%	6,76%	7,47%	0	10,62%	0	47,06%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	21 860	13 202	16 085	21 619	5 534	34,40%	-241	-1,10%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	21 860				0	0,00%	-21 860	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	81,68%	78,89%	0,00%	85,00%	1	0,00%	0	4,07%
10	Топлинна ефективност	%	41,17%	40,03%	0,00%	45,80%	0	0,00%	0	11,24%
11	Електрическа ефективност	%	40,51%	38,86%	0,00%	40,00%	0	0,00%	0	-1,25%
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				0	0,00%	-203	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	109				0	0,00%	-109	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	9 000	5 298	6 470	8 800	2 330	36,01%	-200	-2,22%
10.1.	гореща вода	МВтч	9 000	5 298	6 470	8 800	2 330	36,01%	-200	-2,22%
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	9 000	5 298	6 470	8 800	2 330	36,01%	-200	-2,22%
	гореща вода	MWh	9 000	5 298	6 470	8 800	2 330	36,01%	-200	-2,22%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. ЧЗП „Румяна Величкова" отчита ***печалба*** в размер на 129 хил. лв., която е намалена спрямо 2016 г., когато е била 423 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 намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 19,95%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2017 г., спрямо 2016 г. с 4,81%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява с 15,78% през 2017 г. и са в размер на 950 хил. лв. при 1 128 хил. лв. за 2016 г., вследствие на намалените дълготрайните материални активи, в частта на машини, производствено оборудване, апаратура, съоръжения и други.

Текущите активи също намаляват през 2017 г. в размер на 1 992 хил. лв. при 3 051 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените други вземания и паричните наличности и парични еквиваленти.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2017 г. спрямо 2016 г. на 2 216 хил. лв. от 3 108 хил. лв., в резултат на намалената неразпределена печалба и отчетеният по-нисък финансов резултат за текущата година.

Дружеството няма дългосрочни задължения, а текущите задължения са намалени през 2017 г. на 520 хил. лв. при 849 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените краткосрочни задължения към доставчици.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г. е 75% собствен капитал и 25% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 74% собствен капитал и 26% привлечени средства.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 177 хил. лв. на 83 хил. лв., или със 94 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) – 130,00 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 130,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 365 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 320 хил. лв., от които условно-постоянни – 363 хил. лв. и променливи –

957 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 577 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,78%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 800 MWh

23. „Алт Ко" АД

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 11.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не е приложено следното: отчетна и прогнозна информация съответно по т. I.5 и т.II.2, копия на действащи договори за доставка на природен газ и на договори за изкупуване на електрическа енергия, инвестиционна и ремонтна програми за 2017 г. и за периода 2018 г. - 2019 г.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия - 152,12 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- Индивидуална цена на електрическа енергия от - 144,12 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 8,00 лв./MWh.

Изчисленията на направени с цена на природен газ 387,94 лв./knm^3.

Към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, дружеството е представило кратка обяснителна записка, в която се посочва, че при определянето на прогнозната преференциална цена на електрическа енергия, са приети следните показатели:

1. Амортизационните разходи са приети на база утвърдените от КЕВР в предходните регулаторни периоди;

2. Условно-постоянните разходи са приети въз основа на реално отчетените за 2017 г. и за предходния регулаторен период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), доколкото производството е идентично с това през цитираните периоди;

3. Капацитетните продукти в приложение № 5 са изчислени с представителна калоричност 10,568 kcal/kg, каквато е средно претеглената за периода след 01.10.2017 г., от която дата се прилага планирането и отчитането на природния газ в MWh. В обосновката дружеството посочва, че в същото приложение автоматично се определя режимът на доставка като „равномерна доставка", което не отговаря на изискванията на договора за доставка на природен газ с „Булгаргаз" ЕАД.

С писмо с изх. № Е-14-58-1 от 25.04.2018 г. на КЕВР от „Алт Ко" АД е изискано да бъде представена допълнителна информация, както следва:

1. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г.-30.06.2018 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, MWh в т.ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh., съгласно т. I.5 и т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г., както и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г.;

3. Инвестиционна и ремонтна програми за 2017 г., представена по направления, с остойностени позиции;

4. Инвестиционна и ремонтна програми за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

5. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно

т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

6. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях;

7. Заверени копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

С писмо с изх. № Е-14-58-1 от 09.05.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 4,80% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са със 7,41% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило запазване на стойността на УПР на нивото на отчетената през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.). 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	699	721	724	724	0	0,00%	25	3,58%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	265	279	279	279	0	0,00%	14	5,28%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	109	135	135	135	0	0,00%	26	23,85%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	220	215	215	215	0	0,00%	-5	-2,27%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	41	38	38	38	0	0,00%	-3	-7,32%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	41	38	38	38	0	0,00%	-3	-7,32%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	64	54	57	57	0	0,00%	-7	-10,94%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	42	37	38	38	0	0,00%	-4	-9,52%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	340,20	386,43	388,81	2	0,62%	-1	-0,29%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	109	135	135	135	0	0,00%	26	23,85%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	109	135	135	135	0	0,00%	26	23,85%
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%

„Алт Ко” АД

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	7 171	7 502	7 594	7 031	-563	-7,41%	-140	-1,95%
1.1.	гореща вода	MWh	7 171	7 502	7 594	7 031	-563	-7,41%	-140	-1,95%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	360	404	388	365	-23	-5,93%	5	1,39%
2.1.	гореща вода	MWh	360	404	388	365	-23	-5,93%	5	1,39%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	4,78%	5,11%	4,86%	4,94%	0	1,53%	0	3,24%
3.1.	гореща вода	%	4,78%	5,11%	4,86%	4,94%	0	1,53%	0	3,24%
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	7 531	7 906	7 982	7 396	-586	-7,34%	-135	-1,79%
4.1.	гореща вода	MWh	7 531	7 906	7 982	7 396	-586	-7,34%	-135	-1,79%
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	7 707	7 814	7 960	7 350	-610	-7,66%	-357	-4,63%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	450	452	455	205	-250	-54,93%	-245	-54,44%
		%	5,84%	5,79%	5,71%	2,79%	-0,029	-51,19%	-0,030	-52,23%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 257	7 361	7 505	7 145	-360	-4,80%	-112	-1,54%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 257	7 129	7 268	6 930	-338	-4,65%	-327	-4,51%
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		232	237	215	-22	-9,28%	215	0,00%
		%	0,00%	2,97%	2,98%	2,93%	-0,001	-1,76%	0,029	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	18 752	19 081	18 803	17 424	-1 379	-7,33%	-1 328	-7,08%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	18 752	19 081	18 803	17 424	-1 379	-7,33%	-1 328	-7,08%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,34%	80,26%	82,72%	82,54%	-0,0018	-0,22%	0,0320	4,03%
10	Топлинна ефективност	%	38,24%	39,31%	40,39%	40,35%	-0,0003	-0,09%	0,0211	5,52%
11	Електрическа ефективност	%	41,10%	40,95%	42,33%	42,18%	-0,0015	-0,35%	0,0108	2,64%
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	210				0	0,00%	-210	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	109				0	0,00%	-109	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	7 171	7 502	7 594	7 031	-563	-7,41%	-140	-1,95%
10.1.	гореща вода	МВтч		7 502	7 594	7 031	-563	-7,41%	7 031	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	7 171	0	0	0	0	0,00%	-7 171	-100,00%
	гореща вода	MWh	7 171				0	0,00%	-7 171	-100,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

Финансовият резултат на „Алт Ко" АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г., е ***печалба*** в размер на 614 хил. лв., която е увеличена спрямо 2016 г., когато е в размер на 62 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 2017 г. нарастват спрямо 2016 г. с 26,26%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват незначително с 0,60%.**

Нетекущите активи на дружеството намаляват през 2017 г. в размер на 2 290 хил. лв. при 2 704 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта „машини, производствено оборудване и апаратура, съоръжения и други".

Текущите активи също намаляват през 2017 г. в размер на 888 хил. лв. от 1 460 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените парични средства в безсрочни депозити, последвани от намалените материални запаси.

Собственият капитал намалява през 2017 г. в размер на 3 060 хил. лв. при 4 008 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалената неразпределена печалба.

Общо задълженията на дружеството намаляват през 2017 г. в размер на 137 хил. лв. спрямо 175 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените краткосрочни задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2017 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" е отчетена печалба в размер на 8 хил. лв., която намалява спрямо отчетената печалба в размер на 26 хил. лв. за 2016 г., а от нерегулирана дейност през 2017 г. дружеството също отчита печалба в размер на 606 хил. лв., която нараства спрямо отчетената в размер на 36 хил. лв. за 2016 г.

Финансовата структура на дружеството остава непроменена от 2016 г. и в края на 2017 г. също е в съотношение 96% собствен капитал и 4% привлечени средства.

<u>Образуване на цената</u>

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

- разходите за амортизация са коригирани от 279 хил. лв. на 265 хил. лв. или с 14 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 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) – 151,24 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 151,24 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 601 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 476 хил. лв., от които условно-постоянни – 710 хил. лв. и променливи

– 766 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 1 614 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,78%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh, в т. ч. собственото потребление – 215 MWh

24. „Брикел" ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-31-1 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 одитиран годишен финансов отчет и справки по ЕССО за 2017 г.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 184,99 лв./MWh.
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител „гореща вода" – 67,74 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните параметри:

- цена на въглищата – 87,07 лв./t с калоричност 2 459 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 016,78 лв./t;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 100,00 лв./t с калоричност 2 770 kcal/kg;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;

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 18% повече от отчетената и е в размер на 1 838 720 MWh.

Дружеството предвижда броят на клиентите на топлинна енергия с гореща вода да се запази на нивото на отчетния период.

Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 4 118 MWh или 23,76%.

Според дружеството основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградуси, ръст на клиентите, и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период от 01.07.2018 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 555 723 MWh, а за периода 2018-2019 се планира да бъдат произведени 744 032 MWh.

В производствената програма на „Брикел" ЕАД в електропроизводствената част, през 2017 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 374 085 MWh. За новия период количеството електрическа енергия за изкупуване от обществения доставчик е в размер на 510 000 MWh, съгласно писмо изх. № 255/20.02.2018 г. до Изпълнителния директор на НЕК ЕАД. Писмото бе изготвено в отговор на питане от страна на НЕК ЕАД за формиране на бюджета на обществения доставчик за новия ценови период.

Към момента между „Брикел" ЕАД и НЕК ЕАД няма сключен действащ договор за продажба на електрическа енергия. Двете дружества са в процес на преговори за сключване на нов договор за уреждане на техните отношения. Предвид разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ НЕК ЕАД изкупува цялото количество електрическа енергия, която дружеството произвежда по високоефективен комбиниран начин.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел" ЕАД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2017 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за продажба на обществения доставчик.

Електрическа енергия за собствени нужди:

През новия ценови период е планирано запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 27,53%, спрямо отчетените през базовата 2017 г.(27,54%). 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 бе частично отложена и удължена във времето, поради намалена производствена програма и отчетени по-малко приходи. Поради невъзможността за осигуряване на средства за големи основни ремонти на съоръженията, дружеството е заложило извършването на разширени текущи ремонти на повече на брой парогенератори. Дружеството счита, че целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, с допускането на компромис, че забавянето на подмяната на нагревни повърхности води до повишена аварийност. Ремонтите по електрофилтрите на двете площадки и СОИ е свързано с достигане и спазване на екологичните норми.

Поради изложените причини, от одобрените 3 511 хил. лв. за ремонти през периода 2017-2018 г., общата стойност на отчетените разходи през 2017 г. възлиза на 1 482 хил. лв. През първото полугодие на 2018 г. дружеството е съсредоточило усилията си върху наваксване на отложените ремонти и за периода 2017 - 2018 г. отчита 3 461 хил. лв.

През ценови период 07.2018 - 06.2019 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 6 034 хил. лв. Те са 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.

Поименния списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение се намират в приложената ремонтна програма за периода 07.2018 - 06.2019 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

В дружеството е в ход инвестиционна програма, която продължава да 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 Р България за периода 2013 – 2020 г. с Решение на Европейската комисия C(2012) 4560 от 06.07.2012 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 допринася 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/C99/03. „Брикел" ЕАД изпълнява планираните инвестиционни проекти, с крайни срокове за реализация в периода 2013 – 2020 г.

Общата изразходвана сума за периода 01.01.2017-31.12.2017 г. по проекти за инвестиции, включени в НПИ 2013 г.-2020 г. и проекти заложени в бизнес плана на „Брикел" ЕАД е 4 471 хил. лв., реализирани по 10 инвестиционни проекта, 9 от които са включени в НПИ.

Три от тях:

- „Цялостен ретрофит на турбина ВПТ 50-4 № 1-4", включващ модернизация на ЦВН и модернизация на ЦСНН

- Рехабилитация на регенеративна система на турбина ВПТ 50-4 № 1-4 и хидропитателен възел на инсталацията

- „Изграждане на два броя охладителни кули и охладителна система на турбина ВПТ 50-4 № 1-4"

са закрити през декември 2017 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 закритите проекти в размер на 585 хил. лв.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2017 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 307 211 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 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. оборотният капитал за производство е в размер на 18 903 хил. лв, като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнася 18 880 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия - 24 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 2017 г. е 10,92%.

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 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. разходите за амортизации са на нивото на 2017 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 2017 г. възлизат на 13825 хил. лв, в т. ч. разходи за заплати 11 143 хил. лв. и за осигуровки 2 682 хил. лв. За периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. необходимите разходи са завишени на 12 369 хил. лв. - разходи за заплати и 2 977 хил. лв за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на

минималната работна заплата от 01.2018 г. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството също е предвидено да нарасне от 1 285 бр. на 1 345 бр., тъй като в дружеството има незаети работни места.

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 2017 г. с 0,4% на 3172 хил. лв.

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото увеличение на персонала на дружеството дава своето отражение 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. Дружеството счита, че отчетеният от НСИ ръст на инфлацията, също ще доведе до увеличаване на УПР.

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 произведствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2017 г.

Основно гориво

Въглища *- за периода 01.07.2018-30.06.2019 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 за новия ценови период е взета предвид заявената от „Мини Марица изток“ ЕАД към момента на подаване на заявлението с писмо № ПТД – 01-116/29.03.2018 г. цена на въглищата от - 82 лв./tуг.

Транспортните разходи за доставката на въглищата са без промяна, освен перото разходи за електрическа енергия, като стойността на 1 kWh електроенергия се определя по действащата еднотарифна цена за средно напрежение на EVN за съответния месец.

- 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 и чрез специална Методика се достига до изчисляване 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.

- шисти - с цел подобряване на екологичната обстановка в района през новия период дружеството предвижда доставки и на нискосернисто гориво като договорената цена с доставчика е 160 лв./tуг;

*Дружеството прилага справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2017 г., от където е видно, че цената на микса е **83,42** лв/tнг при калоричност **2459** kcal/kg.*

*Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2018 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на **87,07** лв./t при калоричност **2459** kcal/kg. Според дружеството увеличението на средната цена се дължи, както на предвидените 10% нискосернисто гориво, така и на увеличената цена на лигнитни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД.*

Гориво за разпалване

- мазут – разходите за мазут са запазени на нивото на 2017 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 дружеството предвижда доставки и на символични количества биомаса. Договорената цена с доставчика е 100 лв./tнг.*

Разходите за въглища през новия ценови период спрямо 2017 г. са с 169 635 t повече, поради очаквано 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 362 хил. лв. Те включват закупуването от НЕК ЕАД - Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

„Разходи за закупена енергия и балансиране“ за новия ценови период възлизат на 3 917 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на увеличената производствена програма, а цените на база постигнатите резултати за 2017 г.

„Разходите за консумативи“ - за новия ценови период възлизат на 2781 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 2017 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 1018 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти за емисии на парникови газове.

Поради голямото количество изгаряни въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия, са лигнитните въглища, добивани от „Мини Марица изток” ЕАД в Източномаришкия енергиен комплекс. Въглищата се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Принудено от 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 2017 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. Въпреки предвидените безплатни квоти през прогнозния период „Брикел” ЕАД планира да закупи над 68% от емитираните количества.

Разходите на останалите за закупуване квоти за 2017 г., срокът за закупуването на които е 30.04.2018 г., са изчислени при цена на емисиите 12,61 евро/t, която е официалната цена на затваряне на борсата ICE на 23.03.2018 г., като за новия ценови период към нея дружеството е добавило компенсация в размер на 7,39 евро/t, представляваща разликата между настоящата цена и одобрената за настоящия ценови период.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 11,81% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 4,46% 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 с 14,29% спрямо отчетената през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от ръста на разходите за ремонт със 73,34%. Дружеството предвижда намаление на прогнозните разходи за инвестиции през следващия регулаторен период с 13,82%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	31 880	26 262	28 923	33 057	4 134	14,29%	1 177	3,69%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	8 550	7 555	7 861	8 140	279	3,55%	-410	-4,80%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	3 554	1 481	3 481	6 034	2 553	73,34%	2 480	69,78%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	11 299	11 143	11 268	12 369	1 101	9,77%	1 070	9,47%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	2 794	3 033	3 171	3 342	171	5,39%	548	19,61%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	2 780	2 682	2 814	2 977	163	5,79%	197	7,09%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	14	351	357	365	8	2,24%	351	2507,14%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	5 683	3 050	3 142	3 172	30	0,95%	-2 511	-44,18%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 439	1 519	1 650	1 656	6	0,36%	-783	-32,10%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00				0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	85,25	83,42	85,28	87,07	2	2,10%	2	2,13%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2017 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.	3 554	1 481	3 481	6 034	2 553	73,34%	2 480	69,78%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	3 511	1 472	3 461	6 025	2 564	74,08%	2 514	71,60%
I.2.	по преноса	хил. лв.	43	9	20	9	-11	-55,00%	-34	-79,07%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	5 823,00	4 471	4 682	4 035	-647	-13,82%	-1 788	-30,71%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5 823	4 471	4 682	4 035	-647	-13,82%	-1 788	-30,71%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	1 653 568	1 403 981	1 580 614	1 650 288	69 673	4,41%	-3 280	-0,20%
1.1.	гореща вода	MWh	17 364	17 335	17 335	17 335	0	0,00%	-29	-0,17%
1.2.	пара	MWh	1 636 204	1 386 646	1 563 279	1 632 952	69 673	4,46%	-3 251	-0,20%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	185 433	158 690	179 487	188 432	8 946	4,98%	2 999	1,62%
2.1.	гореща вода	MWh	984	1 169	1 169	1 169	0	0,00%	184	18,73%
2.2.	пара	MWh	184 449	157 522	178 318	187 264	8 946	5,02%	2 815	1,53%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	10,08%	10,16%	10,20%	10,25%	0	0,50%	0	1,63%
3.1.	гореща вода	%	5,36%	6,32%	6,32%	6,32%	0	0,00%	0	17,73%
3.2.	пара	%	10,13%	10,20%	10,24%	10,29%	0	0,48%	0	1,55%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	1 839 001	1 562 671	1 760 101	1 838 720	78 619	4,47%	-281	-0,02%
4.1.	гореща вода	MWh	18 348	18 504	18 504	18 504	0	0,00%	156	0,85%
4.2.	пара	MWh	1 820 653	1 544 167	1 741 597	1 820 216	78 619	4,51%	-437	-0,02%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh		1 562 671	1 760 101	1 838 720	78 619	4,47%	1 838 720	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	684 361	555 723	669 709	744 032	74 323	11,10%	59 671	8,72%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	175 106	153 055	184 360	204 832	20 472	11,10%	29 726	16,98%
		%	25,59%	27,54%	27,53%	27,53%	0	0,01%	0	7,59%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	509 255	402 668	485 349	539 200	53 851	11,10%	29 945	5,88%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	480 055	374 082	456 149	510 000	53 851	11,81%	29 945	6,24%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	29 200	28 586	29 200	29 200	0	0,00%	0	0,00%
		%	4,27%	5,14%	4,36%	3,92%	0	-9,99%	0	-8,02%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	2 956 403	2 474 290	2 841 098	3 022 977	181 880	6,40%	66 575	2,25%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	2 956 403				0	0,00%	-2 956 403	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	2 474 290	2 841 098	3 022 977	181 880	6,40%	3 022 977	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	55,93%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	23,15%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	63,16%	61,95%	60,82%	0	-1,82%	1	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	341	254	251	248	-3	-1,16%	-93	-27,28%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	115	104	103	102	-1	-1,18%	-13	-11,35%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	1 649 310	1 399 863	1 576 496	1 646 169	69 673	4,42%	-3 140	-0,19%
10.1.	гореща вода	МВтч	13 106	13 217	13 217	13 217	0	0,00%	111	0,85%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	4 258	4 118	4 118	4 118	0	0,00%	-140	-3,29%
		%	0,26%	0,29%	0,26%	0,25%	0	-4,22%	0	-3,09%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	4 258	4 118	4 118	4 118	0	0,00%	-140	-3,29%
		%	24,52%	23,76%	23,76%	23,76%	0	0,00%	0	-3,13%
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	1 636 204	1 386 646	1 563 279	1 632 952	69 673	4,46%	-3 251	-0,20%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh	1 636 204	1 386 646	1 563 279	1 632 952	69 673	4,46%	-3 251	-0,20%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

От представения от „Брикел" ЕАД неодитиран индивидуален годишен финансов отчет за 2017 г. е видно, че дружеството отчита **загуба** в размер на 7 265 хил. лв. при ***печалба*** за предходната година в размер на 15 383 хил. лв. Влошаването на финансовия резултат е вследствие на намалените други приходи от 59 549 хил. лв. за 2016 г. на 28 595 хил. лв. за 2017 г. Отчетеният общ всеобхватен доход за 2017 г. е ***печалба*** в размер на 25 311 хил. лв., формиран от загубата за годината и друг всеобхватен доход, нетно от данък – ***печалба*** от преоценка на нетекущи активи и други 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 2017 г. спрямо 2016 г. нараства с 11,53%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст през 2017 г. спрямо 2016 г. с 4%.**

Общата стойност на нетекущите активи нараства през 2017 г. на 178 946 хил. лв., спрямо 2016 г. когато е в размер на 174 133 хил. лв., основно от ръст на стойностите в перо „имоти, машини и оборудване".

Текущите активи на дружеството незначително намаляват през 2017 г. и са в размер на 132 785 хил. лв. при 132 974 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалените търговски вземания.

Собственият капитал на дружество през 2017 г. е положителен в размер на 18 022 хил. лв., докато предходната година е отрицателен в размер на 7 288 хил. лв. в резултат на формирания преоценъчен резерв.

Общите задължения на дружеството намаляват през 2017 г. на 293 709 хил. лв. от 314 396 хил. лв. за 2016 г., като намалението се дължи на намалените текущи задължения в частта на търговските задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 г., е видно, че дружеството подобрява общата си ликвидност, спрямо предходната година и 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 в производството са коригирани от 6 034 хил. лв. на 1 481 хил. лв. или с 4 553 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения и съответните начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство са коригирани от 15 711 хил. лв. на 14 176 хил. лв., или с 1 535 хил. лв., до отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции „Такса събрано инкасо", „други разходи и услуги", „други материали" и „други в други" са коригирани от 67 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 67 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.

- общата стойност на разходните позиции „Разходи за закупена енергия", „Консумативи (химикали, реагенти)" и „Разходи за външни услуги" са коригирани от 7 716 хил. лв. на 5 762 хил. лв. или с 1 954 хил. лв., до нивото на отчетените стойности през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 21 931 хил. лв. на 4 448 хил. лв., или със 17 482 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 255 345 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за 2017 г. от 8,91 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" НВ на привлечения капитал е коригирана от 10,92% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" е коригирана цената на основното гориво въглища от 87,07 лв./тнг при калоричност 2 459 kcal/kg на 83,42 лв./тнг (с 3,65 лв./тнг) до достигане на отчетената стойност за 2017 г., съгласно т. 8 от общия подход;

5. В изчисленията на цените не е използвана индивидуалната методика на дружеството, тъй като не са налице предпоставките на чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ и правилата за ценообразуване, съдържащи се в НРЦТЕ и в утвърдените от Комисията Указания-НВ, са напълно приложими към заявлението на дружеството.

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) – 142,20 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 142,20 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 71,55 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 61,86 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 139 686 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 131 076 хил. лв., от които условно-постоянни – 26 900 хил. лв. и променливи – 104 176 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 120 591 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,14%
  - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 539 200 MWh, в т. ч. собственото потребление – 29 200 MWh
  - Към НЕК ЕАД – 510 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 13 217 MWh

<u>25. „Солвей Соди" АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-78-2 от 03.04.2018 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 копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин и одитиран годишен финансов отчет за 2017 г.

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

1. Цена на топлинна енергия с водна пара - 41,46 лв./MWh

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 172,54 лв./MWh,

2.1. Индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 172,53 лв./MWh

2.2. Добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 0,01 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на въглищата – 131,69 лв./t с калоричност 6 000 kcal/kg;
- цена на газьол - 990,00 лв./t с калоричност 10 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-78-2 от 25.04.2018 г. от дружеството е изискано да представи следното:

1. Заверени копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, заедно с всички анекси и приложения;

2. Отчет на ремонтна и инвестиционна програми за 2017 г., представена по направления, с остойностени позиции;

3. Инвестиционна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

4. Ремонтна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение.

С писмо с вх. № Е-14-78-2 от 08.05.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи

1. Производствена програма за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Основен консуматор на топлинна енергия е „Солвей Соди“ АД (инсталации за производство на калцинирана сода и на бикарбонат). 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-постоянни 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. Увеличението на тези разходи се дължи основно на капитализирането на новоизградения котлоагрегат на циркулиращ кипящ слой със ст. № 8 и рехабилитацията на турбогенератор № 4.

Разходи за ремонт

Разходите за ремонт се определят на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от корективна поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали периоди.

Разходи за заплати и възнаграждения

Разходите за заплати и възнаграждения се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. За предстоящия ценови период разходите за заплати, възнаграждения, осигурителни вноски, социални разходи, застраховки, безплатна храна и служебни карти са увеличени в следствие на вливането на „Девен“ АД в „Солвей Соди“ АД и промененото в резултат на това отчитане на разходи, свързани с персонала по поддръжка на централата. Съответното намаление на разходи е отразено в позиция „Абонаментно поддържане“.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Тези разходи се прогнозират на база статистическа информация от предходни периоди. Компонентите, които правят изключение са :

- *„Материали за текущо поддържане“. Повишението на разходите със 100 хил. лв. се дължи на налагащата се подмяна на йонообменни смоли на една от линиите в сектор „деминарализация“;*
- *„Абонаментно поддържане“. Намалението на разходите с 350 хил. лв. се дължи на прекратяването на хидротранспорта на шлаг и пепели и транспортирането им до депо в сухо състояние с автотраспорт;*
- *Увеличението на разходите по позиции „Застраховки“, „Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт“, „Служебни карти и пътувания“ е обяснено по-горе.*

3. Цената на твърдите горива *за прогнозния регулаторен период е определена*

съгласно указанията на комисията, като средно претеглена стойност на складови наличности към 01.03.2018 г. и средно претеглената цена на действащите към момента договори за доставка, с добавени допълнително 6,28 лв./t разходи за транспорт от пристанище „Варна – Запад“ до склада на ТЕЦ „Солвей Соди“ АД и при фиксинг на БНБ 1,5874 лв./USD, валиден към 10:00 h на 30.03.2018 г.

4. Разходите за горива, вода и консумативи се определят на база заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите и съответната ефективност на отделните инсталации. Прогнозната консумация на топлоенергия от потребителите се определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежемесечно прогнозите се обновяват за съответния период.

5. Разходи за емисии на парникови газове (CO_2) за предстоящия ценови период са на база плащания по два пакета, съответно 300 000 и 400 000, с падеж към 21.12.2018 г. Приложени са съответните документи.

С писмо с изх. № Е-14-78-2 от 25.04.2018 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва:

1. Заверени копия на действащи договори за изкупуване на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, заедно с всички анекси и приложения;

2. Отчет на ремонтна и инвестиционна програми за 2017 г., представена по направления, с остойностени позиции;

3. Инвестиционна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение;

4. Ремонтна програма за периода 2018 г. - 2019 г., представена по направления, с остойностени позиции и срокове за изпълнение.

С писмо с вх. № Е-14-78-2 от 19.05.2018 г. дружеството е представило исканата информация:

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 6,09% по-високи количества на произведената електрическа енергия и същите количества топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са по-високи с 11,37%, а за топлинна енергия с пара са същите спрямо прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,04% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г.– 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 4,50% и на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 5,10%. Дружеството предвижда увеличение на общата стойност на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 3,39%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	32 913	36 362	39 866	41 076	1 210	3,04%	8 163	24,80%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	15 037	18 546	21 943	22 931	988	4,50%	7 894	52,50%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	4 576	4 575	4 831	4 567	-264	-5,46%	-9	-0,20%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	4 156	2 490	3 135	3 145	10	0,31%	-1 011	-24,32%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	977	643	814	824	10	1,27%	-153	-15,66%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	838	557	720	728	8	1,13%	-110	-13,15%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	139	86	94	96	2	2,36%	-43	-30,84%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	8 167	10 109	9 143	9 609	466	5,10%	1 442	17,66%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	7 264	597	600	600	0	0,00%	-6 664	-91,74%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00				0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	116,11	137,56	129,75	131,69	2	1,50%	16	13,42%

№	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.	4 576	4 575	4 831	4 567	-264	-5,46%	-9	-0,20%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4 576	4 575	4 831	4 567	-264	-5,46%	-9	-0,20%
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.	13 200	13 357	5 900	6 100	200	3,39%	-7 100	-53,79%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	13 200	13 357	5 900	6 100	200	3,39%	-7 100	-53,79%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	2 903 030	2 943 128	2 903 030	2 903 096	66	0,00%	66	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh	2 903 030	2 943 128	2 903 030	2 903 096	66	0,00%	66	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 000	2 907	3 000	3 000	0	0,00%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	3 000	2 907	3 000	3 000	0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	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	%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	2 906 030	2 946 035	2 906 030	2 906 096	66	0,00%	66	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	2 906 030	2 946 035	2 906 030	2 906 096	66	0,00%	66	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	253 576	294 149	269 830	253 406	-16 424	-6,09%	-170	-0,07%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	98 570	0	0	0	0	0,00%	-98 570	-100,00%
		%	38,87%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	358 501	294 149	269 830	253 406	-16 424	-6,09%	-105 096	-29,32%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	218 877	193 452	174 844	154 967	-19 877	-11,37%	-63 910	-29,20%
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	139 624	100 697	94 986	98 439	3 453	3,64%	-41 186	-29,50%
		%	55,06%	34,23%	35,20%	38,85%	0,036	10,35%	-0,1622	-29,45%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	3 913 200	3 951 165	3 947 873	3 852 748	-95 124	-2,41%	-60 452	-1,54%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	3 913 200	3 951 165	3 947 873	3 852 748	-95 124	-2,41%	-60 452	-1,54%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,67%	81,93%	80,37%	81,93%	0,0156	1,94%	0,0126	1,57%
10	Топлинна ефективност	%	74,19%	74,49%	73,53%	75,35%	0,0182	2,47%	0,0117	1,57%
11	Електрическа ефективност	%	6,48%	7,44%	6,83%	6,58%	-0,0026	-3,77%	0,0010	1,50%
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	473	282	289	285	-4	-1,45%	-188	-39,81%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	140	137	140	138	-2	-1,45%	-2	-1,64%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	2 903 030	2 943 128	2 903 030	2 903 096	66	0,00%	66	0,00%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч	2 903 030	2 943 128	2 903 030	2 903 096	66	0,00%	66	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%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

„Солвей Соди“ АД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2017 г., отчита ***печалба*** в размер на 165 030 хил. лв. при отчетена ***печалба*** в размер на 160 110 хил. лв. за 2016 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 нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 3,99%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност също нарастват с 1,35%, като себестойността на продажбите остава почти непроменена.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. в размер на 447 269 хил. лв. при 472 472 хил. лв. за 2016 г., вследствие на намалените инвестиции и дългосрочни финансови вземания, въпреки ръста на имоти, машини и съоръжения.

