П Р О Т О К О Л

№ 110

София, 27.05.2016 година

Днес, 27.05.2016 г. от 10:04 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 присъства Валентин Петков, член на Комисията от състав «ВиК», и Димитър Кочков, член на Комисията от състав «ВиК», по т. 1 от дневния ред.

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

Установено бе, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад относно: определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса.

Работна група: Ивайло Александров, Елена Маринова, Венелин Баросов, Цветанка Камбурова, Анелия Петрова, Радостина Методиева и Стоил Манчев

2. Доклад относно: извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика” от 01.07.2016 г.

Работна група: Ивайло Александров, Елена Маринова, Георги Петров, Цветанка Камбурова, Анелия Петрова, Ана Иванова, Йовка Велчева и Стоил Манчев

3. Доклад относно: определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които обществеият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които обществеият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Лъчезар Ралчев, Юлиан Стоянов, Радостина Методиева, Силвия Петрова, Петя Георгиева, Бойко Стоянов

4. Доклад относно: утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика”.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Лъчезар Ралчев, Юлиан Стоянов, Радостина Методиева, Силвия Петрова, Петя Георгиева, Бойко Стоянов

По т.1. Комисията разгледа доклад относно **определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса**.

В изпълнение на Заповед № З-Е-82 от 17.05.2016 г. е назначена работна група, която да извърши проучване на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ), с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW, както и актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса.

В резултат от извършения анализ е установено следното:

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 за целия срок на договорите за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници. От друга страна, разпоредбата препраща към съответната наредба по чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ), а именно Наредба № 1 от 18 март 2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, обнародвана в ДВ, бр. 33 от 05.04.2013 г. (НРЦЕЕ), която регламентира условията и редът за образуване на преференциалните цени.

В §54 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 17 от 2015 г., в ЗЕВИ е предвидено, че 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.

По смисъла на цитираната по-горе разпоредба, посочените ограничения не се прилагат за енергийните обекти по чл. 24, т. 1 и т. 3 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;

- с инсталирана електрическа мощност 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, и 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.

С § 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., изменен с бр. 100 от 2015 г. в ЗЕВИ е предвидено, че насърченията по чл. 18, ал. 1, т. 6, 7 и 8, както и чл. 31 и 32 от ЗЕВИ не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници по чл. 24, т. 3, които са въведени в експлоатация след 1 януари 2016 г.

Въз основа на всичко гореизложено, КЕВР следва да определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от енергийните обекти, посочени в

разпоредбата на чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ.

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, отразяващ изменението на стойността на разходите за суровини за производство на енергия, разходите за горива за транспорт и разходите за труд и работна заплата.

Общи принципи при определянето на преференциалните цени

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ са размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи, нивото на експлоатационните разходи, капиталовите разходи, в т.ч. разходите за амортизация, определени на основата на среден полезен технико-икономически живот на активите и възвращаемост. Преференциалните цени отразяват 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 Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE(Photovoltaics Report, 11 March 2016 – www.ise.fraunhofer.de), посочен в настоящия доклад.

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.

Ценообразуващи елементи

1. Инвестиционни разходи

Размерът на инвестиционните разходи за всички видове ВИ отразява всички инвестиционни разходи за машини, оборудване и съоръжения, трансформатори, специфични инвестиционни разходи, в зависимост от технологията, включващи електрически, топлинни и хидравлични инсталации, 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 инвестиционните разходи за края на 2015 г. за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на ЕС, съгласно източника на информация посочен в настоящия доклад.

2. Инфлация

За корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия при образуването на цените за производители е приложена прогнозна инфлация от 2 % с изключение на цените на електрическата енергия, произведена от биомаса. Приетата прогнозната инфлация е обоснована от прогнозните данни на Европейската централна банка, макроикономическите прогнози, заложени в актуализираната средносрочна бюджетна прогноза за периода 2016-2018 г., приета с Решение № 267 от 23.04.2015 г. на МС на РБ. Прогнозната средна хармонизирана инфлация заложена в средносрочна бюджетна прогноза за периода 2016 - 2018 г. е 1.8%, за 2016 г., след което слабо да се ускори до 2% в 2018 г.

3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала

Работната група счита за икономически обосновано при определянето на преференциалните цени за задължително изкупуване на електрическа енергия от ВИ да бъде определена еднаква целева стойност на нормата на възвръщаемост на капитала, при еднаква целева капиталова структура на собствения и привлечен капитал.

Използването на този регулаторен подход е свързано с прилагането на принципите,

приложими при изпълнение на регулаторните правомощия от КЕВР в чл. 23 от Закона за енергетиката. При реалното прилагане на определените преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Извършената оценка и анализ на параметрите използвани при прилагания метод за оценка на капиталовите активи за определяне нормата на възвръщаемост на капитала, преди данъчно облагане - дългосрочен лихвен процент за оценка степента на конвергенция, пазарната рискова премия, бета коефициент на активите и цената на привлечения капитал, показва, че нивото на нормата на възвръщаемост от 7 % следва да се запази при запазване и на структурата на капитала 30/70 (собствен/привлечен), с оглед осигуряване на стабилност на инвестиционния процес за централи, с по-дълъг период на изграждане. Извършена е и оценка на инвестиционния риск при производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, която подлежи на задължително изкупуване от обществения доставчик или крайните снабдители.