Текущите активи нарастват през 2017 г. в размер на 211 739 хил. лв. при 126 120 хил. лв. за 2016 г., основно от увеличените търговски и други вземания.

Собственият капитал се увеличава през 2017 г. в размер на 558 918 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е в размер на 532 266 хил. лв., вследствие на натрупаната печалба.

Нетекущите пасиви се увеличават през 2017 г. в размер на 23 790 хил. лв. спрямо 2016 г., когато са в размер на 15 563 хил. лв., в резултат на увеличените провизии за околна среда, последвани от отсрочените данъчни пасиви и задълженията при пенсиониране.

Текущите пасиви също нарастват през 2017 г. в размер на 76 300 хил. лв. спрямо 2016 г., когато са в размер на 50 763 хил. лв., основно от увеличените търговски и други задължения и увеличените провизии.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2017 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2017 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита **загуба** в размер на 70 хил. лв. при отчетена **печалба** за 2016 г. в размер на 14 172 хил. лв.

През 2017 г. общо от регулираната дейност дружеството има дългосрочни задължения, в т. ч. задължения по търговски заеми, които намаляват в размер на 117 247 хил. лв. спрямо 2016 г., когато са в размер на 123 995 хил. лв., а в структурата на краткосрочните задължения, с най-голям относителен дял са от начислените провизии и задълженията към клиенти и доставчици.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 85% собствен капитал и 15% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 89% собствен капитал и 11% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации са намалени от 22 931 хил. лв. на 21 241 хил. лв., или със 1 690 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения и съответните начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство са коригирани от 3 969 хил. лв. на 3 133 хил. лв., или с 836 хил. лв., до отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 10 752 хил. лв. на 0 хил. лв., или със 10 752 хил. лв., поради факта, че дружеството не е закупувало емисии през 2017 г., 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.

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) – 127,67 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 127,67 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 57,02 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 39,94 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 135 722 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 121 071 хил. лв., от които условно-постоянни – 38 550 хил. лв. и променливи – 82 521 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 188 321 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 903 096 MWh
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 154 967 MWh, в т. ч. собственото потребление – 143 115 MWh
  - Към НЕК ЕАД – 11 780 MWh

<u>26. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД</u>

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:

За новия ценови период прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлинна енергия от ТЕЦ. За периода се очаква добро натоварване, а именно една кампания със Завод за захар за преработка на 22 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м.август с ПГ №1 при натоварване 50-55 t/h и 10 месеца работа със Завод за спирт при натоварване на ПГ №3 от 12 t/h. или реализация на 90 420 MWh$_{те}$ и производство на 3 260 MWh$_{ее}$. Предвижда се ремонт на ТЕЦ през м. септември. Приложени са договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.

За новия ценови период се предвижда продажба на 2 540 MWh високоефективна комбинирана ел. енергия, като – 1 540 MWh са от високо ефективно комбинирано производство, които ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД и 1 000 MWh високоефективна комбинирана ел. енергия, произведена над количествата за собствено потребление е предвидена за изкупуване от обществен доставчик или краен снабдител.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации

Разходите за амортизации са намалени в сравнение с отчета на 2017 г., поради това, че някои от основните активи са натрупали своята амортизация.

Отчитането на ДА и амортизациите в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.

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

Амортизациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът.

Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв.

През периода 2018 г. - 2019 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 94 хил. лв.

На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на двата продукта. ДМА, участващи при комбинираното производство, се приемат като „общи” за производството, например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлоенергия, са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. В „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлинна енергия и инсталации за пренос. Консуматорите са свързани с паропроводи на колектор 6 ata, захранващ се с отработена пара след турбината.

Разходи за ремонт

В ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни, с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планувани са ремонти на съоръжения в химичен цех, турбинен цех и „въглеподаване“. Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите.

Разходи за заплати и възнаграждения

За новия ценови период не се предвижда увеличаване на разходите за заплати.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Разходите за 2018 г. и 2019 г., включени в тази част на УПР са намалени с18 хил. лв.

спрямо 2017 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2017 г. и прецизиране на някои разходи.

Обосновка променливи разходи

Тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата за 2018 г. е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2018 г. и дължимите доставки на въглища по анекс от 04.01.2018 г. към договор за доставка на въглища от 31.08.2009 г. В цената по договора – 120 USD/t влизат и разходите за транспорта по р. Дунав и Черноморския басейн, разходите за товаро–разтоварни дейности на пристанищата в гр. Русе, гр. Свищов, гр. Бургас и др. Освен тях в цената са включени допълнително разходи за автотранспорт от складовата база до гр. Горна Оряховица (от 19,56 лв./t).

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД работи с въглища внос от Русия, които са висококалорични марка „Д“ и „ДОМ“. Те притежават определени характеристики и параметри, които са определящи за нормалното и безопасно протичане на технологичния процес – ниско съдържание на сяра до 0,5%, съдържание на летливи вещества до 36%. Друго изискване към въглищата, които се изгарят в ТЕЦ е съгласно Условие 9.2.11. от Комплексно разрешително №54/2005 г., актуализирано с Решение №54-НО-ИО-А4-ТГ1/2017 г.: „Притежателят на настоящото разрешително се задължава да използва въглища със съдържание на сяра под 0,5%, гарантиращо спазване на емисионните норми за SO_2.“. Освен това „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД има ограничения относно емисии на прах и азотни окиси, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Тези обстоятелства ограничават района, от който могат да се доставят въглища с посочените характеристики, като на практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия.

Цената на природния газ е определена съгласно цените на газовото дружество „Овергаз Мрежи“ АД за количество до 100 knm^3 с равномерно потребление.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (хим. реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на двата продукта и на база промени в цените за закупуването им.

СНел.ен. на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2017 г. и прогнозата за производството, съгласно наличните производствени мощности и съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди.

Разходите за закупена ел. енергия са увеличени в сравнение с отчетната 2017 г., поради следните причини:

- *От м. ноември 2017 г. в Завод за спирт е включена в работа нова инсталация и при режими на работа с ПГ № 3, поради технологични причини (намаляване на общия товар и високи параметри) се налага спиране на ТГ № 1, поради което се закупува ел. енергия.*
- *Изграждането на водооборотен цикъл налага допълнително закупуване на ел. енергия за захранване на помпи за оборотна вода.*

Предвижда се за 2018 г. и 2019 г. закупуване на 3 660 MWh ел. енергия;

Прогнозирана е по – висока цена на купена ел. енергия, поради очаквано повишение на мрежови компоненти и такса „задължения на обществото“.

Разходите за външни услуги не се предвижда да са по – високи от отчет 2017 г.

Разходите за акциз на въглища и газ спрямо отчета са по – малко съгласно ново удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2018 г.- 30.06.2019 г.:

Отчетени са изгорени въглища 22 583, 490 t и 49,995 knm^3 природен газ. При отчетената калоричност на бункерното гориво, реален процент въглерод на горивото и прогнозиран оксидационен фактор на изгаряне прогнозно се получават общо количество емисии 47 012 t. След приспадане на безплатно разпределените квоти (19 030 t) за закупуване остават 27 982 t. Необходимото количество емисии за 2017 г. е закупено при средна цена на CO_2 5,23 евро/t.

За ценовия период 2018 г. - 2019 г. е предвидено да бъдат изгорени 21 464 t въглища и

49 knm3 природен газ. Тези горива ще емитират общо 44 595,38 t емисии въглероден диоксид. За периода безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Г.Оряховица“ ЕАД са 17 793,6 t . Остават за закупуване 26 801,78 t. Средната цена за период 2018 г. – 2019 г. ще бъде около 7,16 евро/t, която е определена като средно претеглена от налични закупени квоти и прогнозна цена на емисии за 2018 г. от 8 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е заложена сума за закупуване 375 хил. лв.

С писмо с изх. № Е-14-55-2 от 25.04.2018 г. от дружеството е изискано да представи допълнително:

1. Заверено копие на договор за доставка на въглища от 31.08.2009 г., с всички приложения към него.
2. Надлежно подписано и заверено Приложение № 2, справка № 6 относно средна цена на въглищата за 2018 г. по складова наличност и по сключени договори;
3. Надлежно подписано и заверено Приложение № 4 относно отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажба за 2016 г.;
4. Надлежно подписан и заверен годишен финансов отчет за 2017 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството.

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 02.05.2018 г. дружеството е представило изисканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 1 070,51% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 28,24% 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 намаление на общата стойност на УПР със 7,51% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от намалените разходи за амортизации с 22,72%. Дружеството предвижда увеличение на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 51,61%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	3 170	3 248	2 944	2 723	-221	-7,51%	-447	-14,10%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 086	1 088	845	653	-192	-22,72%	-433	-39,87%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	275	213	191	180	-11	-5,76%	-95	-34,55%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 018	1 100	1 044	1 058	14	1,34%	40	3,93%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	306	299	318	302	-16	-5,03%	-4	-1,31%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	306	299	318	302	-16	-5,03%	-4	-1,31%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0				0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	485	548	546	530	-16	-2,93%	45	9,28%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	262	97	130	97	-33	-25,38%	-165	-62,98%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	716,83	551,61	555,19	4	0,65%	165	42,38%
III.	Цена на въглища	лв./t	179,56	174,85	179,88	184,24	4	2,42%	5	2,61%

№	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.	275	213	191	180	-11	-5,76%	-95	-34,55%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	275	213	191	180	-11	-5,76%	-95	-34,55%
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.	190	176	62	94	32	51,61%	-96	-50,53%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	190	176	62	94	32	51,61%	-96	-50,53%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	122 710	93 455	70 509	90 420	19 911	28,24%	-32 290	-26,31%
1.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh	122 710	93 455	70 509	90 420	19 911	28,24%	-32 290	-26,31%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	6 718	1 297	-208	2 443	2 651	-1274,52%	-4 275	-63,64%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	6 718	1 297	-208	2 443	2 651	-1274,52%	-4 275	-63,64%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	5,19%	1,37%	-0,30%	2,63%	0,029	-989,16%	-0,026	-49,32%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.2.	пара	%	5,19%	1,37%	-0,30%	2,63%	0,029	-989,16%	-0,026	-49,32%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	129 428	94 752	70 301	92 863	22 562	32,09%	-36 565	-28,25%
4.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	129 428	94 752	70 301	92 863	22 562	32,09%	-36 565	-28,25%
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	8 827	4 265	390	3 260	2 870	735,90%	-5 567	-63,07%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 664	1 256	173	720	547	316,18%	-944	-56,73%
		%	18,85%	29,45%	44,36%	22,09%	-0,223	-50,21%	0,032	17,16%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 163	3 009	217	2 540	2 323	1070,51%	-4 623	-64,54%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 510	534	27	1 000	973	3603,70%	-510	-33,77%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	5 653				0	0,00%	-5 653	-100,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh		2 475	190	1 540	1 350	710,53%	1 540	0,00%
		%	0,00%	58,03%	48,72%	47,24%	-0,015	-3,04%	0,472	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	173 030	135 546	104 085	127 742	23 657	22,73%	-45 288	-26,17%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	173 039				0	0,00%	-173 039	-100,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	-9	135 546	104 085	127 742	23 657	22,73%	127 751	-1420245%
9	ОБЩА ефективност	%	76,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
10	Топлинна ефективност	%	70,91%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	-1	-100,00%
11	Електрическа ефективност	%	5,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	344	374	417	374	-43	-10,26%	30	8,85%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	141	159	180	156	-24	-13,21%	15	10,54%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	122 710	93 455	70 509	90 420	19 911	28,24%	-32 290	-26,31%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч	122 710	93 455	70 509	90 420	19 911	28,24%	-32 290	-26,31%
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 2017 г.</u>

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2017 г. реализира ***нетна печалба*** от осъществяване на дейността в размер на 764 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за предходната година в размер на 2 833 хил. лв.

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

- Нетните приходи от продажби за 2017 г. бележат ръст спрямо 2016 г. с около 28%;

- Общите разходи от оперативната дейност без стойността на продадените активи намаляват през 2017 г., спрямо 2016 г. със 7%.

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. на 7 466 хил. лв. от 8 377 хил. лв. през 2016 г., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини, съоръжения и оборудване. Текущите активи също намаляват от 11 424 хил. лв. за 2016 г. на 7 171 хил. лв. в 2017 г. в резултат на намалените търговски и други вземания.

Собственият капитал на дружеството е увеличен през 2017 г. на 6 376 хил. лв. от на 5 644 хил. лв. за 2016 г. в резултат на отчетеният положителен финансов резултат.

Нетекущите пасиви на дружеството се увеличават през 2017 г. на 102 хил. лв. от 94 хил. лв. за 2016 г. в резултат на ръст на провизиите за обезщетение при пенсиониране.

Текущите пасиви намаляват през 2017 г. на 8 159 хил. лв. спрямо 14 063 хил. лв. за 2016 г. в резултат на намалените търговски и други задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 г. е видно, че:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,85, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) за 2017 г. е 0,88 и спрямо предходната година е увеличен, независимо от това, дружеството ще среща затруднения при обслужване на текущите задължения със собствени оборотни средства.

Коефициентът на финансова независимост от кредиторите, съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,77, което показва, невъзможността дружеството да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 44% собствен капитал и 56% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 29% собствен капитал и 71% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизация са коригирани от 653 хил. лв. на 92 хил. лв. или с 561 хил. лв., в съответствие с балансовата стойност на активите към 31.12.2017 г. и съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за закупена енергия са коригирани от 559 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 559 хил. лв., като неприсъщ разход за производство на електрическа енергия с непрекъснат режим на работа и съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 375 хил. лв. на 302 хил. лв., или с 73 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството през 2017 г. в размер на 27 982 t се умножат по отчетната цена на емисиите за 2017 г., 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 184,24 лв./тнг при калоричност 5 100 kcal/kg на 173,35 лв./тнг (с 10,89 лв./тнг) до достигане на отчетената стойност за 2017 г. 174,85 лв./тнг при калоричност 5 144 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- коригирана е цената на природния газ от 555,19 лв./knm^{3}на 405,19 лв./knm^3, съгласно т. 8 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 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) – 160,15 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 160,15 лв./MWh
- Премия по чл. 33а от ЗЕ – 89,50 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 69,66 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 6 705 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи –6 096 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 162 хил. лв. и променливи – 3 934 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 7 855 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,76%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 540 MWh, в т. ч. към други потребители – 1 540 MWh
  - Към НЕК ЕАД – 1 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 90 420 MWh

<u>27. „Декотекс” АД</u>

С писмо с вх. № Е-14-16-1 от 29.03.2018 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 представено: информацията по т. I.4 и т. II.2 от писмото, действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към тях.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2018 г., както следва:

- Преференциална цена на електрическа енергия – 159,36 лв./MWh, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 96,05 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с водна пара – 96,05 лв./MWh.

Така предложените цени на енергия са изчислени при цена на природен газ - 475 лв./knm^3.

Обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторен период 01.07.2018 - 30.06.2019 г.

Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 2018 - 2019 г. е 1 303 хил. лв., с 302 хил. лв. повече спрямо отчетените през 2017 г. Информацията относно факторите, довели до увеличението им е представена по групи:

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 2017 г. Разпределението им между електрическа и топлинна енергия е направено спрямо активите, от които произхождат.

Разходи за ремонт

Прогнозните разходи за ремонт на дружеството за новия ценови период са 390 хил. лв. и са увеличени спрямо ценовия период 2017-2018г. със 163 хил. лв. Увеличението е вследствие на настъпващи задължителни ремонтни и профилактични дейности, свързани с техническите показатели на двигателя на когенерационната система Cummins. Разходите са предвидени за

смяна на 18 броя цилиндрови глави на двигателя на машината, на 2 броя гарнитури на центробежен филтър, на 3 броя О-пръстени и гъвкави маркучи на двигателя и на лагери на дроселова клапа.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност на дружеството, е 562 хил. лв. Завишението от 53 хил. лв. дружеството предвижда основно за материали за текущо поддържане, поради предвидени повече работни часове на машината, заложени в графика.

Променливи разходи

Променливите разходи за периода 2018 - 2019 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите (РБА)

РБА на дружеството за периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г. е в размер на 2 880 хил. лв. към 31.12.2017 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2017 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности.

Необходимият оборотен капитал на дружеството е изчислен съгласно Указания-НВ. Разпределението на оборотния капитал между електрическа и топлинна енергия се извършва пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност .

Норма на възвръщаемост

Нормата на възвръщаемост на капитала за ценови период 2018 - 2019 г. е в размер на 7.78%, изчислен съгласно Указания-НВ като средно претеглена между собствения и привлеченото капитал по отчетни данни към 31.12.2017 г.

С писмо с изх. № Е-14-61-1 от 25.04.2018 г. от „Декотекс" АД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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., съгласно т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към тях;

3. Заверено копие на договор за изкупуване на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към него (включително спецификациите към договорите) или доказателство, че предоставеният договор № Ц-90 от 15.02.2010 г., сключен с „ ЕВН България Електроснабдяване" АД е действащ към датата на подаване на заявление с вх. № Е-14-16-1 от 29.03.2018 г.

С писмо с вх. № Е-14-16-1 от 29.03.2018 г. дружеството е представило изисканата информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 15,32% по-ниски, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода са съответно с 14,83% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 29,77% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт със 71,81%. Дружеството предвижда увеличение на разходите за инвестиции през новия регулаторен период с 15%.

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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	823	492	571	741	170	29,77%	-82	-9,96%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	173	180	190	190	0	0,00%	17	9,83%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	227	158	227	390	163	71,81%	163	71,81%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	98	124	124	130	6	4,84%	32	32,65%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	23	30	30	31	1	3,33%	8	34,78%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	18	25	25	26	1	4,00%	8	44,44%
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.	302				0	0,00%	-302	-100,00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	106				0	0,00%	-106	-100,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	449,35	419,27	450,20	475,00	25	5,51%	26	5,71%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	227	158	227	390	163	71,81%	163	71,81%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	227	158	227	390	163	71,81%	163	71,81%
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.	100	72	100	115	15	15,00%	15	15,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	100	72	100	115	15	15,00%	15	15,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

„Декотекс” АД

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2017 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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	14 454	10 847	12 627	14 500	1 873	14,83%	46	0,32%
1.1.	гореща вода	MWh	8 025	6 200	7 527	8 900	1 373	18,24%	875	10,90%
1.2.	пара	MWh	6 429	4 647	5 100	5 600	500	9,80%	-829	-12,89%
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	14 454	10 847	12 627	14 500	1 873	14,83%	46	0,32%
4.1.	гореща вода	MWh	8 025	6 200	7 527	8 900	1 373	18,24%	875	10,90%
4.2.	пара	MWh	6 429	4 647	5 100	5 600	500	9,80%	-829	-12,89%
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	12 850	11 131	12 850	14 400	1 550	12,06%	1 550	12,06%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	710	220	710	400	-310	-43,66%	-310	-43,66%
		%	5,53%	1,98%	5,53%	2,78%	0	-49,73%	0	-49,73%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	12 140	10 911	12 140	14 000	1 860	15,32%	1 860	15,32%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	12 140	10 911	12 140	14 000	1 860	15,32%	1 860	15,32%
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					0	0,00%	0	0,00%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh					0	0,00%	0	0,00%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
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	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh					0	0,00%	0	0,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh					0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	14 454	0	0	0	0	0,00%	-14 454	-100,00%
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	10 847	12 627	14 500	1 873	14,83%	14 500	0,00%
		%	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	1	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	6 200	7 527	8 900	1 373	18,24%	8 900	0,00%
		%	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	1	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	4 647	5 100	5 600	500	9,80%	5 600	0,00%
		%	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	1	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	14 454	0	0	0	0	0,00%	-14 454	-100,00%
	гореща вода	MWh	8 025				0	0,00%	-8 025	-100,00%
	водна пара	MWh	6 429				0	0,00%	-6 429	-100,00%

„Декотекс” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

„Декотекс“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. отчита ***печалба*** в размер на 182 хил. лв. при отчетена ***загуба*** за 2016 г. в размер на 1 651 хил. лв.

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

- Нетните приходи от продажби за 2017 г. нарастват спрямо 2016 г. с 23,72%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2017 г., спрямо 2016 г. с 28,77%.

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. на 13 831 хил. лв. от 14 249 хил. лв. през 2016 г., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини, съоръжения и оборудване.

Текущите активи на дружеството се увеличават през 2017 г. и са в размер на 5 890 хил. лв. при 5 164 хил. лв. за 2016 г., в резултат на увеличените наличности на паричните средства и на търговските и други вземания.

Собственият капитал на дружеството се увеличава през 2017 г. и е в размер на 18 791 хил. лв. при 18 609 хил. лв. за 2016 г., вследствие на намалената натрупаната загуба в предходни години.

Нетекущите пасиви на дружеството спадат през 2017 г. и са в размер на 16 хил. лв. при 66 хил. лв. за 2016 г., вследствие на намалени провизии за обезщетение при пенсиониране и неизползвани отпуски на работниците и служителите.

Текущите пасиви нарастват през 2017 г. и са в размер на 914 хил. лв. спрямо 738 хил. лв. за 2016 г., в резултат на увеличените търговски и други задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2016 г., е видно, че:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 1,36 което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) за 2017 г. е 6,44, което е показател, че дружеството 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 индикатор, че дружеството е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизация са коригирани от 190 хил. лв. на 180 хил. лв. или със 10 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 390 хил. лв. на 158 хил. лв. или с 232 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход;

- общата стойност на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ- „Материали за текущо поддържане“, „Абонаментно поддържане“, „Въоръжена и противопожарна охрана“, „Експертни и одиторски разходи“ и „Вода, отопление и осветление“ е коригирана от 391 хил.лв. на 351 хил.лв. или с 40 хил.лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавените разходни позиции „Такса събрано инкасо“, и „Подръжка с-ма за контрол“ са коригирани от 90 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 90 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.

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 230 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на нормите за подобни инсталации, в съответствие с т. 5 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) – 140,23 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 140,23 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,09 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 76,75 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 3 061 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 839 хил. лв., от които условно-постоянни – 931 хил. лв. и променливи – 1 908 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 852 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 14 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 5 600 MWh

28. „Зебра” АД

С писмо вх. № Е-14-57-2 от 04.04.2018 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 е представено прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. по т. II.2 от писмото, писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи по т. II.4, продадена електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г., обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, копия на действащи договори за доставка на природен газ, договори за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях, отчетна информация за 2017 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 138,73 лв./MWh; в т. ч. добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 1,00 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,41 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 107,41 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 348,24 лв./knm^3.

С писмо с вх. № Е-14-57-3 от 04.04.2018 г. дружеството заявява, че през изминалата 2017 г. и до 31.03.2018 г. когенерационната система за производство на електрическа и топлинна енергия в „Зебра“ АД не е работила, поради което дружеството не е извършвало производство и продажба на електрическа и топлинна енергия, включително и на въглеродни емисии. Когенераторът е спрян, поради промяна в структурата на производство и намаляване обема на произвежданите изделия използващи енергоносител топлинна енергия (технологична пара). Намаляването

на потреблението на пара и вода е довело до намалено натоварване на генератора и котел-утилизатора и нерентабилна цена на електрическа енергия, която се използва за собствени нужди на дружеството.

С писмо с вх. № Е-14-57-4 от 04.04.2018 г. от дружеството е представен допълнително неодитиран ГФО за 2017 г., като е заявено, че същият ще бъде представен след одитирането му.

С писмо с изх. № Е-14-57-2 от 25.04.2018 г. от „Зебра" АД, на основание чл. 43, ал. 11 от НРЦЕЕ, и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ, е изискано да представи следната допълнителна информация:

1. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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., съгласно т. II.2 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност, съгласно т. II.4 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

3. Коректно попълнено Приложение № 5 за определяне на цената на природния газ;

4. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г. и 2017 г., както и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г.;

5. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

6. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ, с всички приложения и анекси към тях;

7. Заверени копия на договори за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За отчетния ценови период и за 2017 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 коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 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 2017 г.</u>

„Зебра" АД съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2017 г. отчита ***загуба*** в размер на 1 623 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е била отчетена ***загуба*** в размер на 99 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 40,96%;**
- **Общите разходи от оперативна дейност също нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 82,53%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. е в размер на 5 715 хил. лв. при 6 226 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалените дълготрайни материални активи, въпреки ръста на инвестициите. През 2017 г дружеството апортира свои активи в дъщерно дружество „Енергиен център Зебра" ЕООД на стойност 2 071 хил. лв.

Текущите активи също намаляват през 2017 г. и са в размер на 966 хил. лв. при 1 648 хил. лв. за 2016 г., в резултат на намалените материални запаси.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2017 г. в размер на 4 600 хил. лв. при 6 222 хил. лв. за 2016 г., вследствие на отчетения отрицателен финансов резултат от дейността за текущата година.

Дългосрочните пасиви намаляват през 2017 г. в размер на 31 хил. лв. при 255 хил. лв. за 2016 г., което се дължи на намалените задължения по дългосрочни заеми.

Краткосрочните пасиви нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. от 1 397 хил. лв. на 2 050 хил. лв., основно от увеличените задължения към доставчици и клиенти и другите задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, не разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, но е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 69% собствен капитал и 31% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 79% собствен капитал и 21% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 35 хил. лв. на 21 хил. лв. или с 14 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., 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" НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,9% на 3,91% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

3. В справка № 4 „ТИП в производството" са направени следните корекции:

- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 1 982 MWh (31,58%) на 832 MWh, съгласно т. 4 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Зебра" АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 123,60 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 123,60 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 101,53 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 101,53 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 1 935 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 720 хил. лв., от които условно-постоянни – 328 хил. лв. и променливи – 1 392 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 905 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,40%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 294 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 04.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2

от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не са приложени следните документи: годишен финансов отчет за 2017 г., с всички пояснителни приложения към него, като дружеството посочва, че той е в процес на одитиране и към датата на подаване на заявлението не е приключен. След изготвянето на одита същият ще бъде изпратен в КЕВР.

Приложени са заверени копия на ОПР и баланс на дружеството към 31.12.2017 г.

Дружеството предлага за определяне на преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 156,59 лв./MWh, без ДДС.

Изчислената индивидуална цена на електрическата енергия в ценовия модел е 146,59 лв./MWh с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ –10,00 лв./MWh, при цена на природния газ – 380,04 лв./knm^3.

„Белла България“ АД представя обосновка за прогнозните ценообразуващи елементи към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, както следва:

На площадката на „Белла България“ АД в гр. Ямбол има 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 когенератор тип Quanto C 1000 SPE. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия се предвижда да бъде продавана на ЕРП.

Във връзка с новия ценови регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. дружеството предвижда увеличение на производството на електрическа и топлинна енергия, съответно и на необходимите годишни приходи за регулираната дейност. Производството на електрическа енергия ще се увеличи с 9,28%, а количеството реализирана електрическа енергия - с 9,09%. Дружеството аргументира увеличението с по-голям брой работни часове на съоръжението, заложени в прогнозите, тъй като през отчетния период е имало планово спиране на работата на съоръжението, поради извършване на ремонтни дейности. През отчетния ценови период е извършен планов основен ремонт - смяна на цилиндрови глави на двигателя, на стойност 173 219,40 лв., с която се увеличава балансовата стойност на съоръжението.

Прогнозираните условно постоянни разходи за дейността на дружеството през новия ценови период са с 0,25% по-високи спрямо отчетния ценови период 01.07.2017 - 30.06.2018 г. Промяната на тези разходи основно се формират от разходите за амортизации и материали за текуща поддръжка. През новия ценови период 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. дружеството предвижда увеличение и в променливите разходи, което се дължи на прогнозирания ръст в производството на топлинна и електрическа енергия, както и в 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 9,28% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 6,24% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 9,09% по-ниски, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода, са съответно с 6,24% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило незначително увеличение на общата стойност на УПР с 0,25% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на разходите за амортизации с 0,95%. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	807	800	806	808	2	0,25%	1	0,12%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	102	99	105	106	1	0,95%	4	3,92%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	26	26	25	25	0	0,00%	-1	-3,85%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	350	350	350	350	0	0,00%	0	0,00%
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	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	266	262	263	264	1	0,38%	-2	-0,75%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	163	163	163	163	0	0,00%	0	0,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	361,77	380,04	380,04	0	0,00%	-10	-2,54%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00	0,00	0,00	0,00	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.	26	26	25	25	0	0,00%	-1	-3,85%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	26	26	25	25	0	0,00%	-1	-3,85%
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.	221	0	173	0	-173	-100,00%	-221	-100,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	221	0	173	0	-173	-100,00%	-221	-100,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2017 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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	8 402	8 275	8 122	8 629	507	6,24%	227	2,70%
1.1.	гореща вода	MWh	4 316	4 290	4 254	4 432	178	4,18%	116	2,68%
1.2.	пара	MWh	4 086	3 985	3 868	4 197	329	8,51%	111	2,71%
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	8 402	8 275	8 122	8 629	507	6,24%	227	2,70%
4.1.	гореща вода	MWh	4 316	4 290	4 254	4 432	178	4,18%	116	2,68%
4.2.	пара	MWh	4 086	3 985	3 868	4 197	329	8,51%	111	2,71%
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	7 529	7 677	7 482	8 176	694	9,28%	647	8,60%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	346	329	331	375	44	13,29%	29	8,28%
		%	4,60%	4,29%	4,42%	4,59%	0,002	3,68%	0,000	-0,29%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 182	7 348	7 151	7 801	650	9,09%	619	8,61%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 182	7 348	7 151	7 801	650	9,09%	619	8,61%
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	19 842	20 867	20 570	22 036	1 466	7,13%	2 194	11,06%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	19 842	20 867	20 570	22 036	1 466	7,13%	2 194	11,06%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,29%	76,45%	75,86%	76,26%	0,0040	0,53%	-0,0403	-5,02%
10	Топлинна ефективност	%	42,35%	39,66%	39,48%	39,16%	-0,0033	-0,83%	-0,0319	-7,53%
11	Електрическа ефективност	%	37,94%	36,79%	36,37%	37,10%	0,0073	2,01%	-0,0084	-2,21%
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	211	220	222	220	-2	-0,77%	9	4,39%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	110	115	116	115	-1	-0,94%	5	4,41%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	8 402	8 275	8 122	8 629	507	6,24%	227	2,70%
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	8 402	8 275	8 122	8 629	507	6,24%	227	2,70%
	гореща вода	MWh	4 316	4 290	4 254	4 432	178	4,18%	116	2,68%
	водна пара	MWh	4 086	3 985	3 868	4 197	329	8,51%	111	2,71%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

От представения от „Белла България" АД неодитиран годишен финансов отчет за 2017 г. е видно, че дружеството реализира ***печалба*** в размер на 16 543 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 18 193 хил. лв. Към финансовия отчет дружеството е представило справки по ЕССО за 2017 г. за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2017 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" дружеството отчита ***загуба*** в размер на 747 хил. лв., която намалява спрямо отчетената през 2016 г. ***загуба*** в размер на 762 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 2017 г. спрямо 2016 г. с 31,25%;**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 14,35%.**
- **Общите нетните приходи от продажби нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 10,70%, а общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2017 г., спрямо 2016 г. с 12,52%.**

Общата стойност на нетекущите активи на дружеството нараства през 2017 г. в размер на 155 721 хил. лв. спрямо 137 156 хил. лв. за 2016 г., а за регулираната дейност са 1 554 хил. лв. за текущата година при 1 651 хил. лв. за предходната година.

Собственият капитал на дружеството се увеличава през 2017 г. в размер на 176 644 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е 140 101 хил. лв., вследствие на увеличената стойност на записания капитал.

Дружеството няма дългосрочни и краткосрочни задължения от регулирана дейност.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г. е 60% собствен капитал и 40% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 51% собствен капитал и 49% привлечени средства.

Образуване на цената

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

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) – 141,18 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 141,18 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 958 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 820 хил. лв., от които условно-постоянни – 808 хил. лв. и променливи – 1 012 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 768 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 801 MWh

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

30. „Димитър Маджаров - 2” ЕООД

С писмо с вх. Е-14-63-3 от 05.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не е приложена информацията и документи по т. II.1, т. I.5 от писмото, копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях, отчетна информация по ЕССО и ГФО за 2017 г.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 166,86 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 165,86 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 1,00 лв./MWh.

Установено е несъответствие между посочената в заявлението за определяне преференциална цена на електрическа енергия и изчислената от дружеството в ценовите модели.

Преференциалната цена на електрическа енергия в размер на 144,23 лв./MWh е изчислена с цена на природния газ – 420,30 лв./knm^3 (без ДДС).

С писмо с изх. № Е-14-63-3 от 18.04.2018 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да бъде представена допълнителна информация, както следва:

1. Коректно попълнени ценови справки от № 1 до № 9 за новия ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., съгласно т. II.1 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

2. Отчетна информация за 2017 г. и за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 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., съгласно т. I.5 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

3. Писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност, съгласно т. II.4 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

4. Коректно попълнено Приложение № 5 за определяне на цената на природния газ;

5. Коректно попълнено Приложение № 6 за изкупената от обществения доставчик електрическа енергия за 2016 г. и 2017 г., както и за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени за 2016 г. и за 2017 г.;

6. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW, съгласно т. I.11 от писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР;

7. Заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ с всички приложения и анекси към тях,

8. Заверено копие на Договор № 1 от 01.06.2017 г. с „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД за продажба на електрическа енергия.

С писмо вх. № Е-14-63-3 от 18.04.2018 г. дружеството е представило исканата информация.

В представената кратка обосновка е посочено следното:

На площадката на „Димитър Маджаров-2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена система за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност на централата е 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, явяващия се излишък от електрическа енергия се продава на ЕРП – приблизително от 10% - 15%.

През новия ценови регулаторен период от 01.07.2018 - 30.06.2019 г. не се предвижда увеличение на производството на електрическа и топлинна енергия.

Посочва се че, през отчетения ценови период са били извършени предварително плану-

вани 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. Заявява се, че промяната на тези разходи се дължи основно за амортизации и материали за текуща поддръжка.

През новия ценови период се предвижда увеличение на променливите разходи спрямо отчетените, което основно се дължи на прогнозния ръст в 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 същите нива на количествата на произведените електрическа и топлинна енергия спрямо новия ценови период.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 13,75% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 12%, разходите за ремонт с 9,38%, последвани от разходите за заплати и възнаграждения с 22,45%. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	378	310	320	364	44	13,75%	-14	-3,70%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	130	125	125	140	15	12,00%	10	7,69%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	54	28	32	35	3	9,38%	-19	-35,19%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	123	93	98	120	22	22,45%	-3	-2,44%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	22	18	19	23	4	21,05%	1	4,55%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	22	18	19	23	4	21,05%	1	4,55%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	49	46	46	46	0	0,00%	-3	-6,12%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	20	10	10	10	0	0,00%	-10	-50,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	389,94	612,45	609,14	605,24	-4	-0,64%	215	55,21%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	54	27	32	35	3	9,38%	-19	-35,19%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	54	27	32	35	3	9,38%	-19	-35,19%
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	146	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	146	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 01.07.2017 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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	6 559	6 531	6 388	5 138	-1 250	-19,57%	-1 421	-21,66%
1.1.	гореща вода	MWh	4 293	4 286	4 188	4 088	-100	-2,39%	-205	-4,78%
1.2.	пара	MWh	2 266	2 245	2 200	1 050	-1 150	-52,27%	-1 216	-53,66%
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%	0,19%	0,23%	0	24,27%	0	27,59%
3.1.	гореща вода	%	0,28%	0,28%	0,29%	0,29%	0	2,44%	0	5,00%
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	6 571	6 543	6 400	5 150	-1 250	-19,53%	-1 421	-21,63%
4.1.	гореща вода	MWh	4 305	4 298	4 200	4 100	-100	-2,38%	-205	-4,76%
4.2.	пара	MWh	2 266	2 245	2 200	1 050	-1 150	-52,27%	-1 216	-53,66%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		420	180	70	-110	-61,11%	70	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh		2 245	2 245	1 070	-1 175	-52,34%	1 070	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	3 614	3 440	3 440	3 440	0	0,00%	-174	-4,81%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	0	2 938	2 888	2 825	-63	-2,18%	2 825	0,00%
		%	0,00%	85,41%	83,95%	82,12%	-0,018	-2,18%	0,821	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	3 614	502	552	615	63	11,41%	-2 999	-82,98%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	3 542				0	0,00%	-3 542	-100,00%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh		430	480	543	63	13,13%	543	0,00%
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	72	0	0,00%	0	0,00%
		%	1,99%	2,09%	2,09%	2,09%	0	0,00%	0	5,06%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	11 961	10 775	11 945	10 296	-1 649	-13,80%	-1 665	-13,92%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	9 448	7 718	9 026	8 968	-58	-0,64%	-480	-5,08%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	2 513	3 057	2 919	1 328	-1 591	-54,50%	-1 185	-47,15%
9	ОБЩА ефективност	%	107,67%	94,66%	82,02%	82,94%	0,009	1,12%	-0,247	-22,97%
10	Топлинна ефективност	%	69,42%	50,09%	43,91%	44,58%	0,007	1,54%	-0,248	-35,78%
11	Електрическа ефективност	%	38,25%	44,57%	38,11%	38,36%	0,002	0,65%	0,001	0,28%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	87,18%	83,08%	85,84%	0,028	3,33%	0,858	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	147	149	149	149	0	0,00%	2	1,05%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	144	147	152	152	0	0,00%	8	5,45%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	6 559	6 543	6 543	6 543	0	0,00%	-16	-0,24%
10.1.	гореща вода	МВтч		4 286	4 286	4 286	0	0,00%	4 286	0,00%
10.2.	пара	МВтч		2 245	2 245	2 245	0	0,00%	2 245	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	0	-12	-155	-1 405	-1 250	806,45%	-1 405	0,00%
		%	0,00%	-0,18%	-2,43%	-27,35%	-0,249	1026,98%	-0,273	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	-12	-110	-210	-100	90,91%	-210	0,00%
		%	0,00%	-0,28%	-2,63%	-5,14%	-0,025	95,58%	-0,051	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	-45	-1 195	-1 150	2555,56%	-1 195	0,00%
		%	0,00%	0,00%	-2,05%	-113,81%	-1	5464,02%	-1	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	6 559	12	12	12	0	0,00%	-6 547	-99,82%
	гореща вода	MWh	4 293	12	12	12	0	0,00%	-4 281	-99,72%
	водна пара	MWh	2 266	0	0	0	0	0,00%	-2 266	-100,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г. не може да бъде извършен, поради непредставени от дружеството ГФО за 2017 г. и справки относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането.

Образуване на цената

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 180 хил. лв. на 60 хил. лв., или с 120 хил. лв., до нивото на относимите нива на разхода при подобни инсталации, 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 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) – 144,60 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 144,60 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 138 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 980 хил. лв., от които условно-постоянни – 392 хил. лв. и променливи – 588 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 2 031 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 553 MWh

31. „Овердрайв" АД

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 09.05.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не е приложен, отчетна информация за 2017 г. по т. I.2, т. I.3 и т. I.5, прогнозна информация по т. II.2 от писмото.

Дружеството предлага за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 618,55 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия – 618,54 лв./MWh без ДДС;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh.

Предложената за определяне цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 534,98 лв./knm^3.

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 Nel = 2 x 125 kW и топлинна мощност 2 x 165 kW.

Когенерационната 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 когенерационната инсталация се предвижда да произведе 1 100 MWh електрическа енергия и 1 200 MWh топлинна енергия.

Тази производствена програма покрива нуждите на сградата на „Овердрайв" АД.

Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ ЕАД.

През 2018 г. „Овердрайв“ АД предвижда доизграждане на вече започнатата през 2016 г. SCADA система за дистанционно предаване на данни до ЕРД, по наредба от МЕ.

През настоящата година се предвижда извършването на основно обслужване на двата двигателя. При последните текущи обслужвания и прегледи от фирмата, поддържаща когенераторите -„ЧАЙМ“ ООД, бе установена нуждата от ремонт или подмяна на повечето от изходящите тръби на когенераторите, в това число и спирателна и предпазната арматура към тях, поради наличието на корозия и течове в начален стадий.

Дълготрайните материални активи, с първоначална стойност 714 хил. лв. към 01.01.2018 г., са амортизирани до 364 хил. лв. През 2018 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:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 12,35% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 21,58% по- ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 1,67% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 2,56% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, които нарастват с 3,03%. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	246	236	239	243	4	1,67%	-3	-1,22%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	50	48	48	48	0	0,00%	-2	-4,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	40	34	39	40	1	2,56%	0	0,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	50	50	50	50	0	0,00%	0	0,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	4	3	3	3	0	0,00%	-1	-25,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	4	3	3	3	0	0,00%	-1	-25,00%
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.	102	101	99	102	3	3,03%	0	0,00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	85	1	1	1	0	0,00%	-84	-98,82%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	519,56	480,83	526,03	534,98	9	1,70%	15	2,97%
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.	40	34	39	40	1	2,56%	0	0,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	40	34	39	40	1	2,56%	0	0,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.					0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	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 01.07.2017 г.	**Разлика** Прогноза 2017 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2017 – Прогноза 2016 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	1 350	906	913	1 110	197	21,58%	-240	-17,78%
1.1.	гореща вода	MWh	1 350	906	913	1 110	197	21,58%	-240	-17,78%
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	1 350	906	913	1 110	197	21,58%	-240	-17,78%
4.1.	гореща вода	MWh	1 350	906	913	1 110	197	21,58%	-240	-17,78%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		906	913	1 110	197	21,58%	1 110	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh		-906	-913	-1 110	-197	21,58%	-1 110	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	1 200	643	672	755	83	12,35%	-445	-37,08%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	200	0	0	0	0	0,00%	-200	-100,00%
		%	16,67%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 000	643	672	755	83	12,35%	-245	-24,50%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	1 000	363	370	420	50	13,51%	-580	-58,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh		280	302	335	33	10,93%	335	0,00%
		%	0,00%	43,55%	44,94%	44,37%	0	-1,27%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	3 181	1 933	1 983	2 121	138	6,96%	-1 060	-33,32%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	3 181	1 933	1 983	2 121	138	6,96%	-1 060	-33,32%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,16%	80,13%	79,93%	87,93%	0,080	10,01%	0,078	9,69%
10	Топлинна ефективност	%	42,44%	46,87%	46,04%	52,33%	0,063	13,67%	0,099	23,31%
11	Електрическа ефективност	%	37,72%	33,26%	33,89%	35,60%	0,017	5,04%	-0,021	-5,64%
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	241				0	0,00%	-241	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	111				0	0,00%	-111	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	1 350	906	913	1 110	197	21,58%	-240	-17,78%
10.1.	гореща вода	МВтч	1 350	906	913	1 110	197	21,58%	-240	-17,78%
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%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

„Овердрайв“ АД, съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. отчита печалба в размер на 3 хил. лв., която намалява спрямо 2016 г., когато е в размер на 53 хил. лв.

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. и са в размер на 5 064 хил. лв. при 5 171 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на машини и оборудване.

Текущите активи нарастват през 2017 г. в размер на 4 663 хил. лв. спрямо 4 570 хил. лв. за 2016 г., основно от увеличени наличности на паричните средства.

Собственият капитал на дружеството незначително нараства през 2017 г. на 8 680 хил. лв. от 8 677 хил. лв. за 2016 г., нетекущите пасиви на дружеството намаляват през 2017 г. в размер на 58 хил. лв. при 119 хил. лв. за 2016 г., а текущите пасиви бележат ръст и през 2017 г. и са в размер на 989 хил. лв., спрямо 946 хил. лв. за 2016 г.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2017 г. от регулираната дейност отчита загуба в размер на 225 хил. лв. при отчетена загуба за 2016 г. в размер на 175 хил. лв.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи” разходите за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 80 хил. лв. на 10 хил. лв. или със 70 хил. лв., като общи разходи за дейността на цялото дружество, а не конкретно за енергийната дейност, съгласно т. 1 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,78% на 3,91% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

3. В справка № 4 „ТИП в производството” са направени следните корекции:

- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 335 MWh (44,37%) на 35 MWh (4,64%), съгласно т. 4 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) – 286,52 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 286,52 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 386 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 357 хил. лв., от които условно-постоянни – 175 хил. лв. и променливи – 182 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 366 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 720 MWh
  Към ЕРД – 420 MWh

32. „МБАЛ – Търговище” АД

С писмо с вх. № Е-14-65-2 от 02.04.2018 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 писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не е приложен действащ договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него, отчетна информация за 2017 г. по т. I.5 от писмото, прогнозна информация за новия ценови период по т. II.2, отчетна информация за 2017 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството предлага за определяне, считано от 01.07.2018 г., на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 401,37 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия – 400,37 лв./MWh без ДДС;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 1,00 лв./MWh.

Предложената за определяне преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 510,88 лв./knm^3.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За текущия ценови период дружеството отчита с 0,85% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 0,78% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода са с 0,45% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,36% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 20,33% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 8%. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	126	134	140	148	8	5,36%	22	17,46%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	12	24	24	24	0	0,00%	12	100,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	15	11	12	15	3	20,33%	0	0,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	64	64	67	69	2	2,99%	5	7,81%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	12	12	12	13	1	8,33%	1	8,33%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	12	12	12	13	1	8,33%	1	8,33%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	23	23	25	27	2	8,00%	4	17,39%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	6	4	4	4	0	0,00%	-2	-33,33%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	527,04	480,29	476,79	510,88	34	7,15%	-16	-3,07%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	15	11	10	15	5	43,33%	0	0,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	15	11	10	15	5	43,33%	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	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 01.07.2017 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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	614	547	494	496	2	0,45%	-118	-19,20%
1.1.	гореща вода	MWh	614	547	494	496	2	0,45%	-118	-19,20%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	67	54	51	53	2	3,92%	-14	-20,90%
2.1.	гореща вода	MWh	67	54	51	53	2	3,92%	-14	-20,90%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	9,84%	8,98%	9,36%	9,65%	0	3,12%	0	-1,90%
3.1.	гореща вода	%	9,84%	8,98%	9,36%	9,65%	0	3,12%	0	-1,90%
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	681	601	545	549	4	0,78%	-132	-19,36%
4.1.	гореща вода	MWh	681	601	545	549	4	0,78%	-132	-19,36%
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	312	262	260	262	2	0,85%	-50	-15,96%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	17	27	29	27	-1	-4,74%	10	60,11%
		%	5,45%	10,47%	10,99%	10,38%	0	-5,55%	0	90,50%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	295	234	231	235	4	1,54%	-60	-20,34%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	125	95	93	95	2	1,68%	-30	-24,00%
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	170	139	138	140	2	1,45%	-30	-17,65%
		%	54,49%	53,19%	53,08%	53,39%	0	0,59%	0	-2,01%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 087	909	823	899	76	9,22%	-188	-17,27%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 087	909	823	899	76	9,22%	-188	-17,27%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	85,22%	88,98%	91,59%	84,35%	-0,072	-7,90%	-0,009	-1,01%
10	Топлинна ефективност	%	56,50%	60,18%	60,01%	55,19%	-0,048	-8,03%	-0,013	-2,33%
11	Електрическа ефективност	%	28,71%	28,80%	31,59%	29,17%	-0,024	-7,66%	0,005	1,59%
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	207	199	203	208	4	2,10%	0	0,20%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	123	119	121	124	3	2,37%	1	1,01%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	614	547	494	496	2	0,45%	-118	-19,20%
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	614	547	494	496	2	0,45%	-118	-19,20%
	гореща вода	MWh	614	547	494	496	2	0,45%	-118	-19,20%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

„МБАЛ-Търговище" АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. отчита ***загуба*** в размер на 135 хил. лв. при ***загуба*** 621 хил. лв. за 2016 г.

Общата стойност на нетекущите активи нараства през 2017 г. в размер на 6 922 хил. лв., спрямо 2016 г., когато са в размер на 6 834 хил. лв., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на земи и сгради.

Текущите активи на дружеството нарастват през 2017 г. и са в размер на 3 189 хил. лв. при 2 778 хил. лв. за 2016 г., вследствие на увеличените вземания от клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2017 г. и е в размер на 4 037 хил. лв. при 4 172 хил. лв. за 2016 г., в резултат на натрупаната непокрита загуба от минали години и отчетения отрицателен финансов резултат от дейността за текущата година.

Общо задълженията на дружеството нарастват през 2017 г. в размер на 4 393 хил. лв. при 4 026 хил. лв. за 2016 г., вследствие на увеличените задължения към доставчици.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 2017 г. е 48% собствен капитал и 52% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 51% собствен капитал и 49% привлечени средства.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизация са коригирани от 24 хил. лв. на 5 хил. лв. или с 19 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в „Машини, съоръжения и оборудване" 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 15 хил. лв. на 11 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 14 хил. лв. на 11 хил. лв. или с 3 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за консумативи (химикали, реагенти) са коригирани от 6 хил. лв. на 4 хил. лв. или с 2 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2017 г., 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 извършени следните корекции:

- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 27 MWh (10,30%) на 14 MWh (5,34%) с отчитане на собственото потребление и съгласно т. 4 от общия подход.

- коригирана е цената на природния газ от 510,88 лв./knm^{3}на 480 лв./knm^3, съгласно т. 8 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) – 290,16 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 290,16 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 184 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 178 хил. лв., от които условно-постоянни – 117 хил. лв. и променливи – 61 хил.

лв.

- Регулаторна база на активите – 83 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 235
- MWh, в т. ч. собственото потребление – 140 MWh
- Към ЕРД – 95 MWh

33. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора

С писмо с вх. № Е-14-75-1 от 05.04.2018 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР. Към заявлението не е приложен договор участие в балансираща група, какъвто е посочен в описа на документите към заявлението, одитиран ГФО за 2017 г., информация по т. I. 5 и т. II.2 от писмото.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД предлага за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, без ДДС – 214,23 лв./MWh.

В цената не е включена добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh,

Изчисленията са с цена на природен газ – 623,92 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на разходите на дружеството е следната:

1. Основни съоръжения:

-Когенератор- UPB 926 TC-N-E, година на пуск 2011, завод-производител Upb energi Gmbh, инсталирана електрическа мощнос 0,15 MW, обща топлинна мощност 0,202 MW;

- Двигател на модула - тип In-Line, година на производство 2010 г., завод-производител Libcher, мощност 0,158 MW, номинални обороти 1500 об./min, разход на газ при номинално натоварване 42 nm^3/h;

- Генератор -тип MJB 250, производство 2010 г. завод-производител - Mareli,

2. Режим на работа – 24 ч. непрекъснат;

3. Разход на природен газ по данни на производителя - 41,5 nm^3/h при максимална мощност 0,15 MW;

4. Цена на природен газ - 623,92 лв., без ДДС и акциз за 1000 nm^3 - приложен е договор с „Овергаз Мрежи“ АД и ценова листа за януари 2018 г. Според заявката за 2018 г. дружеството сочи, че попада в неравномерно потребление до 400 000 m^3.

5. Стойността на газовия модул е посочена в приложена справка-извлечение от инвентарната книга.

6. Предвиждани ремонти – 10 000 лв.

7. Газовият когенерционен модул ще бъде обслужван от персонал – 4 работника. Разходи за заплати за 1 година 31 000 лв. Социални и здравни осигуровки за сметка на работодателя – 12 000 лв.

8. Материали за текуща поддръжка:

Смяна на масло на 1 500 h, 3 пъти годишно - 810 лв. Разход на масло по 0,02 l/моточас – 1 050 лв.

Подмяна на свещи, ремъци , филтри и др. – 2 000 лв./годишно.

Общо материали за текуща поддръжка - 3 000 лв./годишно, без ДДС.

9. *Външни услуги, данъци такси и др. – 10 000 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 определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 6,51% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт със 150%, разходите за заплати и възнаграждения с 6,90% и разходите, пряко

свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 7,14%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	162	157	169	180	11	6,51%	18	11,11%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	114	117	117	117	0	0,00%	3	2,63%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	4	2	4	10	6	150,00%	6	150,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	27	20	29	31	2	6,90%	4	14,81%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	5	4	5	7	2	40,00%	2	40,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	4	3	4	5	1	25,00%	1	35,14%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	1	1	1	2	1	100,00%	1	53,85%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	12	14	14	15	1	7,14%	3	25,00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	5	1	2	6	4	200,00%	1	20,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	582,22	586,08	615,50	623,92	8	1,37%	42	7,16%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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	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.	4	2	6	14	8	133,33%	10	250,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4	2	4	10	6	150,00%	6	150,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	2	4	2	100,00%	4	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	10	0	2	10	8	400,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	10	0	2	10	8	400,00%	0	0,00%
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 01.07.2017 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	7	5	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	1 301	675	741	1 533	792	106,88%	232	17,83%
1.1.	гореща вода	MWh	1 301	675	741	1 533	792	106,88%	232	17,83%
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	0,00%	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	1 301	675	741	1 533	792	106,88%	232	17,83%
4.1.	гореща вода	MWh	1 301	675	741	1 533	792	106,88%	232	17,83%
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	966	487	541	1 139	598	110,54%	173	17,91%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	44	19	20	44	24	120,00%	0	0,00%
		%	4,55%	3,99%	3,70%	3,86%	0,002	4,50%	-0,007	-15,19%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	922	468	521	1 095	574	110,17%	173	18,76%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	922	468	521	1 095	574	110,17%	173	18,76%
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	2 866	1 388	1 450	3 051	1 601	110,41%	185	6,45%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	2 866	1 388	1 450	3 051	1 601	110,41%	185	6,45%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,09%	83,72%	88,41%	87,58%	-0,0084	-0,95%	0,0848	10,73%
10	Топлинна ефективност	%	45,39%	48,63%	51,10%	50,25%	-0,0086	-1,68%	0,0485	10,69%
11	Електрическа ефективност	%	33,70%	35,09%	37,31%	37,33%	0,0002	0,06%	0,0363	10,77%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	219	205	195	197	2	1,03%	-22	-10,10%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	115	109	103	104	1	0,97%	-11	-9,86%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	1 301	675	741	1 533	792	106,88%	232	17,83%
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	1 301	675	741	1 533	792	106,88%	232	17,83%
	гореща вода	MWh	1 301	675	741	1 533	792	106,88%	232	17,83%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

Съгласно представения индивидуален годишен финансов отчет за 2017 г. на УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД общият всеобхватен доход е отрицателна величина в размер на 1 988 хил. лв., формиран от ***загуба*** в размер на 1 821 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценка на задълженията по планове с дефинирани доходи в размер на 167 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е отрицателна величина в размер на 1 393 хил. лв., формиран от ***загуба*** в размер на 1 293 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценка на задълженията по планове с дефинирани доходи в размер на 100 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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 неразполага 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 2017 г. за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2017 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита ***загуба*** в размер на 162 хил. лв., която нараства спрямо отчетената през 2016 г. в размер на 124 хил. лв., а от нерегулирана дейност през 2017 г. дружеството също отчита ***загуба*** в размер на 1 633 хил. лв., която нараства спрямо 2016 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 2017 г. спрямо 2016 г. с 37,58%;**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност също намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 6,59%.**

Общата стойност на активите на дружеството за регулираната дейност през 2017 г. намалява в размер на 191 хил. лв. спрямо 307 хил. лв. за 2016 г., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на машини и оборудване.

Дружеството няма дългосрочни задължения от регулирана и нерегулирана дейност, а само краткосрочни задължения, от които за регулираната дейност са в размер на 636 хил. лв.

Образуване на цената

1. 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 „Машини, съоръжения и оборудване” 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.

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) – 210,15 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 210,15 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 365 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 345 хил. лв., от които условно-постоянни – 127 хил. лв. и променливи 218 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 228 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 095 MWh

34. „Оранжерии Петров дол“ ООД

С писмо с вх. № Е-14-74-1 от 29.03.2018 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на КЕВР.

Към заявлението не е приложена информация по т. I. 5 и т. II.2 от писмото и одитиран ГФО за 2017 г.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г. – 148,07 лв./MWh, без ДДС, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия –138,07 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при среднопретеглена цена на природния газ – 352,65 лв./knm^3 (без ДДС).

Обосновката на дружеството е следната:

Дружеството пояснява, че предвид производствената му програма и климатичните условия в района се предвижда когенерационната инсталация да работи с натовареност от месец септември до месец май от ценовия период за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжерии Петров дол“ ООД.

Общата стойност на активите, участващи в РБА при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2018 г. е в размер на 1 153 хил. лв., в т.ч.:

- 27 хил. лв. за реконструкция и преустройство на съществуваща сграда за нуждите на когенерационната инсталация;

- 796 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 „Енерго-про Мрежи“ 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.

- 436 хил. лв., оборотен капитал.

- АМ = 351 хил. лв. – амортизация за периода на използване.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на РБА за стойност на активите е приета прогнозната балансова /остатъчна/ стойност на активите на дружеството.

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя съгласно сключен договор с фирма „Екосист“ ООД за сервиз, превантивна и последваща поддръжка на когенераторен модул тип TCG 2020 V20. Цената за поддръжка и ремонт за 1 час работа възлиза в размер на 18,5 евро/моточас.

Променливите разходи през ценовият период 01.07.2018 – 30.06.2019 г. са както следва:

- разходи за природен газ, посочени в приложена таблица към обосновката и изчислени при цена на природния газ от 352,65 лв./knm^3;

- разход за вода – 2 хил. лв.

- разход за ел.енергия – 23 хил. лв.

*- разходи за акциз на природен газ – 58 хил. лв. (97 310 GJ*0,60 лв/GJ = 58 386 лв.)*

Дружеството заявява, че през втория ценови период от дейността на когенерационната инсталация, са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи:

- разходи за амортизации – 245 хил. лв.

- разходи за ремонт, съгласно описаното в ремонтна програма) – 120 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 334 хил. лв.

- разходи за осигурителни вноски – 90 хил. лв.

- разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 249 хил. лв.

При изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозният период е използвана прогнозната капиталовата структура на дружеството към 31.12.2017 г. на база погасителните планове по договорите за финансов кредит.