4. Средногодишна продължителност на работа на централите

При определяне на средно годишната продължителност на работа на фотоволтаични централи са използвани данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) като са отчетени нетните пълни ефективни часове по общини и региони в България за 2015 г. Осреднени стойности за фотоволтаични централи в страната са:

Югоизточен район – 1316.35 часа;
Югозападен район – 1369.12 часа;
Югоцентрален район – 1396.44 часа;
Североизточен район – 1251.79 часа;
Северозападен район – 1325.32 часа;
Североцентрален район – 1373.53 часа.

Осреднено за България нетните пълни ефективни часове за 2015 г. са 1342 часа.

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.

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия от фотоволтаични електрически централи, които включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., представляват в годишен план 1 % от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително. От 5^{та} до 20^{та} година от експлоатацията разходите за поддръжка нарастват на 2.75%.

В изпълнение чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, работната група е актуализирала преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението в стойността на ценообразуващите елементи, като разходи за суровини за производство, разходите за горива за транспорта и разходите за труд и работна заплата, които са част от експлоатационните разходи.

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВИ

I. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от фотоволтаични електрически централи (ФтЕЦ)

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 – 2836 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 - 2445 лв./kWp;

2. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни 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 – 46.43 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 – 40.03 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 20 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 342 часа;

6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7%

Отчитайки влиянието на отделните елементи, които оказват влияние върху нивото на цената, работната група предлага следните преференциални цени, по които обществения доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от фотоволтаични централи:

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.	**230,49**	100,00%
за експлоатационните разходи	46,43	20,14%
за разходи за амортизации	104,62	45,39%
за възвръщаемост	79,43	34,46%
ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	**198,70**	100,00%
за експлоатационните разходи	40,03	20,14%
за разходи за амортизации	90,19	45,39%
за възвръщаемост	68,48	34,46%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА

Цената на електрическата енергия произведена от биомаса, определена с 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., Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР се актуализирана с коефициент, който отразява изменението в стойността на ценообразуващите елементи, посочени в чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, изчислен като произведение от изменението на съответния

разход и дела на съответния ценообразуващ елемент.

Съгласно изискванията на чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ, КЕВР с писмо изх. № Е-04-24-1 от 04.05.2016 г. е изискала информация от Националния статистически институт (НСИ) относно процента на изменение на разходите за труд и работна заплата за съответния предходен период. Изисканата информация е получена с писмо с вх. № Е-04-24-1 от 18.05.2016 г.

Горива за транспорт лв./L.	**Средна цена - лв.**		**%**
	2014	**2015**	**2015/2014**
Дизелово моторно гориво	2,51	2,18	-13,1
Автомобилен бензин А 95 Н, (безоловен) - л	2,48	2,14	-13,7
Автомобилен бензин А 98 Н (безоловен) - л	2,76	2,43	-12,0
Газ пропан-бутан - цена за 1 л	1,17	0,92	-21,4
Метан за ЛТС - цена за 1 кг	1,79	1,60	-10,6
Коефициент отразяващ изменението на разходите за горива за транспорт			-14,2

Показател	**2014 (левове)**	**2015 (левове)***	**Изменение спрямо предходната година - %**
Коефициент отразяващ изменението на разходите за труд и работна заплата	**9860**	**10724**	**8,8**

Съгласно чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя от ДКЕВР, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието и храните годишни индекси за изменение на цените на тези суровини. С писмо с изх. № Е-03-13-1 от 04.05.2016 г. за целите на ценообразуването и е изискана от министерство на земеделието и храните (МЗХ) информация за годишните индекси за изменение на цените на суровини за производство на електрическа енергия от биомаса за 2015 г. Отговор от МЗХ не е получен. Приет е индекс на изменение от -1,2 %.

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 - т. 3 и т. 4 от Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) 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.

2. Разходи за работни заплати, които са елемент от експлоатационните разходи, в размер на:
   За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 61,9 лв./MWh;
   За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW –38,70 лв./MWh.
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.
4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
   За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 178,573 лв./MWh;
   За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 215,519 лв./MWh.