Нормата на възвръщаемост на капитала е 6,51%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,31% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 2,39% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за определяне на преференциална цена за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 44,05% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 56,83%, разходите за ремонт с 62,16% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 120,35%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период запазване на общата стойност на инвестиционните разходи на нивото на отчетените през предходния ценови 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	457	703	703	1 013	310	44,05%	556	121,66%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	102	156	156	245	89	56,83%	143	140,20%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	120	74	74	120	46	62,16%	0	0,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	165	303	303	334	31	10,23%	169	102,42%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	30	57	57	65	8	14,04%	35	116,67%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	30	57	57	65	8	14,04%	35	116,67%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	40	113	113	249	136	120,35%	209	522,50%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	27				0	0,00%	-27	-100,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	382,99	326,32	326,32	352,65	26	8,07%	-30	-7,92%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00				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.	120	74	74	120	46	62,16%	0	0,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	120	74	74	120	46	62,16%	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.	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%

„Оранжерии Петров дол“ ООД

№	Наименование	Димензия	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
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	9 629	11 139	11 009	10 686	-323	-2,93%	1 057	10,97%
1.1.	гореща вода	MWh	9 629	11 139	11 009	10 686	-323	-2,93%	1 057	10,97%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	306	345	341	331	-10	-2,93%	25	8,32%
2.1.	гореща вода	MWh	306	345	341	331	-10	-2,93%	25	8,32%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	3,08%	3,01%	3,01%	3,01%	0	0,00%	0	-2,31%
3.1.	гореща вода	%	3,08%	3,01%	3,01%	3,01%	0	0,00%	0	-2,31%
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	9 935	11 484	11 350	11 017	-333	-2,93%	1 082	10,89%
4.1.	гореща вода	MWh	9 935	11 484	11 350	11 017	-333	-2,93%	1 082	10,89%
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	9 129	10 143	9 986	9 854	-131	-1,31%	725	7,95%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	456	483	476	469	-6	-1,31%	13	2,81%
		%	5,00%	4,76%	4,76%	4,76%	0	0,00%	0	-4,76%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	8 673	9 660	9 510	9 385	-125	-1,31%	713	8,22%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	8 673	9 660	9 510	9 385	-125	-1,31%	713	8,22%
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	22 190	11 484	11 350	11 017	-333	-2,93%	-11 173	-50,35%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	22 190	24 933	24 585	23 810	-775	-3,15%	1 621	7,30%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	-13 449	-13 235	-12 793	442	-3,34%	-12 793	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	84,54%	85,36%	85,39%	86,27%	0,009	1,02%	0,017	2,05%
10	Топлинна ефективност	%	43,39%	44,67%	44,78%	44,88%	0,001	0,23%	0,015	3,42%
11	Електрическа ефективност	%	41,14%	40,68%	40,62%	41,39%	0,008	1,90%	0,002	0,60%
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	199				0	0,00%	-199	-100,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	104				0	0,00%	-104	-100,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	9 629	0	0	0	0	0,00%	-9 629	-100,00%
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	11 139	11 009	10 686	-323	-2,93%	10 686	0,00%
		%	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	1	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	11 139	11 009	10 686	-323	-2,93%	10 686	0,00%
		%	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0	0,00%	1	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	9 629	0	0	0	0	0,00%	-9 629	-100,00%
	гореща вода	MWh	9 629				0	0,00%	-9 629	-100,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Оранжерии Петров дол“ ООД

Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.

„Оранжерии Петров дол“ ООД съгласно представения годишен финансов отчет за 2017 г. отчита ***загуба*** в размер на 249 хил. лв. при 316 хил. лв. за 2016 г.

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

- **Нетните приходи от продажби намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 4,56%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 2,50%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2017 г. в размер на 1 821 хил. лв. спрямо 2016 г., когато са в размер на 1 980 хил. лв., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини, съоръжения и оборудване.

Текущите активи на дружеството нарастват през 2017 г. и са в размер на 436 хил. лв. при 293 хил. лв. за 2016 г., вследствие на увеличените вземания от клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружеството през 2017 г. е отрицателен в размер на 1 077 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е 798 хил. лв., в резултат на натрупаните непокрити загуби от минали години.

Нетекущите пасиви на дружеството се увеличават през 2017 г. и са в размер на 2 481 хил. лв. при 2 377хил. лв. за 2016 г., вследствие на увеличени задължения към финансови предприятия.

Текущите пасиви нарастват през 2017 г. и са в размер на 385 хил. лв., спрямо 140 хил. лв. за 2016 г., в резултат на увеличените текущи задължения към доставчици.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2017 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” са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 245 хил. лв. на 80 хил. лв. или с 165 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 в производството са коригирани от 120 хил. лв. на 74 хил. лв. или със 46 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 120 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 120 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2017 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,59% на 3,91%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2017 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,15 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) – 127,97 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 127,97 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 747 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 705 хил. лв., от които условно-постоянни – 707 хил. лв. и променливи – 998 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 029 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,05%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 385 MWh

35. „Биовет“ АД

С писмо с вх. № Е-14-41-6 от 16.04.2018 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно писмо с изх. № Е-14-00-2 от 13.03.2018 г. на Комисията. Към заявлението не е представен отчет и анализ на планираните технико-икономически показатели за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., съгласно т. I. 4 от писмото, и няма приложен електронен носител с цялата информация.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2018 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 120,91 лв./MWh, с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;

- индивидуална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 120,90 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 63,59 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 384,12 лв./knm^3.

Обосновката на „БИОВЕТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е следната:

Отчетната информация за 2017 г. е изготвена съобразно формата и съдържанието на ценовите справки от №1 до №9 към указанията и при цена на природния газ 350,53 лв./knm^3. През 2017 г. „Биовет“ АД има сключени договори за студен резерв с „ЕСО“ ЕАД, копия на тези договори са представени към заявлението.

През 2017 г. от активиране на студен резерв централата е произвела 11 536,812 MWh брутна електрическа енергия, собствени нужди - 1 200,296 MWh, като 930,575 MWh са закупени. „Когенериращата централа“ непрестанно се подържа в състояние на студен резерв по нареждане на ЕСО. Нетната произведена ел. енергия е 11 267,091 MWh, като в т.ч.: продадена електрическа енергия на ЕСО, съгласно сключените договори за студен резерв, е в размер на 11 267,091 MWh; през 2017 г. няма потребена ел. енергия (произведена от централата) за ветеринарното производство на „Биовет“ АД, за този период няма продадена ел. енергия към НЕК ЕАД, към ЕРД или към други потребители.

Произведената през 2017 г. количество пара, отразено в ценообразуващите справки, е извършено в парните котли на „Парова централа“ на дружеството, липсата на комбинирано производство на ел. енергия и пара за 2017 г., според дружеството, прави невъзможно отчетните данни за тази година в ценообразуващите справки, да послужи като база за изготвяне на прогнози за новия ценови период. За това е избрало метод, при който прогнозните количества произведена ел. енергия и пара са изготвени на база отчетни данни за предишни регулаторни периоди, когато централата е работила оптимално и комбинирано. Дружеството не е кандидатствало за сертификати през 2017 г. по същата причина.

Прогнозата за новия ценови период от 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е разработена при цена на природен газ 384,12 лв./knm^3. Прогнозните разходи на дружеството за технико-икономическите показатели в производството са разчетени и съобразени до количествата електрическа и топлинна енергия, продадени за предишните регулаторни периоди, когато централата е работила оптимално и комбинирано.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 362,07% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.), основно от увеличените разходи за ремонт и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. 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 01.07.2017 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.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	7 445	1 599	1 682	7 772	6 090	362,07%	327	4,39%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	490	482	482	490	8	1,66%	0	0,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	5 579	42	49	5 580	5 531	11287,76%	1	0,02%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	625	654	687	720	33	4,80%	95	15,20%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	193	193	203	213	10	4,93%	20	10,36%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	193	193	203	213	10	4,93%	20	10,36%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	558	228	261	769	508	194,64%	211	37,81%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	212	3	3	142	139	4633,33%	-70	-33,02%
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	389,94	350,53	383,04	384,12	1	0,28%	-6	-1,49%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00	0,00	0,00	0,00	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.	5 579	42	49	5 580	5 531	11287,76%	1	0,02%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5 579	42	49	5 580	5 531	11287,76%	1	0,02%
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%

<u>Анализ на общото финансово състояние за 2017 г.</u>

„Биовет" АД е представило справки по ЕССО за 2017 г. за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2017 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" дружеството отчита ***печалба*** в размер на 931 хил. лв., която е увеличена спрямо отчетената през 2016 г. ***печалба*** в размер на 330 хил. лв., а от нерегулирана дейност през 2017 г. дружеството отчита ***печалба*** в размер на 22 041 хил. лв., която също е увеличена спрямо 2016 г., когато дружеството отчита ***печалба*** в размер на **16 768** хил. лв.

Общо от дейността през 2017 г. дружеството отчита ***печалба*** в размер на 22 972 хил. лв., която е увеличена спрямо 2016 г., когато дружеството отчита ***печалба*** в размер на 17 **098** 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 (от разполагаемост за студен резерв) нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 41%, а от топлинна енергия ръстът е 9%. Общо приходите за регулираната дейност нарастват с 22%.**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност нарастват през 2017 г. спрямо 2016 г. с 13%.**

Общата стойност на нетекущите активи за цялостната дейност нараства през 2017 г. на 296 638 хил. лв., спрямо 2016 г. когато са в размер на 238 197 хил. лв., вследствие на увеличените дълготрайни материални активи в частта на разходите за придобиване и ликвидация на активи.

Текущите активи също нарастват през 2017 г. в размер на 126 386 хил. лв. при 98 089 хил. лв. за 2016 г., основно от увеличените вземания от свързани лица и от клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружеството се увеличава през 2017 г. в размер на 154 670 хил. лв. спрямо 2016 г., когато е в размер на 131 771 хил. лв., в резултат на увеличените резерви.

Дружеството няма дългосрочни и краткосрочни задължения от регулирана дейност, а общо от дейността през 2017 г. дългосрочните и краткосрочните задължения нарастват спрямо 2016 г., като в структурата на дългосрочните задължения, с най-голям относителен дял са задълженията към финансови институции, а в структурата на краткосрочните задължения, с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 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.

Предвид факта, че цялото количество произведена електрическа и топлинна енергия от ТЕЦ „Биовет" АД се ползва за собствено потребление, на дружеството не следва да се утвърждава цена за топлинна енергия, съответно да се определя преференциална цена на електрическата енергия и премия.

36. „Топлофикация Петрич" ЕАД:

С Решение № Ц-27 от 31.10.2017 г. КЕВР, считано от 01.11.2017 г., е утвърдила на дружеството пределна цена на топлинна енергия и е определила преференциална цена на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 165,98 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 157,98 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,92 лв./MWh

Предвид горното на „Топлофикация Петрич“ ЕАД следва да се определи премия по чл. 33а от ЗЕ – 95,33 лв./MWh.

Изказвания по т.2:

Докладва И. Александров. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, а именно за производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност по-малка от 4 MW. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ Комисията определя ежегодно премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия. Съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премията. По силата на изменената алинея първа от чл. 36б от ЗЕ, която влиза в сила от 01.07.2018 г., фонд „Сигурност на енергийната система“ 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.

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 за регулиране на цените на електрическата енергия. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и от НРЦЕЕ това е метод (нормата на възвръщаемост), 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 след подадено заявление, което се извършва при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

Във връзка с това във всички дружества от сектор „Топлоенергетика” е извършен такъв регулаторен преглед, който обхваща няколко аспекта - анализ на финансовото състояние към 31.12.2017 г., анализ на нормата на възвръщаемостта на капитала на собствения капитал в зависимост от дадената през предходния регулаторен период и постигнатата, хоризонтален сравнителен анализ между различните параметри, технически и разходни, и постигнатите отклонения във връзка с дадените разходи и количества в решението на КЕВР и съответно постигнатите.

Евгения Харитонова излиза от залата.

Ц. Камбурова докладва по финансовия анализ на дружествата. Анализът на общото финансово състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика” е направен на база представените годишни финансови отчети и съответните справки по ЕССО. Анализът е направен на 33 дружества, 14 от тях са топлофикационни, 19 са дружества с топлинен товар за небитови нужди. Индивидуалните констатации в анализа са представени към всяко дружество. Общите изводи са следните: Шест топлофикационни дружества отчитат печалба. Останалите осем дружества отчитат от дейността си загуба. Дружествата, които подобряват финансовия резултат през 2017 г. спрямо предходната година, като увеличават печалбата, намаляват загубата или отрицателен финансов резултат реализират положително, са 7 дружества - „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България

Топлофикация” ЕАД, „Топлофикация Бургас” ЕАД, „Веолия Енерджи Варна” ЕАД, „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново, „Топлофикация Русе” ЕАД и „Топлофикация Сливен” ЕАД. Останалите 7 дружества намаляват печалбата или увеличават загубата - „Топлофикация Плевен” ЕАД, „Топлофикация Габрово” ЕАД, „Овергаз Мрежи” АД - ЛОЦ „Овча купел“, „Топлофикация Перник” АД, Топлофикация Разград” ЕАД, Топлофикация Враца” ЕАД и „Юлико Евротрейд“ ЕООД.

Централи с топлинен товар за небитови нужди, които отчитат печалба, са 10 бр., подробно изложени в доклада, а останалите 9 отчитат загуба от дейността.

Дружествата, които спрямо предходната година подобряват финансовия си резултат, са: „Алт Ко” АД, „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД, „Оранжерии Гимел II” АД, „Биовет“ АД, „Декотекс“ АД, „Белла България“ АД, „МБАЛ-Търговище“ АД и „Оранжерии Петров дол“ ООД.

Останалите 11 дружества, които влошават финансовия си резултат, са: „Брикел“ ЕАД, „Инертстрой-Калето“ АД, Зебра” АД, ЧЗП „Румяна Величкова“, „Когрийн” ООД, „З-Пауър” ООД, „Оранжерии Гимел” АД - 200 дка, „Оранжерии Гимел” АД - 500 дка, „УМБАЛ Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, „Солвей Соди“ АД и „Овердрайв“ АД.

По отношение на извършения анализ на финансовия показател „обща ликвидност“, топлофикационните дружествата, които са с добра обща ликвидност към края на 2017 г., са 8. Това означава, че имат необходимия оборотен капитал, с който да обслужват текущите си задължения. Останалите топлофикационни дружества са с обща ликвидност под единица, което определя невъзможността да обслужват задълженията си. Заводски централи, които разполагат със свободни оборотни средства или имат добра ликвидност, са 9 дружества.

А. Иванова докладва по отношение на извършения анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на топлофикационните дружества. Анализът 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 параметрите, заложени в утвърдената от КЕВР регулаторна рамка за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., и отчетените за същия период на база информация предоставена от дружествата, както и за 2017 г. съгласно представения отчет за приходите и разходите от съответните дружества.

За ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. Комисията е утвърдила на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ норма на възвръщаемост в размер на 7,00%. Предвид на това утвърдената от КЕВР НВск за дружествата, използващи като основно гориво природен газ в производство си, и за въглищните централи „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация Перник“ АД, „Топлофикация Сливен“ ЕАД и „Топлофикация Габрово“ ЕАД, е изчислена по следния начин. А. Иванова прочете:

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 електрическа и топлинна енергия 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 регулаторната 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 нерегулирана дейност. Параметрите, при които е получена НВск по ОПР за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 г., са подробно описани в направения финансов анализ на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

В доклада е поместена в систематизиран вид таблица с крайните стойности по данни на дружествата на база утвърдените от Комисията регулаторна рамка за ценовия период и съответно отчетеното, както и стойностите като краен резултат по ОПР от съответното дружество. От постигнатите от дружествата нива е видно, че НВск по отчет за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. и по годишен отчет на приходите и разходите за 2017 г., спрямо утвърдената от Комисията, се дължи основно на реализираните по-ниски продажби на електрическа и топлинна енергия за регулаторния период, а съгласно годишния отчет на приходите и разходите на дружествата за 2017 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. От таблицата прави впечатление, че по отношение на „Топлофикация ВТ“ АД има голяма процентна разлика, която се дължи основно на това, че делът на собствения капитал е под 1% спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал на дружеството. От всички дружества по отчет за регулаторния период единствено „Топлофикация Враца” ЕАД се доближава до утвърдената от Комисията НВск в размер на 7% (достига 6,83%). Това се дължи на минималното намаление на продажбите на топлина енергия с топлоносител гореща вода. В колонката по отношение на отчетени стойности на НВск по ОПР единствено „Топлофикация Русе” ЕАД дори превишава нормата с 10,55%, което се дължи на големия размер на другите приходи в състава на приходната част.

И. Александров каза, че в точките, в които са разгледани конкретните дружества в доклада, има поместени (предварително утвърдени от Комисията като приложения) таблици, в които се попълват отчетните данни и се прави разликата между данните от миналогодишните утвърдени цени. В резултат на извършените анализи и констатациите от извършения анализ на фактическите технико-икономически и финансови резултати на енергийните предприятия се налага изводът, 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.

В тази връзка и с цел равнопоставено отношение по отношение на различните показатели на различните дружества, работната група предлага следния общ подход. За прогнозните условно-постоянни разходи, каквито са представени от дружествата, е изискана предварително наличие на подробна обосновка, ако са налични увеличения. Всички увеличения на УПР са вследствие на предварително дадени аргументи и допуснати от работната група позиции. По отношение на амортизациите, приет е подход отчетната стойност на активите от производството да бъдат амортизирани за 15-годишен период, като активите в преноса се предлага да бъдат 25 г. (за 2017 г. са били 20 г.) По отношение на ремонта работната група е изискала той да бъде представен във вид на позиции с ясни аргументи и източници на финансиране. По отношение на този разход се прави анализ, посочените стойности в работната програма да имат функцията на ремонт, а не на инвестиция. По отношение на разходите за заплати, само в отделни дружества са поискани увеличения с до 10% на разходите за заплати. Условно преценката е била нивото на заплати в самото дружество в сравнение със средната заплата в сектор „Енергетика“. По отношение на разходите за балансиране, в цените тази година не са приемани подобни разходи. Това е с оглед практиката този разход да бъде сведен до минимум или избегнат. По отношение на съдебните разходи, в случай че са приемани в цените. По отношение на спечелените дела дружеството получава приходи от спечелените дела. Тези приходи са извадени от цените с

цел недопускане на дублиране на разходи от един и същи тип. По отношение на регулаторната база на активите, спазено е условието тя да бъде към 31.12.2017 г. като не са допускани в РБА активи, които надвишават пазарната стойност. За това специално Александров ще се спре на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД. Оборотният капитал е изчислен като 1/8 от признатите разходи минус разходите за амортизация. Запазена е нормата на възвръщаемост на собствения капитал от 7%. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригиран за всички на 3,91%, която е нормата към 31.12.2017 г. по данни на БНБ. По отношение на количествата на гориво на дружествата, то е коригирано в случаите, когато са представени по-лоши разходни норми в сравнение с отчетените. Направен е анализ и сравнение с данните от справките от получените сертификати. Горивото е разделено в съответствие с променения начин, описан както в Наредба №1, така е в Указанията. Приети са конкретните референтни стойности на енергийната ефективност. Топлофикационните дружества са разделени на въглищни и на газови дружества. Газовите са разделени във връзка с технологията на производство. За „Топлофикация София" ЕАД, която е с технология на производство с топлофикационни и противоналегателни турбини, е приет коефициент 0,48. При останалите дружества, които са с газови турбини - „Топлофикация Плевен" ЕАД и „ЕВН България Топлофикация" ЕАД, и газови двигатели, като всички останали, коефициентът е 0,4, т.е. 40% ефективност за производство на електрическа енергия. При тях реалната по паспорт е в порядъка на 0,49. За „Топлофикация София" ЕАД реалната по паспорт е 0,50. За всички останали дружества, които са заводски централи, ТЕЦ-ове към оранжерийни производства и болници, той е реалният по паспорт коригиран с климатичния фактор. Премиите за тези дружества, които са над 4 MW и 4 MW, са изчислени като разлика между 70, 65 лв./MWh, което е пазарната цена, изчислена за дружеството от сектора, и индивидуалната цена, която в случая съвпада с преференциалната.

По отношение на емисиите, запазен е подходът, който е прилаган през последните години. Реално закупените количества емисии за предходната календарна година да бъдат остойностени по средна цена за емисиите, която в случая е 8,91 евро/t CO_2. Така за различните дружества са извършени съответните корекции.

И. Александров каза, че ще се спре само на дружествата, при които се забелязва съществено отклонение в цените и ще маркира причините за това. На вниманието на членовете на Комисията за онагледяване са представени 3 таблици. В Приложение 1 се прави хоризонтално сравнение между сега действащите цени, определени с решение на Комисията от 01.07.2017 г., и проекта на цени, който е описан в доклада (втората половина от таблицата). В Приложение 2 са представени заявленията на дружествата, отново сравнението е с предлаганите цени. В Приложение 3 същите тези дружества са разделени по мощност.

При „Топлофикация София" ЕАД се забелязват следните специфики. Поради аварии в предходния ценови период дружеството не успява да изпълни заложените количества електрическа енергия в ценовото решение. Това е една от причините за негативния финансов резултат. За разлика от миналата година в момента дружеството увеличава производството на електрическа енергия с близо 11%. Това е съществено изменение и то се дължи на намерението на дружеството през м. ноември да включи в експлоатация нова турбина 40 MW в ТЕЦ „София Изток". Благодарение на това се променя и структурата на производство на дружеството. По отношение на емисиите, миналата година не са били приети разходите за емисии, които са били закупени в срок, който е бил извън приетия от КЕВР. Тази година разходите за емисии са приети изцяло в цените, те са на стойност 12 434 хил. лв. Дружествата, които са закупили реални емисии по цена под 8,91 евро/t (това са тези, които са закупили в началото на годината), цената им остава такава, каквато е по отчет, т.е. тяхната цена не е коригирана спрямо 8,91 евро/t. Случаят с „Топлофикация София" ЕАД е такъв. Приходите от спечелени дела (юрисконсултски възнаграждения), които са през минали години, в момента са извадени от общото ниво на разходите с цел да не се дублира този разход.

Светла Тодорова излиза от залата.

По отношение на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД, характерното е, че е направена корекция на РБА като е приведена в съответствие с тази в счетоводните баланси. Разликата от порядъка на 66 млн. лв. съгласно нормативната уредба (има такива текстове, които са посочени в доклада) е над пазарната стойност и тя не е приета в действащите цени.

По отношение на „Топлофикация-Разград" ЕАД, дружеството е работило при цена на природния газ от „Булгаргаз" ЕАД до миналата година. Имало е един участък от газопровода, който газоразпределителното дружество е придобило. Тазгодишните цени на „Топлофикация-Разград" ЕАД са определени при нова цена на природния газ, увеличена в съответствие с тази, която е на газоразпределителното дружество.

Има завишение в топлофикация „З-Пауър" ООД, която се дължи на грешка от миналата година, свързана с представени от дружеството много занижени разходни норми, нереални за производство на енергия.

При „Солвей Соди" АД също се наблюдава известно повишение на цената на електрическа енергия. Причината е значим инвестиционен разход, инвестиция за нов котел на кипящ слой на цена 80 млн. лв.

При „ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД причините са технологични. В резултат на нанесените корекции и при прилагане на новия подход на делене на разходите, среднопретеглената цена на топлинната енергия за топлофикациите се увеличава с 1,67%, а електрическата енергия се понижава с 2,21%. Това е като среднопретеглена стойност като общ ориентир.

И. Н. Иванов поиска да бъде прочетен проектът на решение.

И. Александров 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.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и насрочи открито заседание по този доклад на 31.05.2018 г. от 10:30 ч. Закритото заседание за приемане на проект на решение ще се проведе на 01.06.2018 г. от 10:00 ч.

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 доклада относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика" от 01.07.2018 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 31.05.2018 г. от 10:30 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 **втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев.

Решението е взето с **пет гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за), от които **три гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев) 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 „цена 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 и 3а от ЗЕ, които влизат в сила от 01.07.2018 г., 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 4 MW и над 4 MW по ЗЕВИ.

Комисията определя на централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 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 (чл. 33а от ЗЕ, който влиза в сила от 01.07.2018 г.). Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW премии, като разлика между определената до влизането в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) 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 – § 68, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.

По силата на чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ, която влиза в сила от 01.07.2018 г., фонд „Сигурност на енергийната 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 4 MW и над 4 MW по ЗЕВИ.

Във връзка с горното на 01.07.2018 г. следва да са налице всички предпоставки, въз основа на които ФСЕС да изпълнява задължението си по чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ, а именно да събира и разпределя средствата, събрани чрез цената за задължения към обществото.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 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, 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.

Според чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.

I. Прогнозна пазарна цена за регулаторния/ценовия период

Определянето на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за ценовия/регулаторен период налага първо да бъде определена прогнозна пазарна цена за базов товар, въз основа на анализ на форуърдните сделки на националната и регионалните борси. След това следва да бъдат определени групови коефициенти, които да отразяват отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група производители, от независимия преносен оператор и от операторите на електроразпределителни мрежи на пазара ден напред за предходната календарна година.

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 за календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице голям обем 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[13] са проведени 5 търга с общо изтъргувано количество 2 029 600 MWh.

[11] https://www.opcom.ro
[12] https://www.hupx.hu
[13] http://www.ibex.bg

Дата на провеждане	Цена, лв./MWh	Период на доставка	Товар	Търгувано количество, MW	Търгувано количество, MWh
11.05.2018	73,59	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
10.05.2018	73,95	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
9.5.2018	74,38	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
4.5.2018	72,76	01.06.2018-14.09.2018 & 25.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	426 000
27.4.2018	73,25	01.06.2018-30.06.2019	Базов товар	40	329 200

Видно от горната таблица, периодите на доставка леко се разминават с регулаторния/ценови период, но от данните за същите може да се направи извод относно очакваните от пазарните участници цени на пазара за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., а именно в диапазона около 72 – 75 лв./MWh. Те в голяма степен са предопределени от цените на фючърсните сделки на HUDEX[14], които достигат нива от около 45 – 47 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 50 €/MWh.

Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 8 €/MWh, които включват цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 4,21 €/MWh, разходи за капацитети на сръбската граница – около 3 €/MWh и печалба.

Ръстът на цените на унгарската борса е движен от повишаването на цените на фючърсите на EEX[15] (European Energy Exchange), които към настоящия момент бележат ръст с около 48% спрямо май 2017 г., достигайки 40 €/MWh. 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. Необичайните климатични условия, довели до голямо търсене през януари и февруари 2017 г. обусловиха значителен ръст на цените на енергията, което доведе до сериозни загуби на доставчиците, като в Румъния част от най-големите търговци обявиха фалит. Това до голяма степен предопредели поведението на доставчиците за четвъртото тримесечие на 2017 г. и първото такова на 2018 г., за които те се презапасяваха с електрическа енергия, което доведе до скок в цените на фючърсите за доставка през 2018 г. Меката зима и съответно по-ниското потребление през първото тримесечие на 2018 г. обаче доведоха до увеличено предлагане и срив на цените на спот пазарите. 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

[14] https://hudex.hu
[15] http://www.eex.com

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. В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват долните нива на фючърсните сделки.

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 допълнително около 2 000 000 MWh електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от ВЕИ, поради изчерпване на определеното им нетно специфично производство, показва, че тогава се увеличава спредът пик-офпик, което води до леко 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 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;

– Цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа за следващия ценови период е увеличена с 1 лв./MWh, което ще окаже натиск за намаляване със същата стойност върху пазарната цена на електрическата енергия предназначена за износ;

– 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 2018 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е определена в размер на 70,00 лв./MWh.

За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2017 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 2017 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2017 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:

Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	80,41 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (р.2/р.1)	1,04475
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**73,13 лв./MWh**

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:

Извършена е симулация на участието на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните оператори на електроразпределителни мрежи.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	84,46 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (р.2/р.1)	1,09737
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**76,82 лв./MWh**

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД (чрез ТЕЦ „София Изток“), „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	77,68 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (р.2/р.1)	1,00924
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**70,65 лв./MWh**

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

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово) и „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (р.2/р.1)	1,12832
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh

5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**78,98 лв./MWh**

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

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

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,74 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (р.2/р.1)	0,95803
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**67,06 лв./MWh**

6. 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	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	75,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,98537
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**68,98 лв./MWh**

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	76,82 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (р.2/р.1)	0,99813
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	**Прогнозната пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**69,87 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г. прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., съответно за електропреносния оператор, електроразпределителните оператори и групите производители е, както следва:

1. **Независим преносен оператор – 73,13 лв./MWh;**
2. **Оператори на електроразпределителни мрежи – 76,82 лв./MWh;**
3. **Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 70,65 лв./MWh;**
4. **Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 78,98 лв./MWh;**

5. **Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 67,06 лв./MWh;**

6. **Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 68,98 лв./MWh;**

7. **Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 69,87 лв./MWh.**

II. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонентата 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 от 01.07.2018 г. следва да се управляват от ФСЕС с оглед покриване на разходите на обществения доставчик по чл. 93а, чл. 94 от ЗЕ и премиите за производителите по чл. 162а от ЗЕ и § 68, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г. – чл. 36б от ЗЕ.

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

– разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 68, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 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 01.07.2012 г. – 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им към обществото задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, приета с решение по Протокол № 117 от 16.07.2012 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (Методиката от 2012 г.);

– 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);

– средства във връзка с допълнението на чл. 4, ал. 2, т. 21 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 08.05.2018 г., по силата на което ННТРЕВИ следва да бъде изменена и допълнена с норми, регламентиращи намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. В тази връзка според § 61, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., ННТРЕВИ следва да бъде приведена в съответствие с посоченото изменение на ЗЕ в срок до 30.06.2018 г. Размерът на тези средства ще бъде преразгледан в решенията за утвърждаване на цени на електрическата енергия за следващи регулаторни/ценови периоди в зависимост от новите разпоредби на ННТРЕВИ и от момента на тяхното влизане в сила.

Необходимите приходи от цената за задължения към обществото са намалени с очакваните приходи на ФСЕС по чл. 36д от ЗЕ.

Приходите на фонда са оценени на 660 542 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 410 051 хил. лв., като са взети предвид прогнозните по-високи нетни количества квоти за емисии на парникови газове спрямо 2017 г., 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 253 022 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 съгласно изискването на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

Разходите, които фондът следва да покрива, са представени в следващата таблица:

Разпределение на приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		хил. лв.
1	Компенсация на разходи на ОД от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г.	79 530
2	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	54 542
3	Компенсация на обществения доставчик по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници за предходни регулаторни периоди	4 491
4	Компенсация за предвидените по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници	114 966
5	Компенсация във връзка с намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от производители с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия след влизане в сила на измененията и допълненията на ННТРЕВИ	33 850
6	Средства от фонда за намаляване на цената за задължения към обществото	373 163

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 от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г. в размер на 79 530 хил. лв. и компенсация на обществения доставчик за предвидените в ННТРЕВИ, отстъпки от компонентата за енергия, произведена от ВЕИ, за предходни регулаторни периоди в размер на 4 491 хил. лв.

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 в размер на 12 484 хил. лв., 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, 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, през предходния регулаторен период, в резултат на по-малкото изкупени количества електрическа енергия от комбинирано производство спрямо включените в цената за задължения към обществото.

Разходите, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени в следващата таблица:

Разходи, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото				
		Количество електрическа енергия	Разходи за електрическа енергия по преференциална цена	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик
		MWh	хил.лв.	хил.лв.
1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	3 156 500	562 101	341 146
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	4 593 886	528 742	207 170
3	ВЕИ	3 525 255	1 050 010	796 691
4	Централи с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	2 995 550	446 199	234 563
5	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ за намаляване на цената за задължения към обществото			-373 163
6	**Некомпенсирани разходи на обществения доставчик, които следва да се покрият от приходите от цена за задължения към обществото**			1 206 408

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 обществеият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

Прогнозната пазарна цена и разходите за ВЕИ 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	**ВЕЦ < 10 МВт**	**678 433**	**106 011**	**68,98**	**59 212**	**1,77**
1	ФОНД	226 852	31 352	68,98	15 704	0,47
2	НЕК	451 581	74 658	68,98	43 508	1,30
II	**ВяЕЦ**	**1 313 551**	**240 625**	**67,06**	**152 538**	**4,55**
1	ФОНД	964 324	180 030	67,06	115 362	3,44
2	НЕК	349 227	60 595	67,06	37 176	1,11
III	**ФтЕЦ**	**1 240 879**	**604 413**	**78,98**	**506 408**	**15,12**
1	ФОНД	660 810	325 417	78,98	273 227	8,16
2	НЕК	580 069	278 995	78,98	233 181	6,96
IV	**Биомаса**	**292 392**	**98 962**	**69,87**	**78 533**	**2,34**
1	ФОНД	106 465	19 187	69,87	11 748	0,35
2	НЕК	185 927	79 775	69,87	66 785	1,99
V	**Общо ВЕИ**	**3 525 255**	**1 050 010**	**71,86**	**796 691**	**23,78**
1	ФОНД	1 958 451	555 986	71,46	416 041	12,42
2	НЕК	1 566 804	494 024	72,36	380 650	11,36

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	2 995 550	446 199	70,65	234 563	7,00
1	ФСЕС	2 851 597	422 651	70,65	221 186	6,60
2	НЕК ЕАД	143 953	23 548	70,65	13 377	0,40

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“**	**33 501 348**	**341 146**	**10,18**
1.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-	-
1.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	341 146	10,18
2	**ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“**	**33 501 348**	**207 170**	**6,18**
2.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-	-
2.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	207 170	6,18
3	**ВЕИ**	**33 501 348**	**796 691**	**23,78**
3.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	416 041	12,42
3.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	380 650	11,36
4	**Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**33 501 348**	**234 563**	**7,00**
4.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	221 186	6,60
4.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	13 377	0,40
5	**Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“**	**33 501 348**	**-373 163**	**- 11,14**
6	**ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО**	**33 501 348**	**2 924 578**	**36,01**

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.

За лицата, попадащи в обхвата на ННТРЕВИ, цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ е представена по-долу по групи предприятия в съответствие с условията на посочената наредба.

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 36,01 лв./MWh, в т.ч. компонента,

отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh.

Предвид гореизложеното, следва да бъде утвърдена цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в размер на 36,01 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 7,00 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.

III. 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 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 в КЕВР са постъпили заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия от следните производители: заявление с вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, заявление вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Варна“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от НЕК ЕАД относно водноелектрическите централи (ВЕЦ), собственост на дружеството.

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

1. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

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

С Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 54,92 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 799 216 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 533 316 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 56,43 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 229 332 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 137 901 хил. лв.; консумативи – 1 650 хил. лв.; други променливи разходи – 1 717 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 1 600 хил. лв.; вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 88 064 хил. лв.;

– Условно-постоянни разходи – 538 667 хил. лв., в т.ч.: разходи за заплати – 118 685 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 33 924 хил. лв.; социални разходи – 19 643 хил. лв.; разходи за амортизации – 194 081 хил. лв.; разходи за ремонт – 76 715 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 95 620 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 70 705 хил. лв.;

– Нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 15 706 227 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 2,85%, 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, 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%); 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, и разходи, свързани с преустановени дейности. Взети са предвид разходи, произтичащи от функционирането на балансиращия пазар;

– прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е завишен с 2 669 хил. лв. спрямо отчетения за 2017 г., а социалните разходи са в размер на 19 643 хил. лв.;

– разходите за амортизации са завишени с 10 231 хил. лв. спрямо 2017 г. в резултат на въведени през 2017 г. дълготрайни активи на стойност 80 802 хил. лв. Дружеството обосновава изпълнението на мероприятията по инвестиционната програма, като една от предпоставките за гарантиране на надеждна и безопасна експлоатация на централата, като сигурен източник на енергия;

– обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2017 г. е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за ценовия период са в размер на 76 715 хил. лв., като не включват разходи, които увеличават стойността на активите;

– прогнозата за разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за производство на електрическа енергия, е на база отчетно равнище през 2017 г., нормативните изисквания и сключените договори;

– ядреното гориво е на стойност 137 901 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 31.12.2017 г., пряко свързани с дейността „производство на електрическа енергия“ и е в размер на 2 479 130 хил. лв. Оборотният капитал, като част от РБА, е изчислен на основата на „Нетен цикъл на оборотния капитал“, на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства за производство на електрическа енергия чрез получаването на съответните постъпления;

– нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,85%, при НВ на собствения капитал – 2,59% и среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 2,22%.

1.2. Ценообразуващи елементи

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

– Разходите за амортизации са приети на ниво отчет 2017 г. Планираното завишение от 12 032 хил. лв. не следва да бъде отчетено, тъй като прилаганият метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ не допуска предварително включване в РБА на прогнозна стойност на активи, които не са капитализирани към края на базисната година.

Дълготрайните активи, чието въвеждане предстои, ще бъдат включени в РБА и съответно ще бъдат признати разходи за тяхната амортизация през следващия регулаторен период.

– Разходите за заплати, осигурителни вноски и социални разходи са коригирани до отчетените през 2017 г. нива.

– Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са коригирани от 95 620 хил. лв. на 80 240 хил. лв., тъй като разходите за застраховки, горива, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, пощенски разходи, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, почистване и озеленяване на площадката, експертни и одиторски разходи, научни разработки са признати на ниво отчет през 2016 г.

– Разходите за консумативи са коригирани от 1 650 хил. лв. на 720 хил. лв. отчетени през базисната година;

– Разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, не са признати;

– Необходимият оборотен капитал е коригиран от 250 523 хил. лв. на 69 149 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. 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	14 863 224	14 863 224
2	Променливи разходи	хил.лв.	229 332	228 402
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	538 667	508 642
4	Възвръщаемост	хил.лв.	70 705	65 532
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	838 704	802 575
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	56,43	54,00

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е изчислена 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.

2. „ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

С Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР на дружеството са утвърдени цени, при прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 7 265 292 MWh, прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 8 367 410 MW*h и необходими годишни приходи – 576 614 хил. лв., както следва:

– цена за енергия – 46,85 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 28,23 лв./MW*h, без ДДС.

Със заявление вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 61,14 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 30,20 лв./MW*h, без ДДС;

– пълна цена за електрическа енергия – 98,75 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 491 796 хил. лв., в т.ч. гориво за производство – 270 959 хил. лв., консумативи – 19 069 хил. лв., други променливи разходи – 201 768 хил. лв. (такса услуга водоползване – 290 хил. лв., енергия за производствени нужди – 850 хил. лв., депониране на пепелина – 4 188 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 – 196 440 хил. лв.);

– Нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh;

– Условно-постоянни разходи – 205 859 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 53 512 хил. лв.;

– Разполагаемост на предоставената мощност – 8 005 747 MW*h.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД посочва, че производствената програма за новия ценови период предвижда производството на 8 043 340 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 491 796 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 266 186 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ. Разходите за въглища през новия ценови период, спрямо 2017 година, са с 101 567 тона УГ повече поради очакваното по-голямо производство на електроенергия с 357 816 нетна електрическа енергия.

– дружеството предвижда разходи за гориво за разпалване на обща стойност 4 773 хил. лв., които включват разходи за мазут в размер на 3 887 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 886 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 2017 г., като съгласно отчетните данни цената на тон мазут възлиза на 663,45 лв./т. За новия регулаторен период заложената прогнозна цена на мазута на база приложена фактура за доставка е в размер на 747,44 лв./т. Общото количество мазут през новия регулаторен период се увеличава с 440 т. спрямо отчетения разход през 2017 г. Предвидено е използване на газ при разпалване на блок 3 (след октомври 2018 година) и на блокове 7 и 8 (от декември 2018 година). Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 652 х.нм^3 или в парично изражение – 886 хил. лв. Планираните разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от регионалния доставчик „Ситигаз България“ ЕАД за промишлени потребители, действаща от 01.01.2018 г. и възлизаща на 536,44 лв./х.нм3, с включена цена за пренос и прогнозна цена за достъп през газопреносната мрежа общо в размер на 52,86 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 874 006 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 18 354 хил. лв.

В заявлението си дружеството посочва, че „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включено в Националния план за инвестиции (НПИ) и очаква 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.

Към 31 декември 2017 г. дружеството е отчело провизии за недостиг на квоти за емисии на парникови газове в размер на 9 929 618 t/CO_2 на стойност 196 440 хил. лв. Количеството недостиг представлява разликата между реално емитираните и верифицирани ко-

личества и безвъзмездно предоставените по НПИ и останалите налични по сметката на дружеството в националния регистър към 09.03.2017 г. закупени количества квоти за 2017 г. Във връзка с взето решение от едноличния собственик на капитала на дружеството, БЕХ ЕАД е закупило и в последствие ще продаде на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД квоти за парникови газове, необходими за покриване на задължението към Националния регистър за 2017 г. Стойността на провизиите е изчислена в съответствие с постигнатите от БЕХ ЕАД покупни цени на квотите до датата на съставяне на отчета и прогноза до окончателното закупуване на остатъка от необходимите количества.

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 242 501 хил. лв. Детайлна информация относно планираните стойности по отделните групи разходи е представена в по-долу. През новия ценови период производствената програма на „ТЕЦ Марица изток“ ЕАД е разработена при спазване на нормативните изисквания за осигуряване на необходимото време за извършване на текущи планови ремонти. Разполагаемата мощност, която „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД планира да реализира за производството на електрическа енергия, студен резерв и допълнителни услуги към ЕСО ЕАД, възлиза на 10 017 386 MWh. Разпределението на разполагаемостта по отделни продукти, реализирани по регулирани и свободно договорени цени, е както следва:

	Показатели	MW*h
1	Обща разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД в периода 01.07.2018 – 30.06.2019 г., в т.ч.:	**10 017 386**
1.1.	Студен резерв	1 536 046
1.2.	Резерв за допълнителни услуги (ПР и ВР)	438 000
1.3.	Нетна електрическа енергия	8 043 340

Планираните от дружеството средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период възлизат на 67 433 хил. лв., т.е. намаляват с 1,6% спрямо отчетените за 2017 г., което кореспондира с предприетите мерки за оптимизиране на разходите, въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства. През новия регулаторен период дружеството не предвижда увеличение на основните работни заплати на персонала. Разходите, свързани с начисления по действащото законодателство, възлизат на 29 406 хил. лв., като намалението при този тип разходи е със 7,4% спрямо отчетната година и основно се дължи на редуцираните социални разходи. Планираните разходи за амортизации през новия регулаторен период възлизат на 94 791 хил. лв., като стойността на тази група разходи се запазва относително постоянна спрямо отчета за 2017 г. Разходите за амортизации на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за 2017 г. възлизат на 95 047 хил. лв., а приложимата счетоводна политика за тяхното отчитане е съобразена с изискванията на КЕВР за прилагане на линеен метод на амортизация, спрямо полезния живот на активите.

Ремонтната програма, планирана от дружеството за 2018 г., е на стойност 27 812 хил. лв., като завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 г., се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение (СОИ).

Детайлна информация за видовете разходи, планирани през новия ценови период, е посочена в таблицата по-долу:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА		

			Отчет 2017 г.	Прогноза 2018 г.
1	2	3	4	5
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**238 497**	**242 501**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**68 531**	**67 433**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31 750**	**29 406**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 640	19 368
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 110	10 038
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**95 047**	**94 791**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**18 648**	**27 812**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 735	12 515
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	9 913	15 297
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**24 521**	**23 059**

Изчислената от дружеството регулаторна база на активите възлиза на 1 410 777 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал в размер на 62 824 хил. лв. Използваната норма на възвръщаемост на собствения капитал $НВ_{ск}$ за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 3%. Тази стойност участва при формирането на среднопретеглената норма на възвръщаемост, която при съществуващата капиталова структура възлиза на 4,25% и остава непроменена 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 заявените разходи за компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ е 378 133 хил. лв., в т.ч.:

- отчетени некомпенсирани разходи за 2015 г. в размер на 78 279 хил. лв.;
- отчетени некомпенсирани разходи за 2016 г. в размер на 121 939 хил. лв.;
- отчетени некомпенсирани разходи за 2017 г. в размер на 85 974 хил. лв.;
- разходи, които ще подлежат на компенсиране в резултат на утвърждаване на квота и пълна цена за електрическа енергия за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., в размер на 91 941 хил. лв.

Дружеството е представило детайлна информация за структурата на разходите, реализирани за периода 2015 г. – 2017 г., които съгласно действащата нормативна уредба участват при формиране на цената за разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, респективно като ценови елемент участват при формирането на пълната цена на дружеството и остават некомпенсирани, съгласно изискванията на чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ.

Некомпенсирани разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2015 г., в хил. лв.:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчет 2015 г.	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ

1	2	3	4	5
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**210 511**	**78 279**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**69 335**	**25 782**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31 108**	**11 568**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 324	7 186
2.2	социални разходи	хил. лв.	11 784	4 382
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**62 928**	**23 400**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**19 922**	**7 408**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	11 534	4 289
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	0	0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	8 388	3 119
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**27 218**	**10 121**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 399	520
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	636	236
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	79	29
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 590	591
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4 885	1 816
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 625	604
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	243	90
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	183	68
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 822	1 421
5.10.	Наеми	хил. лв.	63	23
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	205	76
5.12.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	707	263
5.13.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	389	145
5.14.	Такси лиценз	хил. лв.	347	129
5.15.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 649	2 101
5.16.	Охрана на труда	хил. лв.	251	93
5.17.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 725	1 013
5.18.	Командировки	хил. лв.	79	29
5.19.	Съдебни разходи	хил. лв.	2 341	871

Некомпенсирани разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2016 г., в хил. лв.:

№	**НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ**	**МЯРКА**	**Отчет 2016 г.**	**Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ**
1	2	3	4	5
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**209 368**	**121 939**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**67 702**	**39 431**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31 442**	**18 312**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 065	11 104
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 377	7 209
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**66 185**	**38 547**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**20 157**	**11 740**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 374	4 877
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	11 783	6 863

5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**23 882**	**13 909**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 181	688
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	191	111
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	68	40
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 703	992
5.5.	Застраховки	хил. лв.	5 109	2 976
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 594	928
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	72	42
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	374	218
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 325	1 937
5.10.	Наеми	хил. лв.	74	43
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	136	79
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	193	112
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	600	349
5.14.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	383	223
5.15.	Такси лиценз	хил. лв.	371	216
5.16.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 538	3 225
5.17.	Охрана на труда	хил. лв.	289	168
5.18.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 613	1 522
5.19.	Командировки	хил. лв.	68	40

Некомпенсирани разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2017 г., в хил. лв.:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчетени постоянни разходи за 2017 г.	Разходи, заявени за компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2017 г.
1	2	3	4	5
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**238 497**	**85 974**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**68 531**	**24 704**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**31 750**	**11 445**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 640	7 080
2.2	социални разходи	хил. лв.	12 110	4 365
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**95 047**	**34 263**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**18 648**	**6 722**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	8 735	3 149
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.	0	0
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	9 913	3 573
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**24 521**	**8 839**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 119	403
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	382	138
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	38	14
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 548	558
5.5.	Застраховки	хил. лв.	5 021	1 810
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 510	544
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	81	29

5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	390	141
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 290	1 186
5.10.	Наеми	хил. лв.	93	34
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	251	90
5.12.	Съдебни разходи	хил. лв.	73	26
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	736	265
5.14.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	480	173
5.15.	Такси лиценз	хил. лв.	319	115
5.16.	Такси организиран борсов пазар	хил. лв.	256	92
5.17.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 490	1 979
5.18.	Охрана на труда	хил. лв.	379	137
5.19.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 984	1 076
5.20	Командировки	хил. лв.	81	29

Дружеството посочва, че през новия регулаторен период изпълнението на посочената в ценовото заявление производствена програма за доставка на електрическа енергия за регулиран пазар, предоставяне на студен резерв и допълнителни услуги, отново няма да покрие пълния производствен капацитет на централата, на базата на който се определят регулираните цени.

В тази връзка „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозира стойността на некомпенсираните постоянни разходи за същия период да достигне до 91 941 хил. лв. В таблицата подолу е представена детайлна информация за групите и видовете разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Прогнозна стойност на постоянните разходи за 01.07.2018-30.06.2019	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ
1	2	3	5	6
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**242 501**	**91 941**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**67 433**	**25 566**
2	**Начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**29 406**	**11 149**
2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 368	7 343
2.2	социални разходи	хил. лв.	10 038	3 806
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**94 791**	**35 939**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**27 812**	**10 545**
4.1	разходи за вложени машини, рез. части и материали	хил. лв.	12 515	4 745
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	15 297	5 800
5	**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията**	**хил. лв.**	**23 059**	**8 742**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 180	447
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	200	76
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	38	14
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 460	554
5.5.	Застраховки	хил. лв.	4 923	1 866
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 501	569
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	78	30

5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	370	140
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 100	1 175
5.10.	Наеми	хил. лв.	79	30
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	225	85
5.12.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	531	201
5.13.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	399	151
5.14.	Такси лиценз	хил. лв.	336	127
5.15.	Такси организиран борсов пазар БНЕБ	хил. лв.	445	169
5.16.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	4 945	1 875
5.17.	Охрана на труда	хил. лв.	290	110
5.18.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 880	1 092
5.19.	Командировки	хил. лв.	79	30

Дружеството посочва още, че към настоящия момент за периода 2015 г. – 2017 г. отчита 286 192 хил. лв. некомпенсирани разходи, породени от наложени задължения към обществото, като некомпенсираните разходи за 2015 г. и 2016 г. са били заявени пред КЕВР със заявления, съответно с вх. № Е-13-12-8 от 31.03.2017 г. и вх. № Е-13-12-6 от 31.03.2016 г.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е аргументирало направеното искане със следното:

– В периода 2002 г. – 2016 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.

2.2. 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 491 796 хил. лв. на 358 027 хил. лв., като разходите за гориво за разпалване, разходите за варовик и тези за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2017 г. Разходите за основно гориво са коригирани от 266 186 хил. лв. на 262 986 хил. лв. в съответствие с планираното производство на нетна електрическа енергия и отчетената разходна норма на централата. Прогнозните разходи за закупуване на CO_2 квоти, предложени от дружеството в размер на 196 440 хил. лв., са коригирани на 73 999 хил. лв., отразяващи отчетените за 2017 г. такива.

Разходите за ремонт са включени на ниво отчет 2017 г. Корекции до отчетените нива през 2017 г. са извършени и на разходите за горива.

Извършена е и допълнителна корекция на условно-постоянните разходи с 19 740 хил. лв., представляващи прогнозните приходи на дружеството от предоставяне на студен резерв и допълнителни услуги.

Във връзка с гореописаните корекции НОК е преизчислен от 62 824 хил. лв. на 60 238 хил. лв. По отношение балансовата стойност на активите за регулирана дейност е възприета стойността, заявена през предходния регулаторен период в размер на 976 354 хил. лв., тъй като инвестициите, извършени от дружеството и отчетените амортизации не предполагат прогнозираното увеличение. В тази връзка възвръщаемостта на дружеството е преизчислена на 42 542 хил. лв.

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	8 043 340	8 043 340
2	Променливи разходи	хил.лв.	491 796	363 156
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	242 501	213 537
4	Възвръщаемост	хил.лв.	59 994	42 542
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	794 291	619 234
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	98,75	76,99

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 76,99 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 619 234 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.

3. „ТЕЦ БОБОВ ДОЛ“ ЕАД

3.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозна информация.

Със заявление с вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 92,31 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 14,20 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 120,98 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 180 841 хил. лв., в т.ч. основно гориво за производство – 113 183 хил. лв.; гориво за разпалване (мазут) – 1 998 хил. лв.; консумативи – 65 660 хил. лв., от които разходи за закупени емисии CO_2 – 49 590 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 39 830 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 16 336 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 3 955 116 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.

Предложената цена за енергия дружеството е получило при заложени параметри:

- произведена електрическа енергия бруто – 2 238 000 MWh;
- собствени нужди – 12,47%;
- нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.;
- брутен специфичен разход условно гориво – 385,49 г.у.г./kWh.;
- нетен специфичен разход условно гориво – 440,39 г.у.г/kWh.;
- разход на мазут – 2 700 тона.

Дружеството обосновава размера на променливите разходи на база сключени анекси към рамковите договори за 2011 г. Разходите за консумативи се запазват, както отчетените за базовата година стойности. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД включва разходите за квоти парникови газове с цена 14,00 евро/тон, като определя тази цена за справедлива.

Годишният баланс на основното гориво е направен при отчитане на наличното количество въглища на склад към 01.01.2018 г., количества и цени по договори и анекси, включително транспортни и спедиционни разходи 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 три блока;
- Времетраене на съгласуваните периоди за ремонт на блок – 182 дни;
- Времетраене на несъгласувани по време престои за поддръжка – 5%;

Обща разполагаема мощност за студен резерв и производство – 3 955 166 MW*h. Норма на възвръщаемост на собствения капитал – 7%, при оборотен капитал 72 386 хил. лв. и регулаторна база на активите – 212 355 хил. лв.

За регулаторния период дружеството прогнозира разходите за заплати да са в размер на 13 096 хил. лв., съответстващи на разходите за заплати през 2017 г., индексирани с 10%, като посочва, че в предходния тригодишен период същите не са коригирани. Начисленията, свързани с работните заплати, които „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД прогнозира, са следните: 3 143 хил. лв. за осигурителни вноски по нормативни документи и 355 хил. лв. за допълнително пенсионно осигуряване и за социални разходи съгласно Кодекса на труда.

„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД предвижда амортизационни разходи в размер на 15 464 хил. лв., формирани на база отчет 2017 г. и прогноза по амортизационния план за 2018 г. Разходите за ремонти са 1 886 хил. лв., като се предвижда ремонт на блокове 1 и 2 по 45 дни и основен ремонт на блок 3 в рамките на 92 дни. Дружеството посочва, че предвидените разходи съответстват на заложените обеми. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са 5 886 хил. лв., определени на база отчет 2017 г.

3.2. 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 180 841 хил. лв. на 157 445 хил. лв., като разходите за материали и разходите за вода за производствени нужди са коригирани до отчетеното през 2017 г. ниво, а разходите по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ не са признати предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за вноски по ал. 1. Извършена е корекция на разходите за закупени емисии CO_2 от 49 590 хил. лв. на 31 879 хил. лв., като количеството емитирани емисии е намалено с отчетените такива по Националния план за инвестиции и остойностено по прогнозна цена от 9 €/тон.

Условно-постоянните са коригирани от 39 830 хил. лв. на 39 578 хил. лв., като разходите за ремонт и тези, пряко свързани с дейността по лицензията, са признати до нивото, отчетено през 2017 г.

Необходимият оборотен капитал е коригиран от 72 386 хил. лв. на 22 695 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 212 355 хил. лв. на 162 664 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	1 959 000	1 959 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	180 841	157 445
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	39 830	39 578
4	Възвръщаемост	хил.лв.	16 336	12 513
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	237 007	209 537
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	120,98	106,96

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е изчислена в размер на 106,96 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 209 537 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 959 000 MWh.

4. „ТЕЦ МАРИЦА 3“ АД

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

Със заявление с вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. „ТЕЦ Марица 3“ АД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 122,22 лв./MWh, без ДДС;
– цена за разполагаемост – 19,23 лв./MW*h, без ДДС;
– пълна цена за електрическа енергия – 157,09 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

– Променливи разходи – 51 333 хил. лв., в т.ч.: гориво за производство – 33 452 хил. лв.; консумативи – 430 хил. лв.; други променливи разходи – 2 292 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 33 хил. лв., закупена електрическа енергия – 2 009 хил. лв., разходи за поддръжка – 250 хил. лв.; разходи за закупени емисии CO_2 – 13 798 хил. лв.; разходи за абсорбент – 1 361 хил. лв.;
– Условно-постоянни разходи – 13 736 хил. лв.;
– Възвръщаемост – 908,70 хил. лв.;
– Разполагаемост на предоставената мощност – 761 520 MW*h;
– Нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

Производствената програма на „ТЕЦ Марица 3“ АД за новия ценови период предвижда производството на 420 000 MWh нетна електрическа енергия. Общата стойност на променливите разходи възлиза на 51 333 хил. лв., като в нея дружеството включва горива за производство: местни въглища от 788 759 т., природен газ, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени CO_2 емисии. Допълнителна информация за отделните групи променливи разходи, е посочена както следва:

– основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица 3” АД, са въглища от „Марица Енерджи“ ЕООД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 32 946 хил. лв. при действаща средна цена от 161,26 лв./тУГ. Очаква се специфичният разход на условно гориво за бруто произведена електроенергия да е 440,1 гр./kWh.

– разходите за газ за разпалване са на обща стойност 506 хил. лв. По-високите разходи за газ се дължат на прогнозираното по-голямо производство и увеличаване (поради

диспечиране) на циклите пуск/стоп за централата. Очакваният разход на природен газ за целия период е около 1 300 х.нм^3.

– по отношение разходите за консумативи дружеството прогнозира, че с най-голяма тежест ще бъдат разходите за варовик, формирани от количеството варовик, използвано за сероочистване на димните газове. Предвид по-голямото прогнозно производство на електрическа енергия за новия ценови период се очаква увеличение в необходимите количества варовик, използвани за сероочистване на димните газове до постигане на екологичните стандарти. Дружеството планира разходите за варовик да са в размер на 1 361 хил. лв.

По отношение условно-постоянните разходи дружеството планира средства за работни заплати и осигуровки за регулаторния период 01.07.2018 – 30.06.2019 г. в размер на 4 320 хил. лв. Предвидено е увеличение на средствата за работна заплата с 46%, в резултат на увеличение на средносписъчния състав на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Въпреки засиленото ангажиране на ремонтния персонал по изпълнение на дейностите, свързани с ремонта и поддръжката на съоръженията със собствени средства, дружеството посочва, че е необходимо да наеме и допълнителен персонал.

Планираните разходи за амортизации за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. са по-високи спрямо отчетените през 2017 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица 3“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. Дружеството посочва, че в периода 2011 г. – 2017 г. е реализирало значителни инвестиции, необходими за възстановяване и модернизиране на остарели производствени мощности и изграждане на екологични съоръжения (сероочистващи инсталации на блок 3), редица ремонти на блок 120 MW, което е довело до увеличаване на стойността на дълготрайните материални активи, респективно на разходите за амортизации.

„ТЕЦ Марица 3“ АД планира ремонтна програма за 2018 г. на стойност 5 988 хил. лв. Дружеството обосновава завишението на очакваните разходи за ремонти, в сравнение с отчетените през 2017 г., с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение.

Планираното увеличение е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите, като например увеличението в цените на горивата води до увеличение на общия обем разходи за автотранспорт.

Дружеството посочва, че в съответствие с „Указания за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метода за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Изчислената регулаторна база на активите, посочена в заявлението, възлиза на 7 839 хил. лв.

„ТЕЦ Марица 3“ АД заявява норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост в размер на 11,59%.

4.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ АД, се установи, че през 2017 г. централата почти не е функционирала (през 2017 г. блок 1 е работил едва 500 ч., при планирани за следващия регулаторен период 5 544 ч.) и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ и оценка на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. В тази връзка и отчитайки среднопретеглената цена на дружеството, постигната през 2017 г., в размер на 281,06 лв./MWh, корекции по предложените от „ТЕЦ Марица 3“ АД стойности на променливите и условно-постоянните разходи не са извършвани.

Коригирана е предложената от дружеството норма на възвръщаемост от 11,59% на 6,72% във връзка с мотивите, изложени по-долу в настоящия доклад и предвид факта, че получената стойност от 11,59% не почива на обективни икономически показатели, а се дължи на отрицателния собствен капитал на „ТЕЦ Марица 3“ АД.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената на „ТЕЦ Марица 3“ АД, са както следва:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	420 000	420 000
2	Променливи разходи	хил.лв.	51 333	51 333
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	13 736	13 736
4	Възвръщаемост	хил.лв.	909	527
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	65 978	65 596
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	157,09	156,18

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Марица 3“ ЕАД е изчислена в размер на 156,18 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 65 596 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 420 000 MWh.

5. „ТЕЦ ВАРНА“ ЕАД

5.1. Анализ и оценка на предоставената от „ТЕЦ Варна“ ЕАД прогнозна информация.

Със заявление вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г. „ТЕЦ Варна“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 142,93 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 25,30 лв./MW*h, без ДДС;
- пълна цена за електрическа енергия – 195,12 лв./MWh, без ДДС.

Предложените цени са образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- Променливи разходи – 283 925 хил. лв., в т.ч.: основно гориво за производство – 251 629 хил. лв.; консумативи – 181 хил. лв.; други променливи разходи – 28 687 хил. лв.; CO_2 емисии – 26 950 хил. лв.; закупена електрическа енергия за собствени нужди – 3 427 хил. лв.;
- Условно-постоянни разходи – 76 828 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 28 748 хил. лв.;
- Разполагаемост на предоставената мощност – 4 173 670 MW*h;
- Нетна електрическа енергия – 1 996 240 MWh.

През предстоящия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. „ТЕЦ Варна“ ЕАД прогнозира да реализира брутно производство на електрическа енергия в размер на 2 153 440 MWh, в т.ч 1 022 740 MWh за второ полугодие на 2018 г. и 1 130 700 MWh за първо полугодие на 2019 г. Определените прогнозни стойности за производство за периода дружеството базира на следните параметри:

- през периода се планира да бъдат извършени ремонтни дейности на блок № 4 от 01.07.2018 г. до 31.10.2018 г. От 1 април до 30 юни 2019 г. ще бъдат извършени ремонтни дейности на блок № 6, като блок № 5 ще работи през целия период;
- планиран брутен товар на работещ блок 185 MWh;
- разполагаемост на предоставената мощност 94% (аварийност 6%);

– през периода дружеството очаква да предостави на ЕСО ЕАД един блок за студен резерв;

– дружеството планира да участва на регулиран пазар с два блока – с един блок целогодишно, а с втория от 1 ноември 2018 г. до 31 март 2019 г.;

– прогнозен разход на електрическа енергия за собствени нужди – 7,3%.

Дружеството посочва, че през месец февруари 2018 г. след извършване на текущ ремонт на блок № 6, са проведени 72-часови проби, целящи да покажат състоянието на блока. През пробния период на работа на блока, „ТЕЦ Варна“ ЕАД е произвеждала електрическа енергия с основно гориво природен газ, като дружеството посочва, че данните от това изпитание са единствените, които могат обективно да послужат за определяне на разходната норма на гориво на централата. „ТЕЦ Варна“ ЕАД прилага подробна справка за разход на природен газ за периода 26.02.2018 г. – 01.03.2018 г.

Дата	Количество от акта	Коефициент	Количество	Нисша/долна калоричност	Общо условно гориво
	MWh	kWh/m^3	хнм^3	kcal/m^3	туг
25.02.2018	1353.514	10.51808	128.68	8159	150.0
26.02.2018	7163.250	10.521064	680.85	8161	793.8
27.02.2018	8375.192	10.523102	795.89	8163	928.1
28.02.2018	7770.695	10.521455	738.56	8161	861.1
01.03.2018	604.93	10.521455	57.50	8161	67.0
Общо	25267.585		2401.472		2799.96

Специфичен разход на условно гориво за 1 MWh брутна електрическа енергия

Дата	Произведена брутна ел. енергия, MWh	Общо условно гориво, туг	СРУГ, туг/kWh
25.02.2018	17.2	150.0	
26.02.2018	1967.5	793.8	403.1
27.02.2018	2606.0	928.1	356.2
28.02.2018	2400.3	861.1	358.8
01.03.2018	186	67.0	357.0
Общо	**7177.0**	**2799.96**	**390.1**

Дружеството посочва, че използва електрическата енергия за собствени нужди от два източника – от трансформаторите на енергийните блокове и от трансформатори, захранвани от ЕСО ЕАД, като „ТЕЦ Варна“ ЕАД купува тази електрическа енергия като клиент на свободния пазар. Дружеството е отчело, че за периода на 72-часовите проби собствените нужди са в размер на 8,4%, в т.ч. 5,7% от трансформатора на генератор 6 и 2,7% закупени от свободния пазар. Дружеството не предвижда разход на гориво за пускови операции, тъй като за пуск ще се използва природен газ и прогнозната разходна норма за производство на електрическа енергия включва и разхода за пуск на енергийния блок.

„ТЕЦ Варна“ ЕАД посочва, че има сключен договор с „Булгаргаз“ ЕАД за доставка на необходимото количество природен газ. Цената на доставка, съгласно договора е регулираната цена, определена от КЕВР, като към нея допълнително се начисляват и таксите за пренос и достъп.

При формиране цената на електрическата енергия, за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. дружеството предвижда да бъдат емитирани и закупени 1 248 134 т. CO_2 емисии. Изчисленията се базират на прогнозираното брутно производство на електроенергия за същия период в размер на 2 153 440 MWh.

За регулаторния период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. дружеството предвижда да работи по планирано утвърдено щатно разписание от 380 души персонал по различните звена и длъжности, като разходите за заплати остават непроменени в сравнение с базисната година в размер на 8 013 хил. лв.

На база на извършена преоценка през 2018 г., стойността на дълготрайните активи за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е завишена с 7 964 хил. лв., в резултат на извършваните инвестиционни и ремонтни дейности на блокове 4 и 6 за модернизация на централата. Разходите за ремонт за регулаторния период са завишени на 23 000 хил. лв. в сравнение с базисната година.

Нормата на възвръщаемост, която „ТЕЦ Варна“ ЕАД е посочило в заявлението си, е в размер на 7,78% при 100% дял на собствения капитал.

5.2. Ценообразуващи елементи

След преглед на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „ТЕЦ Варна“ ЕАД, се установи, че през 2017 г. централата не е функционирала и липсват обективни отчетни данни за базисната година, в резултат на което не е възможно да се извърши пълен анализ на предлаганите от дружеството стойности на отделните групи разходи. От представените отчетни данни за 2013 г. не е възможно да се оценят обективно предлаганите стойности на променливите разходи, в т.ч. и предлаганата разходна норма, тъй като централата до момента е използвала за основно гориво високо калорични антрацитни въглища, а от края на 2017 г. използва природен газ. В тази връзка предложените от дружеството разходна норма и размер на собствените нужди, базирани на резултатите от 72-часовите проби, съответно разходите за основно гориво са приети без корекции. Коригирани са разходите за CO_2 емисии от 28 687 хил. лв. на 21 970 хил. лв., като емитираните 1 248 134 т. CO_2 емисии са остойностени по цена от 9 €/тон.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 76 828 хил. лв. на 44 267 хил. лв., в резултат на:

– разходите за рекултивация на сгуроотвал Беглик чаир за периода 2015 г. – 2017 г. в размер на 12 283 хил. лв. не са признати, тъй като представляват неприсъщ текущ разход за новия регулаторен период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., в съответствие с издаденото ново комплексно разрешително на централата;

– разходите за ремонтни дейности са коригирани до отчетеното ниво на разхода през базисната година, тъй като представените в обосновката на дружеството дейности, за които се планира да бъдат разходвани, предполагат допълнителните разходи да се класифицират като инвестиционни, а не ремонтни;

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

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	1 996 240	1 996 240
2	Променливи разходи	хил.лв.	283 925	278 945
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	76 828	44 267

4	Възвръщаемост	хил.лв.	28 748	28 748
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	389 501	351 960
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	195,12	176,31

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия на „ТЕЦ Варна“ ЕАД е изчислена в размер на 176,31 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 351 960 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 1 996 240 MWh.

6. „НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ“ ЕАД

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за производство на електрическата енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР е в размер на 70,03 лв./MWh, без ДДС.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени, дружеството е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 82,62 лв./MWh, без ДДС, която е формирана при следните условия:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е 2 933 091 MWh. При определяне на количеството, НЕК ЕАД отчита факта, че с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. КЕВР признава разходи на обществения доставчик за закупуване на електрическа енергия за използване от ПАВЕЦ в помпен режим, необходима за затваряне на графика в Д-1, съответстваща на консумация от 372 000 MWh, а съгласно отчетните данни тази електрическа енергия е в размер на 479 747 MWh. При прогнозния баланс на обществения доставчик за следващия регулаторен период НЕК ЕАД предвижда консумация на ПАВЕЦ от 480 000 MWh, което съответства на произведена електрическа енергия в размер на 336 000 MWh. Това количество е прибавено към средногодишното производство за последните 11 години от ВЕЦ – 2 579 091 MWh;

– Условно-постоянните разходи са прогнозирани на базата на отчета за 2017 г., като е предвидено увеличение на елементите, върху които има влияние инфлацията;

– Дружеството обосновава прогнозираните по-високи с 1 948 хил. лв. разходи за ремонт за следващия регулаторен период с необходимостта от гарантиране безопасността и сигурността на съоръженията;

– Разходите за персонал са увеличени с прогнозния размер на инфлацията за следващата година;

– Разходите за безплатна храна са увеличени спрямо отчета за 2017 г., тъй като са обвързани с минималната работна заплата за 2018 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;

– Променливите разходи са завишени с 2,2% спрямо отчетените през 2017 г.;

– НЕК ЕАД включва в цената на ВЕЦ и разходи за електрическа енергия за работа на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 31 066 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 и технологичните разходи в преносната и разпределителните мрежи 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 2017 г. Използваната от дружеството норма на възвръщаемост (НВ) е в размер на 5,01%, изчислена при НВ на привлечения капитал – 5,008%, и НВ на собствения капитал от 4,50%.

6.2. 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 2017 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Прогнозно количество произведена електрическа енергия от ВЕЦ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е коригирано в съответствие с разпоредбата на чл. 19, ал. 3 от НРЦЕЕ. Взето е под внимание високото производство от водноелектрически централи през първото полугодие на 2018 г., съпоставено с ниското такова през 2017 г., и с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, прогнозното количество нетна електрическа енергия е определено след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период от 12 години, в размер на 3 203 349 MWh.

– Разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски, социалните разходи, разходите за горива, канцеларски материали, работно облекло, застраховки, безплатна предпазна храна са признати на ниво отчет 2017 г.

– Променливите разходи са коригирани до отчетените нива през 2017 г.

– Разходите за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ са коригирани от 31 066 хил. лв. на 15 760 хил. лв. Следва да се има предвид, че съгласно последните изменения в ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) през следващия регулаторен период отпада задължението на обществения доставчик да изкупува над 50% от изкупуваната до момента електрическа енергия, произведена от ВЕИ и над 90% от изкупуваната до момента електрическа енергия от производители от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. В тази връзка закупената електрическа енергия, свързана с използването на ПАВЕЦ в помпен режим в часовете с минимални товари за недопускане на делегиран излишък в Д-1, следва да намалее значително. Предвид възможностите, които предлагат пазарите „ден напред“ и „в рамките на деня“, общественият доставчик следва да полага усилия за реализиране на тези излишъци на платформата на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД.

– 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	2 933 091	3 203 349
2	Променливи разходи	хил.лв.	84 214	67 762
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	95 779	94 276
4	Възвръщаемост	хил.лв.	62 343	62 343
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	242 336	224 381
6	Пълна цена за електрическа енергия	лв./MWh	82,62	70,05

Предвид гореизложеното, цената за електрическа енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, е изчислена в размер на 70,05 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 224 381 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 203 349 MWh.

IV. 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 разполагаемостта 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 4 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 – 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. количества електрическа енергия за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-3 от 02.04.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-6 от 29.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, вх. № Е-14-34-3 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, вх. № Е-14-33-5 от 30.03.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД и вх. № Е-13-15-2 от 29.03.2018 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-15-2 от 25.04.2018 г., от „ТЕЦ Варна“ ЕАД. Използвана е и информация, постъпила с допълнително писмо с вх. № Е-13-77-3 от 28.03.2018 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Въз основа на гореизложеното за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители			
	Крайни снабдители, в т.ч.:	**MWh**	**12 431 685**
1	„ЧЕЗ Електро България“ АД	MWh	4 785 534
2	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	MWh	4 572 461
3	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	MWh	3 026 200
4	„ЕСП Златни пясъци“ ООД	MWh	47 490

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 33 501 348 MWh, от които 12 431 685 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., лв./MWh**	**Разлика в %**
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	54,00	70,00	-22,86%
2	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	70,05	70,00	0,001%
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	76,99	70,00	9,99%
4	„ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД	106,96	70,00	52,80%
5	„ТЕЦ Марица 3“ АД	156,18	70,00	123,11%
6	„ТЕЦ Варна“ ЕАД	176,31	70,00	151,87%

Видно от изготвената таблица, КЕВР не следва да определя разполагаемост на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ 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-горе, 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 4 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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. в размер на 70,00 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 и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е с оглед значително по-ниските цени на тези производители, спрямо предложените такива от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ ЕАД.

Предвид горните аргументи, следва да бъдат определени разполагаемост, съответно количества електрическа енергия за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ 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	3 156 500	2 209 550	946 950
2	„Контур Глобал Марица Изток 3“ АД	4 593 886	4 134 497	459 389
3	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 566 804	1 253 443	313 361
4	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, над 4 MW	828 647	0	828 647
5	Топлофикационни и заводски централи, под 4 MW	143 953	115 162	28 791
6	**Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ**	**10 289 790**	**7 712 653**	**2 577 137**
7	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	1 927 000	0
8	ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	3 203 349	924 858	2 278 491
9	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	1 867 173	0
10	**Общо количество енергия, реализирано от НЕК ЕАД**	**17 287 313**	**12 431 685**	**4 855 628**

Количествата електрическа енергия за изкупуване от възобновяеми източници над 4 MW са изчислени на база отчетни данни за производството за 2017 г., като са взети предвид условията на § 68 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ. бр. 38 от 08.05.2018 г.)

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ 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, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД за ВЕЦ, негова собственост, и съответно не следва да бъдат утвърждавани такива цени на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, „ТЕЦ Марица 3“ АД и „ТЕЦ Варна“ ЕАД. В тази връзка следва да бъдат утвърдени следните цени на производители на електрическа енергия:

– **АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 54,00 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 802 575 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 863 224 MWh.**

– **„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 76,99 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 619 234 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 8 043 340 MWh.**

– **НЕК ЕАД за електрическа енергия, произвеждана от ВЕЦ, собственост на дружеството – 70,05 лв./MWh, без ДДС, при общо необходими приходи от 224 381 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 203 349 MWh.**

V. ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК

Прилаганата от НЕК ЕАД цена за обществена доставка на електрическата енергия, утвърдена с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, е в размер на 107,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. цена за задължения към обществото – 37,25 лв./MWh, без ДДС. В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-21 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД не е предложило конкретна стойност на цената, по която дружеството, в качеството си на обществен доставчик, ще продава електрическа енергия на крайните снабдители.

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 електроснабдителните, електроразпределителните дружества и ЕСО ЕАД, в размер на 12 431 685 MWh;

– количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще изкупува от производители на електрическа енергия от ВИ, са съгласно предоставените от дружествата прогнози, като е отразено и въвеждането на нови мощности. Новите мощности са на производители, присъединени само към електроразпределителните мрежи. При обвързване на покупките и продажбите на електрическа енергия са отразени количествата от ВЕИ, съответстващи на нетното специфично производство (НСП). Количества електрическа енергия над НСП са отразени само в месеца, в който ВЕИ достигат лимита си;

– 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 на нивото на определеното в Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. в размер на 3 100 527 MWh;

– количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 335 520 MWh за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители през зимните месеци от ноември до януари, когато потреблението на регулирания пазар е по-голямо;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес-3С Марица Изток 1“ ЕООД са на ниво от задължителното минимално количество за изкупуване по условията на СИЕ;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД са на нивото на задължителните минимални количества за изкупуване по условията на СИЕ;

– 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“)

Поради свиване на дела на регулирания пазар, отпадане на задължението на обществения доставчик да продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните дружества за покриване на технологични разходи и предвид задълженията на НЕК ЕАД да изкупува произведената електрическа енергия от възобновяеми източници от производители с инсталирана мощност под 4 MW, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от производители с инсталирана мощност под 4 MW и по СИЕ, както и поради факта, че тази енергия почти напълно покрива количествата електрическа енергия, заявени за продажба от крайните снабдители, е обосновано за следващия ценови период да се определят количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания пазар, така и на пазара по свободно договорени цени. Следва да се има предвид, че и към момента дружеството продава електрическа енергия от горните производители на свободния пазар и на балансиращия пазар.

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 12 431 685 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;

– 4 855 628 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	1 927 000	104 058	54,00
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	143 754	76,99
3	Производители в състава на НЕК ЕАД	924 858	64 786	70,05
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 209 550	393 471	178,08
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 134 497	475 868	115,10
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW	115 162	18 838	163,58
7	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 253 443	395 219	315,31
8	**Средна покупна цена на обществения доставчик**	**12 431 685**	**1 595 994**	**128,38**

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 2017 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. 38 от 08.05.2018 г. и доклад с вх. № Е-Дк-471 от 18.05.2018 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-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, в размер на 2,29% от средната покупна цена за енергия на обществения доставчик – 2,94 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	Производители в състава на НЕК ЕАД	924 858	64 786	70,05
2	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	1 927 000	104 058	54,00
3	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	1 867 173	143 754	76,99
4	„Ей И Ес – 3С Марица Изток 1“ ЕООД	2 209 550	154 669	70,00
5	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 134 497	289 415	70,00
6	Централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия под 4 MW	115 162	8 136	70,65
7	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ, под 4 MW	1 253 443	90 699	72,36
8	Общо количество електрическа енергия необходима за покриване потреблението на регулирания пазар	12 431 685	855 517	68,82
9	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“			2,94
10	**Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.8+р.9)**			**71,76**

Предвид гореизложеното цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е 71,76 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 2,94 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходими годишни приходи – 892 098 хил. лв. и енергия – 12 431 685 MWh.

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-13-41-33 от 30.03.2018 г. и заявление с вх. № Е-13-41-34 от 30.03.2018 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление с вх. № Е-13-41-33 от 30.03.2018 г. за утвърждаване на цени, ЕСО ЕАД е предложило цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 11,05 лв./MWh, без ДДС, и цена за достъп до електропреносната мрежа от 1,62 лв./MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-34 от 30.03.2018 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-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа	1,09	1,62	**48,62%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	8,15	11,05	**35,58%**
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	6,68	3,02	**- 54,79%**

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 33 080 000 MWh и за износ съответно 6 000 000 MWh. Общото количество, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 39 080 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната и за износ, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 27 472 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 9 526 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 5 049 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 5 533 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 829 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 6 536 хил. лв.;

1.1.3. Разходи за студен резерв – 56 940 хил. лв., във връзка със заповед № Е-РД-16-124 от 23.03.2018 г. на министъра на енергетиката, с която е утвърдена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. средногодишна стойност на студения резерв от 650 MW, което представлява повишение със 150 MW (13 140 хил. лв.), спрямо предходния регулаторен период;

1.1.4. Разходи за резерв за услуги – 17 520 хил. лв. (200 MW средногодишно);

1.1.5. Регулаторна база на активите – 37 693 хил. лв.;

1.1.6. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

1.1.7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 40 000 хил. лв.

1.2. 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:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 39 080 000 MWh;

1.2.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 281 688 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 79 711 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 42 247 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 92 427 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 25 388 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 41 844 хил. лв.;

1.2.3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 65 767 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цените, утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР;

1.2.4. Регулаторна база на активите – 1 973 020 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 – 35 443 хил. лв.;

1.2.5. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

1.2.6. Приходи от реактивна енергия – 10 000 хил. лв.

1.3. 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 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Разходи за осигуряване на допълнителен резерв – 8 760 хил. лв.;

1.3.2. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

1.3.3. Регулаторна база на активите – 1 095 хил. лв.;

1.3.4. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ – 2 915 000 MWh.

2. Ценообразуващи елементи

2.1. Цена за достъп до 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 39 080 000 MWh на 40 025 348 MWh. Прогнозата на дружеството за износа на електрическа енергия с произход България е необоснована и подценена с оглед повишаващите се цени в съседните пазарни зони и обстоятелството, че като резултат от ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ. бр. 38 от 08.05.2018 г.) значително количество електрическа енергия ще се търгува на борсовия пазар. Към настоящия момент на унгарската борса HUDEX, цените на фючърсите за 2019 г. бележат значителен ръст, което увеличава интереса на износителите към електрическата енергия с произход България. В потвърждение на този извод е фактът, че последните сделки на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД (описани в т. I) за 2 029 600 MWh са сключени между „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и основно търговци на електрическа енергия за експорт.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 27 472 хил. лв. на 22 044 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за горива, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, обучение и квалификация, членски внос 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. Не са признати разходите за безплатна храна, делегации и международни прояви и стипендии. Извършена е и корекция на предложените от дружеството приходи от продажба на преносна способност (капацитети) в съответствие с отчетените през базисната година.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ НОК е преизчислен на 11 371 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. В тази връзка стойността на РБА е в размер на 37 217 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

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 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, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	Разходи за студен резерв	хил.лв.	56 940	56 940
2	Разходи за резерв за услуги	хил.лв.	17 520	17 520
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	27 472	22 044

4	Възвръщаемост	хил.лв.	1 256	1 117
5	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил.лв.	-40 000	-42 000
6	Необходими приходи за достъп до електропреносната мрежа	хил.лв.	63 188	55 621
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	39 080 000	40 025 348
8	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**1,62**	**1,39**

2.2. 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 39 080 000 MWh на 40 025 348 MWh, във връзка с изложеното в т. 2.1.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 281 688 хил. лв. на 241 199 хил. лв., тъй като разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски и социалните разходи, разходите за ремонт и поддръжка, разходите за работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане, местни данъци и такси, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, вода и отопление, охрана на труда, командировки, информационни услуги, 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 са извадени от структурата на разходите, а разходите за безплатна храна са включени на ниво отчет 2016 г.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ НОК е преизчислен на 30 772 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.

Разходите за амортизации са коригирани от 92 497 хил. лв. на 70 629 хил. лв. в съответствие с реализираните инвестиции през базисната година, намалени със стойността на безвъзмездно придобитите активи.

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 1 252 040 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%.

Приходите от реактивна енергия са запазени на нивото, включено в Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г., тъй като отчетните данни за базисната година не кореспондират с реалната стойност на тези приходи през следващия регулаторен период, предвид влизането в сила на НРЦЕЕ на 24.03.2017 г.

Технологичните разходи по преноса на електрическа енергия са остойностени по 73,13 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.	281 688	241 199
2	Възвръщаемост	хил.лв.	65 767	37 561
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил.лв.	94 354	95 607
4	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	MWh	876 000	876 000
5	Приходи от реактивна енергия	хил.лв.	-10 000	-20 000
6	Необходими приходи за дейността пренос	хил.лв.	431 809	354 367
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	39 080 000	40 025 348
8	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**11,05**	**8,85**

2.3. 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 цената за достъп на ЕСО ЕАД по т. 2.1. 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.

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	Предложени от дружест-вото	Коригирани стой-ности
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил.лв.	8760	8 760
2	Възвръщаемост	хил.лв.	36	33
3	Необходими приходи	хил.лв.	8 796	8 793
4	Прогнозни количества	MWh	2 915 000	2 915 000
5	**Цена за достъп**	**лв./ MWh**	**3,02**	**3,02**

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,39 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 55 621 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,85 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 354 367 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 025 348 MWh.

3. **Цената 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, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 3,02 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 8 793 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 915 000 MWh.**

VII. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. от „Електроразпределение Север“ АД. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не е подало заявление за утвърждаване на цени. По силата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, в случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45 от същата, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови респективно регулаторен период въз основа на данните, с които разполага. От „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД е постъпило писмо с вх. № Е-13-09-8 от 02.04.2018 г., с което е предоставена прогнозна информация за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за количеството електрическа енергия за разпределение през електроразпределителната мрежа на дружеството, в т.ч. енергията, необходима за покриване на технологичните разходи, прогнозното потребление на клиентите на крайния снабдител, прогнозното потребление на клиентите, избрали друг доставчик, както и прогнозните количества електрическа енергия за обмен със съседни електроразпределителни дружества.

1. Приложим метод за регулиране

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. е утвърдила, считано от 01.08.2015

г., приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ и регулаторен период с продължителност 3 години, който изтича на 30.06.2018 г. В тази връзка за тези дружества Комисията съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ следва да определи приложимия метод за регулиране за следващия регулаторен период, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, от 2005 г. КЕВР прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“, като цените за достъп и за пренос на електрическа енергия до/през електроразпределителните мрежи са утвърждавани при регулаторни периоди с продължителност, както следва: тригодишен (2005-2008 г.), петгодишен (2008-2013 г.), двугодишен (2013–2015 г.) и тригодишен (2015-2018 г.).

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, като след проведен регулаторен преглед Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Регулаторната практика в Европа показва, че с оглед спецификата на дейността „разпределение на електрическа енергия“ най-подходящият метод за регулиране на цените за достъп и за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи е методът „горна граница на приходи“. При този метод на регулиране енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможност да реализират допълнителна възвръщаемост, ако постигнат определените от регулатора целеви показатели. Посоченият метод насърчава бизнес активността и повишава ефективността на работа на регулираните дружества, тъй като е свързан с определяни от регулатора показатели за качество и критерии за изпълнението им. Последното е инструмент за осъществяване на регулаторна политика в защита на интересите на клиентите, тъй като необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период се коригират в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията, качество на обслужването през предходната година и с отчетените инвестиции. Основната цел на регулирането на цените чрез метода „горна граница на приходи“ е създаването на стимули за енергийните предприятия да намаляват своите разходи. Това се постига чрез определяне на приходи, респективно цени, които енергийното предприятие следва да получава за период от няколко години, независимо от размера на разходите, които прави през този период. В тази връзка стимулите предоставят на регулираното предприятие възможност да управлява свободно доходността от дейността си по време на определения регулаторен период. Утвърждаването на необходимите годишни приходи за дейността за първата година от регулаторния период и тяхното изменение само с корекционните фактори през останалите ценови години на регулаторния период осигурява по-голяма прогнозируемост и инвестиции, насочени към постигане на целевите показатели, които да гарантират оптимизиране на разходите и подобряване ефективността на работата на дружествата.

При отчитане на горните аргументи, с оглед осигуряване на устойчивост на ценовото регулиране и предвид принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ е обосновано по отношение електроразпределителните дружества да бъде продължено ценовото регулиране чрез метода „горна граница на приходи“. В тази връзка при определяне на продължителността на следващия регулаторен период на тези дружества следва да бъдат взети предвид обстоятелствата: по-продължителен срок на регулаторния период би довел до по-голяма стабилност и прогнозируемост за електроразпределителните дружества и за крайните клиенти. От друга страна, по-кратък регулаторен период ще създаде възможност Комисията да провежда по-ефективен контрол върху електроразпределителните дружества по отношение на извършените разходи за осъществяване на лицензионната дейност по вид, обем и стойност, обема на извършените инвестиции, както и да прави оценка на постигнатия икономически ефект и влиянието му върху ефективността на работа и показателите за качество, изменението на

потреблението на електрическа енергия, влиянието на промените в икономическите условия в страната и др.

С оглед гореизложеното е обосновано следващият регулаторен период за електроразпределителните дружества да бъде с продължителност 3 години. По този начин се балансират стимулите на електроразпределителните дружества и рисковете, произтичащи от по-продължителен регулаторен период, както за дружествата, така и за крайните клиенти.

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

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ е проведен регулаторен преглед, въз основа на който да бъдат утвърдени цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата 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.

След анализ на постигнатите резултати от електроразпределителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 2017 г. – 2018 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи за първия ценови период от новия регулаторен период да бъде приложен общ подход, както следва:

2.1. Експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“

Предложените от дружествата разходи в тази група са признати на ниво отчет от базисната година. Допълнителна индексация на оперативните разходи не е прилагана, тъй като както за предходния, така и за настоящия регулаторен период в регулаторната база на активите, както и в амортизационните разходи са включени значителни средства за инвестиции, които освен за подобряване качеството на предлаганата услуга, следва да се използват за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, което ще доведе до намаляване на оперативните им разходи.

2.2. Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ Комисията определя максимални размери на технологичните разходи на електрическа енергия, които могат да бъдат признати при ценовото регулиране при разпределение на електрическа енергия. С Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г., Комисията е приела допустими нива на технологичните разходи за четвъртия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

– „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
– „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 8%;
– „Електроразпределение Север“ АД – 9%;
– „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

При определянето на пределните стойности на технологичните разходи, Комисията анализира статистическа информация за технологичните разходи на всяко енергийно дружество и тенденцията за намаляването им, като се взема предвид размерът на инвестициите, направени за намаляване на технологичния разход. Отчитат се и възможностите за намаляване на технологичните разходи в резултат на реализиране на одобрените от Комисията инвестиции за всяко енергийно предприятие.

Отчетните данни за технологичните разходи по преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за четвъртия регулаторен период са представени от електроразпределителните дружества и са следните:

Дружество	Базисна година 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Изменение начало край на рег. период
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	11,59%	11,69%	11,53%	10,35%	- 1,24%
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	10,12%	9,47%	8,72%	8,51%	- 1,61%
„Електроразпределение Север“ АД	13,08%	12,08%	11,03%	10,02%	- 3,06%

За регулаторния период 2015 г. – 2017 г. дружествата отчитат намаление на технологичните разходи спрямо базисната 2014 г., както следва: „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с 1,24%; „Електроразпределение Юг“ ЕАД с 1,61%; „Електроразпределение Север“ АД с 3,06%.

Следва да се отбележи, че отчетните данни за технологичните разходи по преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за четвъртия регулаторен период се изчисляват на база на реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, за които дружествата заплащат цена за „задължения към обществото“. В тази връзка представените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД със заявление с вх. № Е-13-262-18 от 30.03.2018 г. данни са некоректни. Въпреки изричното изискване на т. 16 от приетите с решение по Протокол № 41 от 07.03.2018 г., т. 2 Минимални изисквания на Комисията за енергийно и водно регулиране към заявленията за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година на петия регулаторен период, дружеството не е представило данни за реално измерените и изчислени количества електрическа енергия, а за закупените количества от обществения доставчик, включващи и небаланси. След преизчисление на постигнатия процент технологичен разход въз основа на количествата електрическа енергия, за които „Електроразпределение Юг“ ЕАД е заплатило цена за „задължения към обществото“ се установи, че реално постигнатия от дружеството технологичен разход е в размер на 8,018%.

Електроразпределителните дружества са представили отчети за изпълнението на инвестиционните си програми за 2015 г., 2016 г. 2017 г., както и данни за инвестираните средства за намаляване на технологичните разходи, обобщени както следва:

Дружество	2015			2016			2017		
	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. р-д	Инвестиции за измервателни уреди	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. р-д	Инвестиции за измервателни уреди	Инвестиции	Инвестиции за намаляване на техн. р-д	Инвестиции за измервателни уреди
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	67 771	12 995	10 166	89 253	20 181	11 232	130 691	13 838	7 274
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	80 546	3 507	17 220	110 251	39 130	32 486	78 832	27 637	24 783

„Електроразпределение Север“ АД	17 655	1 467	12 996	23 524	2 486	14 211	32 799	1 061	15 846

Направените инвестиции за четвъртия регулаторен период са:

– „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – в размер на 287 715 хил. лв., от които 47 013 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 28 672 хил. лв. в измервателни уреди;

– „Електроразпределение Юг“ ЕАД – в размер на 269 630 хил. лв., от които 70 273 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 74 490 хил. лв. в измервателни уреди;

– „Електроразпределение Север“ АД – в размер на 73 977 хил. лв., от които 5 014 хил. лв. са за намаляване на технологичните разходи и 43 053 хил. лв. в измервателни уреди.

Средногодишните инвестиции за четвъртия регулаторен период са представени в таблицата по-долу:

Дружество	Средногодишни общи инвестиции	Средногодишни инвестиции за намаляване на техн. р-д	Средногодишни инвестиции за измервателни уреди	Съотношение на инвестициите за намаляване на техн. р-д и общите инвестиции	Съотношение на инвестициите за измервателни уреди и общите инвестиции
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	95 905	15 671	9 557	16,34%	9,97%
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	89 877	23 424	24 830	26,06%	27,63%
„Електроразпределение Север“ АД	24 659	1 671	14 351	6,78%	58,20%

Средногодишно за предходния период дружествата са инвестирали средства от общия размер на предвидените инвестиции, както следва: „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в размер на 16,34% за намаляване на технологичния разход и 9,97% в измервателни уреди; „Електроразпределение Юг“ ЕАД в размер на 26,06% за намаляване на технологичния разход и 27,63% в измервателни уреди; „Електроразпределение Север“ АД в размер на 6,78% за намаляване на технологичния разход и 58,20% в измервателни уреди.

За регулаторния период 2019 г. – 2021 г. дружествата предвиждат в регулаторната база на активите да бъдат включени инвестиции, които средногодишно за периода са в размер на: за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 25 749 хил. лв. (41,60%) за намаляване на технологичния разход и 25 749 хил. лв. (27,74%) за измервателни уреди; за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 6 962 хил. лв. (7,75%) за намаляване на технологичния разход и 14 866 хил. лв. (16,54%) за измервателни уреди; за „Електроразпределение Север“ АД – 14 181 хил. лв. (31,51%) за намаляване на технологичния разход и 13 977 хил. лв. (31,06%) за измервателни уреди.

При извършения преглед на отчетените данни се установява, че е налице тенденция за намаляване на технологичните разходи на електроразпределителните дружества за четвърти регулаторен период. Признаването на по-висок размер на загубите при разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за пети регулаторен период ще отнеме стимулите на мрежовите оператори за тяхното по-нататъшно оптимизиране, което от своя страна ще доведе до необосновано завишаване на разходите на дружествата, които се включват в цените за крайните клиенти. Отговорността за по-високите отчетени технологични разходи по преноса, в сравнение с утвърдените такива през предходния регулаторен период, е на самите електроразпределителни предприятия, поради което е обосновано те да са за тяхна сметка, а не да се начисляват в цените, които се заплащат от крайните клиенти.

Предвид намеренията на дружествата да продължат да инвестират с цел намаляване на технологичния разход е обосновано да се приеме, че в резултат на вложените средства размерът на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електро-

разпределителните мрежи през следващия регулаторен период ще продължи да се понижава, като утвърдените пределни стойности за четвъртия регулаторен период са достижими и следва да бъдат запазени. Допълнителен аргумент за запазване на технологичните разходи на нивото, утвърдено за четвъртия регулаторен период, е и обстоятелството, че „Електроразпределение Юг“ ЕАД вече го е постигнало, отчитайки 8,018% технологичен разход за 2017 г.

Във връзка с гореизложеното нивата на признатите технологични разходи на електроразпределителните дружества за пети регулаторен период следва да бъдат запазени, както следва:

- за „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- за „Електроразпределение Юг“ ЕАД – 8%;
- за „Електроразпределение Север“ АД – 9%;
- за „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – 5%.

Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за ценовия 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.

2.3. Разходи за амортизации

Средните разходи за амортизации за петия регулаторен период са определени по следната формула:

$$AM = (AM_1+AM_2+AM_3)/3 - AM_ф + (2{,}5*AM_{И1}+1{,}5*AM_{И2}+0{,}5*AM_{И3})/3,$$

където:

AM – средни разходи за амортизации през петия регулаторен период;

AM_1, AM_2, AM_3 – разходи за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$AM_ф$ – средна стойност на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин;

$AM_{И1}, AM_{И2}, AM_{И3}$ – разходи за амортизации на инвестициите през съответната година на регулаторния период.

По този начин коректно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на съществуващите активи за всяка ценова година. За целите на ценообразуването е заложена средноаритметична стойност на разходите за амортизации на съществуващите активи за трите ценови години на петия регулаторен период, като AM_1, AM_2 и AM_3 отразяват разходите за амортизации на съществуващите активи съответно за 2018 г., 2019 г. и 2020 г. При изчисленията на разходите за амортизации на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Следва да се отбележи, че изчисленията са направени върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4. Регулаторна база на активите

Съгласно разпоредбата на чл. 14 от НРЦЕЕ регулаторната база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

$РБА = А - Ф - АМ + ОК + И,$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

ОК – необходимият оборотен капитал;

И – размерът на инвестициите, одобрени от Комисията.

2.4.1. Балансова стойност на съществуващите активи

Балансовата стойност на съществуващите активи за петия регулаторен период е определена като елемент от формулата за РБА, а именно:

$А_Б = А - Ф – АМ ,$

където:

$А_Б$ – средната балансовата стойност на съществуващите активи за петия регулаторен период;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод.

С оглед коректната калкулация на стойността на активите, върху които електроразпределителните дружества ще реализират възвръщаемост през петия регулаторен период, балансовата стойност на активите, която ще бъде включена в РБА за периода, следва да отразява средната стойност на съществуващите възмездно придобити активи за 2018 г., 2019 г. и 2020 г. За целите на изчисляването, балансовата стойност на активите на дружествата към 31.12.2017 г. е коригирана със стойността на амортизационните отчисления за съответните ценови години от петия регулаторен период. В таблицата по-долу са представени стойностите на амортизациите, с които се намалява балансовата стойност на активите за базисната година по ценови периоди:

	I ценови период	II ценови период	III ценови период	Средно за регулаторния период
2018 г.	$АМ_1-АМ_Ф$	$АМ_1-АМ_Ф$	$АМ_1-АМ_Ф$	$АМ_1-АМ_Ф$
2019 г.		$АМ_2-АМ_Ф$	$АМ_2-АМ_Ф$	$(АМ_2-АМ_Ф)*2/3$
2020 г.			$АМ_3-АМ_Ф$	$(АМ_3-АМ_Ф)/3$
ОБЩО	$АМ_1-АМ_Ф$	$АМ_1+АМ_2-2*АМ_Ф$	$АМ_1+АМ_2+АМ_3-2*АМ_Ф$	$\mathbf{(3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМ_Ф)/3}$

В тази връзка стойността на амортизацията за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност, следва да се определи по следната формула, която следва логиката на изчисление на стойността на активите:

$АМ = АМ_Б + (3*АМ_1 + 2*АМ_2 + АМ_3 – 6*АМ_Ф)/3$,

където:

$АМ_Б$ – стойността на натрупаната амортизация към края на базисната година;

$АМ_1, АМ_2, АМ_3$ – разходите за амортизации на съществуващите активи през съответната година на регулаторния период;

$АМ_ф$ – стойността на годишните отчисления на съществуващите активи, придобити по безвъзмезден начин.

2.4.2. Среден номинален размер на инвестициите

Средният номинален размер на инвестициите е изчислен съгласно т. 28 от приетите с решение по Протокол № 41 от 07.03.2018 г., т. 2, Минимални изисквания на Комисията за енергийно и водно регулиране към заявленията за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година на петия регулаторен период (Минималните изисквания), по формулата:

$И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$

където:

$И$ – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

$И_{1,2,3}$ – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

Прогнозните нетни инвестиции отразяват прогнозната стойност на инвестициите, извършени от електроразпределителните дружества за съответната година, намалени с инвестициите в активи, придобити по безвъзмезден начин и амортизациите на възмездно придобитите активи.

С оглед точното позициониране на направените инвестиции през годината и коректното им включване в РБА, за целите на ценообразуването се приема, че всички инвестиции за съответната година са извършени по средата на годината и дружествата следва да реализират възвръщаемост само за половината от годината, през която е извършена инвестицията.

	I ценова година	II ценова година	III ценова година	Средно за регулаторния период
2018 г.	$0,5*И_1$	$И_1$	$И_1$	$2,5*И_1/3$
2019 г.		$0,5*И_2$	$И_2$	$1,5*И_2/3$
2020 г.			$0,5*И_3$	$0,5*И_3/3$
ОБЩО	$0,5*И_1$	$И_1+0,5*И_2$	$И_1+И_2+0,5*И_3$	$\mathbf{(2,5*И_1+1,5*И_2+0,5*И_3)/3}$

2.4.3. Необходим оборотен капитал

В съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

2.5. Норма на възвръщаемост

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие,

претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. В съответствие с т. 29 от Минималните изисквания, е приложена целева капиталова структура от 50% собствен и 50% привлечен капитал.

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

Съгласно чл. 14, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

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

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

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

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

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

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

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

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

При утвърждаването на цените, прилагани от електроразпределителните дружества за втория регулаторен период, Комисията е определила норма на възвръщаемост от 12%, за третия регулаторен период – 7%, а за четвъртия регулаторен период – 7,02%, която да покрива специфичния и систематичен риск за инвеститорите.

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

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

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

2.5.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 1,35% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е от среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период май 2017 г. – април 2018 г. по данни на Българската народна банка.

2.5.2. β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е избрана група от аналогични дружества от европейски енергийни и комунални компании.

MSCI World се прилага като индекс, спрямо който се сравняват аналогичните дружества. Използването на този индекс е често срещана практика. За да се избегнат колебания от концентриране единствено върху краткосрочни стойности, коефициентът β се определя за период от 5 години. Всички стойности са извлечени от Capital IQ на седмична база са представени в следващата таблица.

Изчисляване на β без ливъридж[16]						
Наименование	**Държава**	**Ср. собствен капитал/ обща сума на активите**	**Данъчна ставка**	**5 години на седмична база**		
				Коеф. β с ливъридж	Коеф. β без ливъридж	r^2
ACEA SpA	Италия	39.57%	0.24	0.75	0.38	0.09
Alpiq Holding AG	Швейцария	50.50%	0.18	-0.22	-0.11	0.01
BKW AG	Швейцария	37.88%	0.18	0.45	0.26	0.07
Centrica plc	Обединено кралство	64.17%	0.19	0.98	0.62	0.19
CEZ a.s.	Чехия	65.97%	0.19	0.70	0.45	0.10
E.ON SE	Германия	50.35%	0.30	1.28	0.73	0.23
EDP SA	Португалия	36.68%	0.21	1.05	0.44	0.22
EnBW AG	Германия	42.22%	0.30	0.47	0.21	0.05
Endesa SA	Испания	67.44%	0.25	0.60	0.48	0.03
ENEA SA	Полша	74.17%	0.19	0.69	0.40	0.06
Enel SpA	Италия	41.81%	0.24	1.03	0.54	0.24
ENGIE SA	Франция	48.65%	0.33	1.08	0.61	0.22
EVN AG	Австрия	53.48%	0.25	0.42	0.26	0.07
Fortum Oyj	Финландия	67.78%	0.20	1.01	0.76	0.20
Gas Natural SDG SA	Испания	45.10%	0.25	1.15	0.69	0.31
Iberdrola SA	Испания	49.88%	0.25	0.96	0.58	0.27
MVV Energie AG	Германия	52.84%	0.30	0.24	0.14	0.02
National Grid plc	Обединено кралство	44.35%	0.19	0.66	0.36	0.18
Ørsted A/S	Дания	24.41%	0.22	0.22	0.14	0.02
Public Power Corporation SA	Гърция	22.68%	0.29	2.05	0.47	0.14
Red Eléctrica Corporación SA	Испания	58.57%	0.25	0.82	0.56	0.16
RWE AG	Германия	43.44%	0.30	1.33	0.57	0.15
SSE plc	Обединено кралство	58.99%	0.19	0.40	0.26	0.05
Verbund AG	Австрия	62.53%	0.25	0.87	0.58	0.14
Индекс на бизнес риск		**50.14%**				**0.54**

[16] *Източник: Stern Stewart & Co.*

Съгласно горната справка, безлостовият β коефициент за дружествата в електроенергийния сектор е 0,54. Видно от посочената информация, в справката са включени много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък β коефициент. Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (50:50) и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 1,026.

2.5.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 5,08% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 7,27%.

2.5.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa2 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ. Aswath Damodaran препоръчва стойност от 2,19% за България.

$HB_{СК} = 1{,}35\% + 1{,}026 * 7{,}27\% = 8{,}81\%$
$HB_{ПК} = 1{,}35\% + 2{,}19\% = 3{,}54\ \%$
$HB = 0{,}5*8{,}81\%/(1-10\%) + 0{,}5*3{,}54\% = 6{,}67\%$

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост за електроразпределителните дружества за първата година от петия регулаторен период е определена на 6,67%.

2.6. Корекции по глава трета от НРЦЕЕ

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. 4 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.

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

Не е извършвана корекция с инфлационен индекс за предходен период, тъй като по отношение на електроразпределителните дружества се извършва регулаторен преглед, в рамките на който ще бъдат определени действителните нива на разходите за предоставяната от тях услуга през първата година от новия регулаторен период. По същата причина не е извършвана корекция с коефициент за подобряване на ефективността, който по смисъла на § 1, т. 4 от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност.

2.6.2. 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.

2.6.3. 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 третата година от четвъртия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през четвъртия регулаторен период, представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

2.6.4. 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-13-62-43 от 25.04.2018 г., от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-262-18 от 17.05.2018 г. и от „Електроразпределение Север“ АД с вх. № Е-13-273-16 от 17.05.2018 г., на основание чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

2.7. Разходи за балансиране

В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране на технологичните разходи в размер на 1,80 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер. Допълнителен аргумент за запазването на разходите за балансиране на утвърденото за предходната ценова година ниво е и Решение № Ц-40 от 29.12.2017 г. на КЕВР относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, с което е възприет нов, по-справедлив подход за определяне на пределната цена на балансиращата енергия, въз основа на който разходите на участниците на годишна база би следвало да намалеят.

Разходите за балансиране са присъщи разходи за дейността, които следва да се прехвърлят към крайните клиенти, тъй като небалансите се предизвикват от промяна в поведението на клиентите. Следва да се има предвид обаче, че прогнозите се изготвят от крайните снабдители/електроразпределителните дружества и част от възникналите разходи за балансиране не са предизвикани от клиентите, а от самите дружества поради грешно изготвена

прогноза, поради което същите следва да поемат финансовите последици от това. При сравнение на отчетните данни на крайните снабдители и електроразпределителните дружества е видно, че част от тях се справят много по-добре от останалите при изготвяне на прогнозите, като резултатите показват разлики в разходите за небаланси от почти два пъти. Тази тенденция е още по-ясно изразена сред търговците на електрическа енергия, които инвестират значителни средства в подобряване на прогнозите си с оглед конкурентоспособността си на пазара. В тази връзка включването на пълната заявена стойност на разходите за балансиране в необходимите годишни приходи на дружествата би нарушило интересите на клиентите, тъй като те ще следва да заплатят разходи на дружествата, без същите да са предизвикани от тях. По този начин се нарушава и основният принцип на балансиращия пазар, а именно че небалансите се заплащат от този, който ги е предизвикал, като в същото време се отнема стимулът на електроразпределителните дружества и крайните снабдители да изготвят точни прогнози.

Освен горното, допълнителни аргументи за непризнаването на отчетените и заявени от електроразпределителните дружества и крайните снабдители стойности на разходите за небаланси са изложени по-долу, както следва:

При сравнение на графиците на крайните снабдители и електроразпределителните дружества към обществения доставчик и отчетните данни се установява, че: през преобладаващата част от месеците количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по график са по-големи от отчетените; през по-голямата част от месеците количествата електрическа енергия на крайните снабдители по график са по-малки от фактурираните на крайни клиенти; през преобладаващата част от месеците специалните балансиращи групи, в които преки членове са електроразпределителните дружества и крайните снабдители, са в излишък, поради по-големите количества електрическа енергия за технологичен разход по график. Това изкривяване в прогнозите е обусловено от факта, че през предходния ценови период цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, е по-ниска от цената, по която продава електрическа енергия на крайните снабдители, тъй като в последната е включена цената за задължения към обществото, както и от факта, че съответният мрежови оператор и снабдително дружество са в една балансираща група. В тази връзка крайните снабдители изкуствено занижават графиците си, което им позволява да фактурират на клиентите си повече електрическа енергия от реално платената на обществения доставчик.

В същото време тези недостизи се нетират от завишени количества по графиците на електроразпределителното дружество. Изложеното като краен резултат води до реализиране на значително по-високи маржове от крайните снабдители, както е описано по-долу, но изкуствено увеличава разходите за балансиране на мрежовите оператори и крайните снабдители.

Анализът на резултатите от балансиращия пазар показва, че дружествата не са предприели достатъчно мерки за активно управление на своите небаланси и минимизиране на отклоненията от регистрирания при оператора на пазара агрегиран график.

3. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за първата година на петия регулаторен период

3.1. „ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 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 – 0,00923 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;
– цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-34 от 30.03.2018 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00923	0,01241	**+34,45%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03098	0,04137	**+33,54%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00505	0,00683	**+35,25%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01745	0,02155	**+23,50%**

3.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 121 883 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 108 676 хил. лв.;

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 72 444 хил. лв., при утвърдени за предходния регулаторен период 57 721 хил. лв;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 126 724 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10,35%;

– Разходи за балансиране – 12 651 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 210 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходни ценови периоди в размер на 9 441 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 53 286 хил. лв., при утвърдена за четвъртия регулаторен период в размер на 38 509 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите – 642 958 хил. лв., при утвърдена за четвъртия регулаторен период 542 583 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 7,67%, при утвърдена за четвъртия регулаторен период 7,04%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 385 737 MWh.

3.1.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2017 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 109 088 хил. лв. до нивото, отчетено през

базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. Предвиденото от дружеството увеличение с 12 794 хил. лв. е необосновано и не следва да се приема, поради следните аргументи: Дружеството предвижда да инвестира 278 438 хил. лв. през следващите три години, които ще се отразят на клиентите на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД като допълнителни 61 682 млн. лв. за регулаторния период в необходимите приходи на дружеството, които те ще следва да заплатят чрез цените. За осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, е необходимо тези средства да се насочват освен за подобряване качеството на предлаганата услуга и за увеличаване ефективността на електроразпределителните дружества, в резултат на което ще се постигне намаляване на оперативните им разходи. В същото време „ЧЕЗ Разпределение България“ АД обосновава „Проект за внедряване на автоматизирана система за дистанционно отчитане (AMR)“, по който за регулаторния период ще бъдат инвестирани 69 426 хил. лв., представляващи 25% от инвестиционната програма на дружеството, с „*намаляване на технологичните разходи на електрическа енергия до 8%, както и намаляване на оперативните разходи“,* а предвижда увеличение на оперативните разходи с 532 хил. лв., свързани именно с реализацията на този проект. Допълнителни разходи за ребрандиране, също не следва да се включват в признатата стойност на експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“. От една страна дружеството не е обосновало необходимостта от извършването на тези разходи, а от друга същите се правят с маркетингова цел и са в интерес най-вече на мажоритарния собственик на групата предприятия, част от които е и операторът на електроразпределителната мрежа. Следва да се има предвид, че ако извършването на разходи за ребрандиране е свързано с бъдещата продажба на дружеството, в Комисията липсва каквато и да е информация за параметрите по бъдещата сделка, в която е възможно страните да са договорили тези разходи да са изцяло за сметка на новия купувач, като в този случай признаването им в цените ще доведе до двойно компенсиране. Основният аргумент срещу признаването на такъв тип разходи обаче е фактът, че те не са присъщи на лицензионната дейност „разпределение на електрическа енергия“, не допринасят по никакъв начин за подобряване качеството на предлаганите от мрежовия оператор услуги и в този смисъл не са в интерес на клиентите, поради което на основание чл. 11, ал. 2, т. 14, предл. 1 от НРЦЕЕ не следва да бъдат включвани в необходимите приходи на дружеството. Следва да се отбележи също, че останалите електроразпределителни дружества към настоящия момент вече са предприели мерки за ребрандиране, като не са претендирали за допълнителни разходи над одобрените от регулатора.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е коригирана от 72 444 хил. лв. на 61 734 хил. лв. в съответствие с т. 2.3. от единния подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

	„ЧЕЗ Разпределение България“АД	**2018 г.**	**2019 г.**	**2020 г.**
1	Разходи за амортизации	64 813	58 964	52 940
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 10 122	- 9 924	- 9 251
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин	54 691	49 040	43 689
4	**Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи**	**49 140**		
5	**Амортизация на инвестициите**	**12 594**		
6	**Среден годишен разход за амортизации**	**61 734**		

– Регулаторната база на активите е коригирана от 694 737 хил. лв. на 587 687 хил. лв. в съответствие с т. 2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

хил. лв.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2017 г.	643 580
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	99 752
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2017 г. (р.1-р.2)	543 828
4	Средна стойност на амортизациите (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМФ)/3	101 948
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4)**	**441 881**

б) среден номинален размер на инвестициите:

хил. лв.

		2018 г. *(И1)*	**2019 г. *(И2)***	**2020 г. *(И3)***
1	Инвестиции – общо	94 579	110 153	73 705
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 271	8 433	8 254
3	Амортизация – общо	8 882	10 155	6 351
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	685	562	550
5	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3+р.4)	76 111	92 128	59 651
6	**Среден номинален размер на инвестициите** ***И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3***	**119 431**		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 31 477 хил. лв. на 26 375 хил. лв. съгласно т. 2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са запазени на 8% в съответствие с т. 2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) -6 099 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Zt=\left(\text{Путв.} - \text{Епрог.}*\frac{\text{ТРодоб.\%}}{\text{1-ТРодоб.\%}}*\text{Цтр.}\right)\text{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Еотч.}*\frac{\text{ТРодоб.\%}}{\text{1-ТРодоб.\%}}*\text{Цтр.}\right)\text{t-1} \pm \text{Pt-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 290 168 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 296 271 хил. лв.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 321 712 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 509 207 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -966 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	9 590 053
2	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	833 918
3	Приходи, отчет в хил. лв.	286 140
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	71 952
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	9 380 153
6	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	815 665
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	281 263
8	Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.	70 377
10	P_{t-3}	-876
9	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.10)**	**-4 178**
10	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.**	**-3 212**
11	**P_{t-2} (р.9-р.10)**	**-966**

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на 34 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	101 913
3	Разходи за амортизации	61 734
4	Регулаторна база на активите	587 687
4.1.	Призната балансова стойност на активите	441 881
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	119 431
4.3.	Необходим оборотен капитал	26 375
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	39 199
7	Корекция с фактор Z	- 5 133
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	34
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**306 835**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**9 385 737**

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 – 0,00970 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03271 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh,

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 306 835 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 385 737 MWh.

3.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00823 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

3.2.1. 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-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00823	0,00391	**-52,49%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03154	0,02939	**-6,82%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00503	0,01132	**+125,05%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01651	0,02842	**+72,14%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти, директно присъединени към подстанции (в лв./kW/ден)	-	0,01207	-

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 108 372 хил. лв., при утвърдени за четвъртия регулаторен период – 89 128 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 94 849 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8,51%;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 58 907 хил. лв.;

– Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 8 154 хил. лв.;

– Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 10 702 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите в размер на 630 477 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 613 659 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 708 841 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. в размер на 95 934 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 25 403 хил. лв.;

г) балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 199 701 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 8,42%;

– Корекция с фактора Z – (минус) -10 470 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г. – (минус) -8 481 хил. лв.

3.2.2. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2017 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 106 145 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1.;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 8%. Следва да се отбележи, че постигнатото от „Електроразпределение Юг“ ЕАД ниво на технологичния разход за 2017 г. е около 8%, а посоченото в заявлението ниво от 8,51% е некоректно, тъй като в него са включени и небаланси, а Комисията включва разходи за небаланси допълнително към разходите за технологични разходи;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 25 403 хил. лв. на 24 923 хил. лв., съгласно т. 2.4.3. от общия подход;

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -12 255 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Zt=\left(\text{Путв.} - \text{Епрог.}*\frac{\text{ТРодоб.\%}}{\text{1-ТРодоб.\%}}*\text{Цтр.}\right)\text{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Еотч.}*\frac{\text{ТРодоб.\%}}{\text{1-ТРодоб.\%}}*\text{Цтр.}\right)\text{t-1} \pm \text{Pt-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 258 171 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 272 076 хил. лв.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 134 295 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 731 150 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -4 513 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	8 807 280
2	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	765 850
3	Приходи, отчет в хил. лв.	274 874
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	66 078
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	8 134 295
6	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	707 330
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	256 408
8	Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.	61 029
10	P_{t-3}	-801
9	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.10)**	**-14 217**
10	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.**	**-9 704**
11	**P_{t-2} (р.9-р.10)**	**-4 513**

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на (минус) -8 481 хил. лв.

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	93 240
3	Разходи за амортизации	56 359
4	Регулаторна база на активите	629 997
4.1.	Призната балансова стойност на активите	509 140
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	95 934
4.3.	Необходим оборотен капитал	24 923
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	42 021
7	Корекция с фактор Z	- 12 255
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 8 481
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**277 029**
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 – 0,00883 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03249 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh,

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 277 029 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 586 990 MWh.

3.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-16 от 30.03.2018 г., „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01036 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00800 лв./kWh.

3.3.1. 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-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01036	0,01218	**+17,57%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03008	0,03538	**+17,62%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00800	0,00940	**+17,50%**

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за първата 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 84 766 хил. лв., при утвърдени за четвъртия регулаторен период – 71 841 хил. лв.;

– Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – 70 912 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 10,02%;

– Разходи за амортизации на съществуващите активи – 34 101 хил. лв.;

– Разходи за амортизации на инвестициите за регулаторния период – 8 484 хил. лв.;

– Годишни амортизационни отчисления на активите, придобити по безвъзмезден начин – 2 303 хил. лв.;

– Разходи за балансиране – 1 091 хил. лв.;

– Регулаторна база на активите в размер на 263 676 хил. лв., при утвърдена за предходния ценови период – 341 881 хил. лв., в т.ч.:

а) призната балансова стойност на активите в размер на 188 024 хил. лв.;

б) среден номинален размер на инвестициите за периода 2018 г. – 2020 г. в размер на 56 056 хил. лв.;

в) необходим оборотен капитал – 19 596 хил. лв.;

– Норма на възвръщаемост на капитала – 9,12%;

– Корекция с фактора Z – (минус) -6 215 хил. лв.;

– Корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г. – (минус) -3 153 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 2017 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на 82 457 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. от единния подход. Допълнителен аргумент представлява и обстоятелството, че през базисната година дружеството увеличава тази група разходи с 15% спрямо утвърдените за регулаторния период и с 25% спрямо отчетените за предходната 2016 г. В тази връзка може да се приеме, че поисканото увеличение с размера на инфлацията от 2,8% за 2017 г. е акумулирано от дружеството още през базисната година;

– Разходите за технологични разходи са изчислени при технологичен разход в размер на 9%, в съответствие с т. 2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

– Стойността на необходимия оборотен капитал е коригирана от 19 596 хил. лв. на 18 713 хил. лв., съгласно т. 2.4.3. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е коригирана на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -8 353 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Zt=\left(\text{Путв.} - \text{Епрог.}*\frac{\text{ТРодоб.\%}}{\text{1-ТРодоб.\%}}*\text{Цтр.}\right)\text{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Еотч.}*\frac{\text{ТРодоб.\%}}{\text{1-ТРодоб.\%}}*\text{Цтр.}\right)\text{t-1} \pm \text{Pt-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 176 064 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 186 303 хил. лв.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 225 826 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 588 927 хил. kWh;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -2 379 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	5 735 511
2	Утвърдено количество технологичен разход (9%), MWh	567 248
3	Приходи, отчет в хил. лв.	202 354
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	48 944

5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	5 225 826
6	Утвърдено количество технологичен разход (9%), MWh	516 840
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	184 885
8	Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.	44 594
10	P_{t-3}	-516
9	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.10)**	**-14 035**
10	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.**	**-11 656**
11	**P_{t-2} (р.9-р.10)**	**-2 379**

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на (минус) -3 113 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	67 245
3	Разходи за амортизации	40 282
4	Регулаторна база на активите	262 792
4.1.	Призната балансова стойност на активите	188 024
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	56 056
4.3.	Необходим оборотен капитал	18 713
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	17 528
7	Корекция с фактор Z	- 8 353
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 3 113
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**196 046**
10	**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 – 0,01171 лв./kWh;**

– **цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03279лв./kWh;**

– **цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 196 046 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

3.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh.

3.4.1. „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия до/през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2018 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

3.4.2. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-09-8 от 02.04.2018 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за първата ценова година от петия регулаторен период. След анализ на тази информация, данните от годишния финансов отчет на дружеството за 2017 г. и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 2, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са признати на стойност от 1 748 хил. лв. до нивото, отчетено през базисната година, в съответствие с мотивите, изложени в т. 2.1. от единния подход.

– Прогнозната стойност на разходите за амортизации е определена в размер на 413 хил. лв. в съответствие с т. 2.3. от единния подход. Изчисленията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

	„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД	**2018 г.**	**2019 г.**	**2020 г.**
1	Разходи за амортизации	538	496	297
2	Годишни амортизационни отчисления на безвъзмездно придобитите активи	- 75	- 75	- 75
3	Разходи за амортизации на съществуващите активи, придобити по възмезден начин	463	421	222
4	**Среден годишен разход за амортизации на съществуващите активи**	**369**		
5	**Амортизация на инвестициите**	**44**		
6	**Среден годишен разход за амортизации**	**413**		

– Регулаторната база на активите е определена в размер на 2 214 хил. лв. в съответствие с т. 2.4. от единния подход:

а) средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период:

хил. лв.

1	Балансова стойност на активите към 31.12.2017 г.	3 027
2	Балансова стойност на активите, придобити по безвъзмезден начин	605
3	Призната балансова стойност на активите към 31.12.2017 г. (р.1-р.2)	2 422
4	Средна стойност на амортизациите (3*АМ1 + 2*АМ2 + АМ3 – 6*АМф)/3	818
5	**Средна балансова стойност на съществуващите активи за регулаторния период (р.3-р.4)**	**1 604**

б) среден номинален размер на инвестициите:

хил. лв.

	2018 г. *(И1)*	**2019 г. *(И2)***	**2020 г. *(И3)***

1	Инвестиции – общо	427	304	365
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	130	115	148
3	Амортизация – общо	18	49	82
4	Амортизация на активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	3	9	16
5	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3+р.4)	282	149	151
6	**Среден номинален размер на инвестициите** ***И = (2,5*И₁ + 1,5*И₂ + 0,5*И₃)/3***	**335**		

в) стойността на необходимия оборотен капитал е определена в размер на 275 хил. лв. съгласно т. 2.4.3. от единния подход.

– Технологичните разходи на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са запазени на 5% в съответствие с т. 2.2. от единния подход;

– Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 2.7. от единния подход;

– Нормата на възвръщаемост е определена на 6,67% съгласно т. 2.5. от единния подход;

– В съответствие с т. 2.6.4. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (плюс) 42 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Zt=\left(Путв. – Епрог.*\frac{ТРодоб.\%}{1\text{-}ТРодоб.\%}*Цтр.\right)t\text{-}1 – \left(Потч. – Еотч.*\frac{ТРодоб.\%}{1\text{-}ТРодоб.\%}*Цтр.\right)t\text{-}1 \pm Pt\text{-}2$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 2 432 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 2 377 хил. лв.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 70 505 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 68 910 хил. kWh;

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

$Ц_{тр.}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително разходи за балансиране, цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 118,75 лв./MWh;

P_{t-2} – (минус) -3 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	72 203
2	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 800
3	Приходи, отчет в хил. лв.	3 013
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	328
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	65 398
6	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	3 442
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	2 729
8	Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.	297
10	P_{t-3}	-31
9	**Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4+р.10)**	**-284**
10	**Z_{t-1}, утвърден с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.**	**-281**
11	**P_{t-2} (р.9-р.10)**	**-3**

– В съответствие с т. 2.6.3. от единния подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2017 г., в размер на -55 хил. лв.

		2015 г. *(И₁)*	**2016 г. *(И₂)***	**2017 г. *(И₃)***
		отчет	**отчет**	**отчет**
1	Инвестиции – общо	451	249	181
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	355	0	50
3	Нетна амортизация, An	8	26	30
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	88	223	101
5	Среден номинален размер на инвестициите $И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$	202		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	480		
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	24,7		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	50		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*3+(р.7-р.8)*3	-135		
10	Приложена корекция с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г.	-80		
11	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.9-р.10)	-55		

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	455
3	Разходи за амортизации	413
4	Регулаторна база на активите	2 214
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 604
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	335
4.3.	Необходим оборотен капитал	275
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,67%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	148
7	Корекция с фактор Z	42
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	- 55
9	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**2 751**
10	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**69 170**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

– **цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;**

– **цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03301 лв./kWh,**

необходими годишни приходи за първата ценова година от петия регулаторен период – 2 751 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 69 170 MWh.

VIII. КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени от дружествата крайни снабдители, както следва: с вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 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-13-77-3 от 28.03.2018 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 2017 г. – 2018 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. 3 от НРЦЕЕ, както и разходите за балансиране следва да бъдат запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР, съответно в размер на 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия, в зависимост от индивидуалните приходи и разходи на крайните снабдители, и в размер на 2,20 лв./MWh. В тази връзка се приема, че не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

При утвърждаването на цените на крайните снабдители следва да бъде отчетена необходимостта от създаване на предпоставки в дългосрочен план за осигуряване на плавен преход към напълно либерализиран пазар на електрическата енергия. При утвърждаването на регулираните цени на електрическата енергия по веригата на взаимносвързаност: производство – обществена доставка – снабдяване от краен снабдител, Комисията се ръководи от принципите за равнопоставеност между пазарните участници на регулирания и свободния пазар. В тази връзка е необходимо определянето на ценообразуващите елементи на регулирания сегмент на пазара да следва тенденциите и постигнатите резултати на конкурентния пазар, което се постига чрез използването на сравнителни анализи.

Дружествата на пазара по свободно договорени цени, в резултат на конкурентната среда, в която оперират, оптимизират разходите и съответно надценките, които калкулират в крайната офертна цена на клиентите си с оглед конкурентоспособността си. Анализ на офертните цени[17] на свободния пазар, съпоставени с постигнатите цени на търговете за дългосрочни продукти на производителите, показва, че разликата между цените на едро и тези на дребно, т.е. надценката на доставчиците е в диапазона 2-6 лв./MWh, която следва да покрие разходите за балансиране, оперативните разходи на дружеството (разходи за заплати и

[17] Служебно известна информация

осигуровки, разходи за управление, фактуриране, инкасиране, несъбираеми вземания, разходи за енергийна ефективност, маркетинг и реклама, търговски представители и др.), както и да осигури печалба. Разликите в прилаганите надценки от почти 100% се дължат основно на таргетираните групи клиенти и пазарното портфолио на търговеца. Тези, които са се фокусирали основно върху малки бизнес клиенти, за които се прилагат стандартизирани товарови профили, калкулират допълнителни около 1-2 лв./MWh в клиентската цена, отразяващи допълнителните разходи за търговски представители, маркетинг, реклама и автомобили, които разходи са неприсъщи за крайните снабдители, осъществяващи дейността си на регулирания пазар. Важно е да се отбележи също, че надценката на търговците на свободния пазар следва да покрива и специфични рискове, от които крайните снабдители са защитени от регулираната цена, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др. При доставчиците на електрическа енергия, които са прехвърлили част от тези специфични рискове към клиентите си чрез договори, предвиждащи динамично ценообразуване (клиентската цена се определя като функция на цената на едро за дългосрочен продукт на даден производител, в повечето случаи „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, профила на потребление на клиента и фиксиран процент търговска надценка[18], включваща небаланси), се наблюдават дори по-ниски нива на надценката от посочените по-горе, в размер на около 2-3 лв./MWh.

Съпоставката на гореизложените данни, резултатите от бенчмаркинг анализа, въз основа на който е определена компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., както и утвърдената за предходните два ценови периода надценка на крайните снабдители, налагат извода, че определената надценка за крайните снабдители в размер на 4,67 лв./MWh (включваща компонента за дейността по чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ в размер на 2,47 лв./MWh, определена като 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия и компонента за балансиране по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в размер на 2,20 лв./MWh) е съпоставима, дори надвишаваща средните нива на пазара.

Анализът на отчетните данни на дружествата за 2017 г. показва, че реализираните маржове значително надвишават утвърдените от регулатора. При „ЧЕЗ Електро България“ АД с 90%, при „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД с 40%, а при „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД със 118%.

	Показатели	**„ЧЕЗ Електро България“ АД**	**„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД**	**„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД**
1	Фактурирани количества за 2017 г., MWh	5 656 086	4 967 399	3 242 092
2	Отчетени приходи, хил. лв.	657 497	565 704	380 988
3	Постигната средно претеглена цена, лв./MWh	116,25	113,88	117,51
4	Разходи за електрическа енергия, хил. лв.	607 402	533 416	348 130
5	Среднопретеглена цена за покупка на електрическа енергия от НЕК ЕАД, лв./MWh	107,39	107,38	107,38
6	Реализиран марж, хил. лв.	50 096	32 287	32 858
7	Реализиран марж, лв./MWh	8,86	6,50	10,13
8	Утвърден марж, включващ разходи за балансиране и компонента за дейността в размер на 2,29%, хил. лв.	26 353	23 144	15 105

[18] Служебно известна информация

9	**Надвзети средства**	**23 743**	**9 144**	**17 753**

Видно от горното, крайните снабдители реализират значително по-високи маржове от утвърдените в регулираните цени на дружествата и ако спазват заложената рамка относно разходите за небаланси, реализираните маржове позволяват както да се покрият оперативните разходи на дружествата, така и да се осигури възвръщаемост в значителен размер, което се потвърждава от отчетените финансови резултати за годината. Приемането на исканията им за повишаване на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ би осигурило свръхпечалба, респективно свръхвъзвръщаемост на крайните снабдители, предвид което не би бил спазен принципът по чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Следва да се има предвид, че при калкулациите на разходите на крайните снабдители не са отчетени обстоятелствата, че през 2017 г., в качеството си на координатори на специални балансиращи групи, тези дружества продължават практиката да купуват по-малко електрическа енергия за потреблението на крайните клиенти и повече за технологични разходи, което им осигурява допълнителни печалби, за сметка на приходите на обществения доставчик от цената за задължения към обществото.

Предвид гореизложеното е икономически обосновано компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ да се запази в размер на 2,47 лв./MWh или 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия, т.е. такава, каквато е била определена за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

Преминаването на голяма част от небитовите потребители към свободния пазар предполага оптимизация на разходите на крайните снабдители, с оглед постигане на равнопоставеност между клиентите, избрали пазара по свободно договорени цени, и клиентите на крайните снабдители, за които цените на електрическата енергия се утвърждават от регулатора. Следва да се има предвид и европейската практика, която показва, че при пълно либерализиране на пазара на електрическа енергия, каквото предстои да се осъществи и в България, оптимизирането на разходите на снабдителите е от изключителна важност и се случва по естествен път поради минималните маржове на конкурентните пазари.

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.

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 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

2.1. „ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-26 от 30.03.2018 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

2.1.1. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 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-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,17643	0,13894	**-21,25%**
- Дневна	0,11294	0,13828	**+22,44%**
- Нощна	0,07024	0,08628	**+22,84%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14196	0,13862	**-2,35%**
- Нощна	0,07024	0,08628	**+22,84%**
3. Една скала	**0,14196**	**0,11915**	**-16,07%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13205	0,13821	**+4,66%**
- Нощна	0,05696	0,08603	**+51,04%**
2. Една скала	**0,13205**	**0,11880**	**-10,03%**

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-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цени на обществения доставчик и възлизат на 515 450 хил. лв.;

– Разходи за балансиране на стойност 17 036 хил. лв.;

– Възвръщаемост на регулаторната база – 5 341 хил. лв.;

– Компонента за дейността – 29 963 хил. лв.;

– Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 4 045 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 172 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 16 546 хил. лв., разходи за ребрандиране – 2 027 хил. лв.;

– Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 785 534MWh.

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. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 3% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, т.е. максималният размер на икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на дружеството не следва да надхвърля 15 464 хил. лв., а дружеството предлага 35 304 хил. лв. 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 и компонентата за балансиране.

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 01.07.2018 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	0,17990
- Дневна	0,11525
- Нощна	0,07174
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14428
- Нощна	0,07174
3. Една скала	**0,14428**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13219
- Нощна	0,05582
2. Една скала	**0,13219**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;

– компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 538 075 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 – 0,01024 лв./kWh;**

2. **Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03271 лв./kWh;**

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01796 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00519 лв./kWh.**

2.2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-6 от 30.03.2018 г., изменено с писмо с вх. № Е-13-49-6 от 11.05.2018 г., „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

2.2.1. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 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 01.07.2018 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,16856	0,17265	**+2,43%**
- Дневна	0,11238	0,11509	**+2,41%**
- Нощна	0,06488	0,06642	**+2,37%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13094	0,13904	**+6,19%**
- Нощна	0,06488	0,06642	**+2,37%**
3. Една скала	**0,13094**	**0,13904**	**+6,19%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13094	0,13904	**+6,19%**
- Нощна	0,05462	0,06642	**+21,60%**
2. Една скала	**0,13094**	**0,13904**	**+6,19%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Прогнозни продажби на електрическа енергия на крайни клиенти за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г. в размер на 4 572 461 MWh;

– Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти в размер на 107,71 лв./MWh;

– Разходи за балансиране в размер на 2,20 лв./MWh или общо за новия ценови период в размер на 10 059 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, изчислена по обратен път, в размер на 4,80% от утвърдената средна покупна цена на дружеството.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е подало и:

– Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране разходи за 2018 г., свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ) чрез цена за задължения към обществото и

– Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи за периода 2010-2017 г., свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по ЗЕЕ чрез цена за задължения към обществото.

2.2.2 Ценообразуващи елементи

Посочените разходи в горните искания не са обосновани от дружеството. Направена е обща оценка, без обосновка и без доказателства извършени ли са тези разходи за периода 2010-2017 г., 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.

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД се установи, че предложението на дружеството за стойностите на ценообразуващите елементи противоречи на разпоредбата на чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която размерът на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се определя в размер до 3% от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия, т.е. максималният размер на икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на дружеството не следва да надхвърля 3%, а дружеството предлага 4,8%.

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 „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,16849
- Дневна	0,11278
- Нощна	0,06473
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13119
- Нощна	0,06473
3. Една скала	**0,13119**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13169
- Нощна	0,05420
2. Една скала	**0,13169**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;

– компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 514 117 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 – 0,01024 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03249 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

– **за небитови клиенти – 0,01733 лв./kW/ден,**

– **за битови клиенти – 0,00516 лв./kWh.**

2.3. „ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-9 от 30.03.2018 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2018 г.

2.3.1. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 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 01.07.2018 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2018 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	0,17980	0,17980	**0,00%**
- Дневна	0,12412	0,12412	**0,00%**
- Нощна	0,07012	0,07222	**+2,99%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14431	0,14431	**0,00%**
- Нощна	0,07012	0,07222	**+2,99%**
3. Една скала	**0,14431**	**0,14144**	**-1,99%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13803	0,14036	**+1,69%**
- Нощна	0,05528	0,05691	**+2,95%**
2. Една скала	**0,13803**	**0,14036**	**+1,69%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

– Разходи за закупуване на електрическа енергия – 325 952 хил. лв., при утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител в размер на 107,71 лв./MWh;

– Разходи за балансиране – 9 986 хил. лв.;

– Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ – 9 779 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 – 4 412 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 372 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 01.07.2018 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	0,18215
- Дневна	0,12481
- Нощна	0,07084
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14573
- Нощна	0,07084
3. Една скала	**0,14573**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13859
- Нощна	0,05370
2. Една скала	**0,13859**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;

– компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 340 237 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 – 0,01024 лв./kWh;**
2. **Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00854 лв./kWh;**
3. **Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03279 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 01.07.2018 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-13-77-3 от 28.03.2018 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 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 01.07.2018 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	0,19114
- Дневна	0,10322
- Нощна	0,05060
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12840
- Нощна	0,05060
3. Една скала	**0,12840**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13380
- Нощна	0,05462
2. Една скала	**-**

при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;

– компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;

– необходими годишни приходи – 5 340 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 – 0,01024 лв./kWh;**
2. **Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00675 лв./kWh;**
3. **Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03301 лв./kWh.**

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2018 г. *(включващи цена за електрическа енергия, цена за мрежови услуги ВН, цена за мрежови услуги НН)*	
„ЧЕЗ Електро България“АД	1,70%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	1,61%

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,60%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	3,53%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**1,89%**

Изказвания по т.3:

Докладва П. Младеновски.

С. Тодорова влезе в залата.

По отношение на прогнозната пазарна цена за регулаторния ценови период, Младеновски вече е направил своето изложение. Само ще добави, че тук е определена прогнозна пазарна цена за независимия преносен оператор в размер на 73,13 лв./MWh (по същата методика, както и при ВЕИ) и прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 76,82 лв./MWh. Относно цената за задължения към обществото, в сравнение с утвърдената от предходното ценово решение 37,25 лв./MWh, същата е намалена на 36,01 лв./MWh. Причините са по-високите приходи на производителите и фонд „Сигурност на електроенергийната система“ от квотите, които се полагат на България, реализирани на ЕЕХ. Това води до понижаване на цената, въпреки повишените разходи. Повишените разходи са свързани с компенсации на обществения доставчик от предходни ценови периоди, свързани със средства от Наредбата за намаляване на тежестта на разходите за енергия от ВЕИ в размер на 4 500 млн. лв. Повишени разходи, отново свързани с тази наредбата за бизнеса, за ВЕИ, тъй като компонентата за ВЕИ е повишена, и съгласно изменението в ЗЕ индустриалните потребители ... тази наредба следва да се допълни с отстъпка за енергията, произведена от високоефективно комбинирано производство, като тези разходи са оценени на почти 34 млн. лв.

Съгласно изменението на чл. 21, ал.1, т. 21 и добавянето на изр. 2, че Комисията определя разполагаемост само на производители, чиято регулирана цена е не по-висока от 10/100 от прогнозната пазарна цена, са разгледани всички заявления, подадени от производители на електрическа енергия. Изчислена им е цената, въз основа на която след това са класирани ... В тази връзка е определена разполагаемост само на производители, чиято цена е с до 10% по-висока от средната пазарна цена. Изчислените цени на производителите са „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД - 54,00 лв./MWh (при заявени 56,43 лв./MWh), „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД - 76,99 лв./MWh (при заявени 98,75 лв./MWh), „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД - 106,96 лв./MWh (при заявени 120,98 лв./MWh), „ТЕЦ Марица 3“ АД - 156,18 лв./MWh (при заявени 157,09 лв./MWh), „ТЕЦ Варна“ ЕАД - 176,31 лв./MWh (при заявени 195,12 лв./MWh), НЕК ЕАД за електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД - 70,05 лв./MWh (при заявени 82,62 лв./MWh). В тази връзка е определена и разполагаемостта за производство на електрическа енергия. Информацията е получена от заявленията за цени от крайните снабдители и на НЕК ЕАД. Съгласно измененията в ЗЕ вече технологичните разходи няма да се купуват от обществения доставчик, а електроразпределителните предприятия ще си ги купуват от организирания борсов пазар. В тази връзка е определена разполагаемост само и единствено за покриване на товарите на крайните снабдители, съответно на потреблението на битови и небитови клиенти, на които те продават енергия.

Относно цената на обществения доставчик, променен е начинът, по който се формира цената на обществения доставчик във връзка с изменението на ЗЕ. В тази връзка, тъй като НЕК ЕАД вече не събира цена за задължения към обществото, определената цена на НЕК ЕАД за обществена доставка не включва вътре отделна компонента задължения към обществото, като съгласно Закона крайните снабдители вече ще трябва да заплащат въз основа на отчетените данни на фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Това е била причината и при промяната на Наредбата да се предвиди по-висока надценка за крайните снабдители. Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за обществения доставчик е запазена на 2,29%. Във връзка с това е определена цена, по която

НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители в размер на 71,76 лв./MWh. Спрямо предходната година общата цена е увеличена с 6 ст.

Относно цените на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД, извършените корекции са описани подробно в доклада. Цената за достъп е изчислена на 1,39 лв./MWh. Повишението се дължи главно на факта, че със Заповед на министъра е бил определен по-висок размер на студения резерв от 500 на 650 MW. Цената за пренос е изчислена на 8,85 лв./MWh, която е значително по-ниска от предложената от дружеството 11,05 лв./MWh. Приложена е корекция на РБА, тъй като като правоприемник на НЕК ЕАД, ЕСО ЕАД би следвало да следват политиката на НЕК ЕАД, когато е подавала заявление за цени. Съгласно Наредбата КЕВР не признава преоценки на активите, а малко преди да се прехвърлят активите на ЕСО ЕАД, може би заради счетоводна политика, е извършена преоценка на активите за пренос със 760 млн. лв., които се записват в отчета на дружеството като приход и НЕК ЕАД тогава не е отчел загуба. Това е в периода на строителството на Цанков камък. В тази връзка заради тази преоценка е коригирана РБА на ЕСО ЕАД. Нормата на възвръщаемост е повишена от 1,1% на 3%.

П. Младеновски представи информация, която не фигурира в доклада. При сравнение на цените за пренос на българския оператор и гръцкия оператор, въпреки че на гръцкия оператор нормата на възвръщаемост е два пъти по-голяма, цената му е по-ниска. Мрежата в Гърция е по-сложна, заради островите, отколкото мрежата в България, което води на мисълта, че причината за по-високата цена в България са оперативните разходи и разходите за заплати. Ако се сравни стандарта на живот в двете страни, очевидно в Гърция нивото на работната заплата е по-висока, отколкото в България. Това според Младеновски обяснява колко по-оптимизирни са разходите и колко по-ефективно работи гръцкият оператор, отколкото ЕСО ЕАД. Въпреки по-високата норма на възвръщаемост, по-високия стандарт на живот, по-високите заплати, цената е по-ниска. Има и момент, който предопределя по-висока цена, тъй като там се прилага методът горна граница на приходи при регулиране на цената на преносния оператор. Той предполага чрез включване в РАБ на инвестиции в бъдещ период по-висока възвръщаемост и по-висока цена.

По отношение на електроразпределителните дружества, в Комисията са постъпили заявления от трите големи ЕРД. Златни пясъци не е подало заявление, но с писмо е представило допълнителната информация, която е необходима за определянето на цените. Тригодишният предходен регулаторен период изтича тази година и с това решение Комисията следва да утвърди както приложим метод на регулиране, така и продължителност на новия регулаторен период. Досега прилаганият метод на регулиране е горна граница на приходи, като регулаторните периоди, прилагани до момента, са били тригодишни – от 2005 г. до 2008 г., петгодишни – от 2008 г. до 2013 г., двугодишни – от 2013 г. до 2015 г. и последният, тригодишен от 2015 г. до 2018 г. Според работната група трябва да се запази методът горна граница на приходи, като съгласно Наредбата регулаторният период е между 2 г. и 5 г. Има много плюсове и минуси дали да е кратък или да е по-дълъг, но работната група предлага да се запази продължителността на регулаторния период от 3 г., тъй като по този начин се създава както сигурност у дружествата за следващия тригодишен период по отношение на изпълнението на инвестиции и извършването на останалите ремонтни дейности, така и в регулатора, че може по-добре и по-ефективно да контролира изпълнението на заложените в ценовото решение критерии.

Относно единния подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества. По отношение на корекциите и по-голямата част от ценообразуващите елементи, Справките, утвърдени от Комисията, за минималните изисквания са били изготвени по начин, по който дружествата сами да изчислят по-голямата си част от нещата съгласно изложените формули, така че не са се налагали големи корекции по отношение на признатите ценообразуващи елементи, като начин на изчисление на инвестициите, които се включват в РАБ, начин на изчисление на разходите за амортизации,

начина за изчисление на нетните инвестиции и т.н. По отношение на експлоатационните и административните разходи за дейността разпределение, предложените от дружествата разходи в тази група са признати на ниво отчет от базисната година. С изключение на ЧЕЗ, и „Електроразпределение Юг“ ЕАД, и „Електроразпределение Север“ АД през базисната година, тъй като е била изискана информация за тази група разходи за трите години от регулаторния период, през последната базисна година те са значително завишени. Тъй като са увеличили заплати и т.н., предвид това са изконсумирали в тази базисна година инфлацията и средното увеличение на работната заплата, т.е всичко това вече се е случило и в тази връзка допълнителна индексация на оперативните разходи с инфлация не е предвидена. При ЧЕЗ няма завишение, има дори намаление на ОПР. Това е свързано заради страха им да нямат корекция в цените, свързана с изпълнение на инвестиционната програма. Те са прехвърлили голяма част от опекса в инвестициите под формата на работни часове, труд, което по принцип не е незаконно, приемливо е, но в тази връзка значително са намалили оперативните си разходи. Прилагайки общия подход, и при тях са признати на ниво отчет за 2017 г. базисната година.

Относно технологични разходи за разпределение на електрическа енергия, в доклада е представен анализ на технологичните разходи. Определените с предходното ценово решение технологични разходи в размер на 8% – 9% за трите големи електроразпределителни дружества вече са достигнати, дори намалени от едно от тях - „Електроразпределение Юг“ ЕАД. Но „Електроразпределение Юг“ ЕАД представя некоректни данни, въпреки изричното минимално изискване, че трябва да представя данни относно отчетения технологичен разход, т.е. свързан с разхода, за който са заплатили цена за задължения към обществото. Въпреки това те в ценовото си заявление изчисляват технологичния разход като енергията, която са закупили от НЕК ЕАД. Това е некоректно, защото разликата е или небаланси, които в разходните им за технологични разходи са включени допълнително разходи за небаланси, или другото, което е било описано в предишните решения. Те купуват повече енергия за технологични разходя, което продава крайният снабдител, заради по-ниската цена за технологични разходи, тъй като в нея не е включено задължение към обществото. Реалният им технологичен разход е в размер на 8,018% (8,02%). Според П. Младеновски той е още по-нисък, защото ако се погледне назад в 2017 г., началото на м. декември, когато Фючър Енерджи е излязъл от пазара, тогава е имало два дни, в които Фючър Енерджи е дал небалансирани графици (преди това търговецът на ЕВН е бил направил една голяма група, в която са били концентрирани всички търговци, тези небалансирани графици е трябвало да се отчетат като разходи за недостиг на голямата група на ЕВН). Тъй като Фючър Енерджи е излязъл от пазара, търговецът „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД е трябвало да заплати тези разходи. За да намалят тогава сумата, поне за клиентите на Фючър Енерджи, които са разположени на лицензионната територия та ЕВН, тези разходи са били отнесени към технологичния разход на електроразпределителното дружество. В тази връзка Младеновски счита, че те са дори по-малко от 8,02%, което доказва, че 8% технологичен разход са напълно достижими. С оглед на огромните инвестиции, които дружествата предвиждат през следващия период, Младеновски смята, че заложените проценти от предходното ценово решение са оптималните и би следвало да се запазят.

Относно разходите в общия подход, в доклада детайлно са описани формулите, по които се изчисляват разходите за амортизации, РБА, средният годишен номинален размер на инвестициите, нормата на възвръщаемост на капитала. Нормата на възвръщаемост на капитала е намалена спрямо миналогодишната, описано е подробно как е изчислена, от 7,02% на 6,67%. Ако се прегледат последните регулаторни решения на регулаторите в Европа, навсякъде се забелязва понижение на нормата на възвръщаемост поради намаляване на стойността на привлечения капитал. Във всички държави се забелязва такова намаление, стартирало от предходната година, от порядъка между 1% и 3% се намалява нормата на възвръщаемост. Дори в скандинавските държави е утвърдена норма на възвръщаемост около 3%. В Гърция нормата на възвръщаемост, определена за предходния

регулаторен период, е намалена с около 1,5%. В Македония нормата на възвръщаемост, определена на ЕВН, е дори по-ниска от предложената от работната група в доклада. При изчисляването на нормата на възвръщаемост е било изключително трудно да се намери подходяща β, която да се използва за активите. Невъзможно е да се изчисли β за българския пазар поради малкото дружества, които участват на борсата (само „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД), така че данните не са достатъчно представителни. Повечето анализатори, като на Aswath Damodaran може да се има най-много доверие, прави един микс от дружества в енергетиката за Европа, в които също няма българско дружество. Българските дружества ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД са включени в развиващите се пазари. В развиващите се пазари β е изключително изкривена за българските стандарти поради факта, че там влизат основно индийски и китайски компании. П. Младеновски не смята, че това може да е максимално приложимо за условията в България. В тази връзка е използван един анализ с подбрани дружества от Европа, който е предоставен в независимо изследване на Stern Stewart & Co, което е приложение към заявлението за цени на ЕВН. Извършени са корекции за предходния регулаторен период с фактора Z въз основа на отчетните данни, които има до м. март, включително. За април, май и юни е приложена прогнозата на дружествата. Извършени са и корекции за извършените инвестиции през регулаторния период. Те съвпадат напълно с това, което дружествата са представили като данни и като изчисления, тъй като подложката е била в минималните изисквания. Разходите за балансиране са запазени на ниво предходната година. При крайните снабдители общият подход е подобен. Там както надценката, така и разходите за балансиране са запазени за предходната година. В цената не са включвани разходи за енергийна ефективност и за несъбираеми вземания. Конкретните цифри и изчисления са представени в доклада. Нетният, крайният ефект при така определените цени, е изменението на общите цени на електрическата енергия за битови абонати: на „ЧЕЗ Електро България“АД - 1,70%, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД - 1,61%, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД - 2,60%, „ЕСП Златни Пясъци“ ООД - 3,53%. Среднопретеглено изменение - 1,89%.

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 на 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.

И. Н. Иванов установи, че няма допълнения от работната група.

П. Младеновски допълни, че в доклада има допуснати две технически грешки. На стр. 64, в приходи, утвърдени на „Електроразпределение Север“ АД, е записано 184 885, а правилната цифра е 184 485. В началото на доклада има още една техническа грешка. Същите ще бъдат отстранени.

И. Н. Иванов каза, че това трябва да стане, преди докладът да бъде публикуван на интернет страницата на КЕВР.

П. Младеновски каза, че е искал при гласуването на доклада членовете на Комисията да знаят, че в тези цифри има допусната техническа грешка. Младеновски уточни, че другата грешка е в цената от 4,21 €/MWh на експортната такса.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и насрочи открито заседание по доклада на 31.05.2018 г. от 10:30 ч. Закритото заседание за приемане на проект на решение ще се проведе на 01.06.2018 г. от 10:00 ч.

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 ЗЕ, Комисията да вземе следните

Р Е Ш И:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;
2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 31.05.2018 г. от 10:30 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 **трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев.

Решението е взето с **шест гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за), от които **три гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 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 4 MW и над 4 MW;
3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на 06.06.2018 г. от 10:00 ч.;
4. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;
5. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;
6. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

По т.2. както следва:

1. Приема доклада относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2018 г.;
2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 31.05.2018 г. от 10:30 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.3. както следва:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 31.05.2018 г. от 10:30 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.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-470 от 18.05.2018 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 4 MW и над 4 MW;

2. Доклад с вх. № Е-Дк-471 от 18.05.2018 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 01.07.2018 г.;

3. Доклад с вх. № Е-Дк-472 от 18.05.2018 г. - утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР: **ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

..... **ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**

(С. Тодорова)

.....

(Р. Осман)

.....

(А. Йорданов)

..... **ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

(В. Владимиров)

Р. ТОТКОВА

.....

(Г. Златев)

.....

(Е. Харитонова)

Протоколирал:

(А. Фикова - главен експерт)