Цена и елементи на цената, в лв/MWh, без ДДС	**лв/MWh**	**%**
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**484,78**	100,00%
за експлоатационните разходи	335,96	69,30%
за разходи за амортизации	84,12	17,35%
за възвръщаемост	64,70	13,35%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	**449,62**	100,00%
за експлоатационните разходи	350,25	77,90%
за разходи за амортизации	56,08	12,47%
за възвръщаемост	43,28	9,63%

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага на комисията следните преференциални цени, по които продават производителите на електрическа енергия, с инсталирана електрическа мощност 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:

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- по т. 5 от Решение Ц-24 от 30.06.2015 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:
   За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 79,42лв./MWh.
2. Разходи за работни заплати, които са елемент от експлоатационните разходи, в размер на:
   За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 66,42 лв./MWh.
3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
   За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 12.645 лв./MWh.
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, в лв/MWh, без ДДС	лв/MWh	%
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	**398,59**	100,00%
за експлоатационните разходи	238,93	59,94%
за разходи за амортизации	90,25	22,64%
за възвръщаемост	69,41	17,41%

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивата на цените, работната група предлага на Комисията следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена 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.

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

I. Актуализиране на преференциалната цена на 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 комбиниран цикъл – т. 2 от Решение Ц-1 от 28.01.2015 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонтни работи, материали и др. експлоатационни разходи, свързани с производствения процес) в размер на:
-За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 51,61 лв./MWh;

2. Разходи за горива на транспорта, които са елемент от разходите за суровини за производство на електрическа енергия, 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 (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 6,20 лв./MWh;

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 (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 39,60 лв./MWh;

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 (комбиниран 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 общественият 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 са:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**205,22**	100,00%
за експлоатационните разходи	109,30	53,26%
за разходи за амортизации	54,33	26,47%
за възвръщаемост	41,59	20,27%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 МВт, 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 - т. 6 от Решение Ц-1 от 28.01.2015 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

-За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 105,36 лв./MWh

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 – 15,53 лв./MWh.

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 – 6,54 лв./MWh.

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 – 48,05 лв./MWh.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага следните преференциални цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса от растителни и животински субстанции:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**347,97**	100,00%
за експлоатационните разходи	170,81	49,09%
за разходи за амортизации	100,35	28,84%
за възвръщаемост	76,81	22,07%

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 - т. 35 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) 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

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.

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.

5. 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 – 157,06лв./MWh.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага следните преференциални цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса от растителни и животински субстанции:

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.	**449,08**	100,00%
за експлоатационните разходи	297,73	66,30%
за разходи за амортизации	82,62	18,40%
за възвръщаемост	68,73	15,30%

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 - т. 37 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

-За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 104,98 лв./MWh;

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;

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;

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;

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивата на цените, работната група предлага следните преференциални цени, по които обществения доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на 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.	**349,80**	100,00%
за експлоатационните разходи	166,40	47,57%
за разходи за амортизации	100,35	28,69%
за възвръщаемост	83,05	23,74%

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, съгласно разпоредбите на чл. 32, ал.4 от ЗЕВИ – т. 27, т. 28 и т. 29 от Решение Ц-19 от 28.06.2013 г.

1.Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонтни работи, материали и др. експлоатационни разходи, свързани с производствения процес) в размер на:

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

-За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 55 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 – 41,02 лв./MWh.

2.Разходи за горива на транспорта, които са елемент от разходите за суровини за производство на електрическа енергия, 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 с инсталирана мощност до 5 MW – 6,7 лв./MWh;

-За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 6,24 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 – 6,21 лв./MWh.

3.Разходи за горива 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 – 42,78 лв./MWh;

-За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 39,89 лв./MWh;

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 – 16,99 лв./MWh;

-За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 16,97 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 – 4,69 лв./MWh.

За електрически централи над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага следните преференциални цени, по които общественият 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 са:

Цена и елементи на цената	**лв./MWh (без ДДС)**	**%**
ЕЦ до 5 MW		
Цена, в т.ч.	**203,55**	100,00%
за експлоатационните разходи	110,84	54,45%
за разходи за амортизации	50,71	24,91%
за възвръщаемост	42,01	20,64%
ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	**233,91**	100,00%
за експлоатационните разходи	118,06	50,47%
за разходи за амортизации	63,38	27,10%
за възвръщаемост	52,47	22,43%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	**138,21**	100,00%
за експлоатационните разходи	51,88	37,54%
за разходи за амортизации	47,27	34,20%
за възвръщаемост	39,06	28,26%

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 - т. 35 от Решение Ц-19 от 28.06.2013 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонтни работи, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) 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.

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.

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.

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.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага следните преференциални цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса от растителни и животински субстанции:

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.	**455,16**	100,00%
за експлоатационните разходи	303,77	66,74%
за разходи за амортизации	82,62	18,15%
за възвръщаемост	68,77	15,11%

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 – т. 32 от Решение Ц-19 от 28.06.2013 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонти, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

-ЕЦ с инсталирана мощност до 0.5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия –76,61 лв./MWh.

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.

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.

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.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага следните преференциални цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса от растителни и животински субстанции:

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.	**456,00**	100,00%
за експлоатационните разходи	269,16	59,03%
за разходи за амортизации	102,15	22,40%
за възвръщаемост	84,69	18,57%

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 - т. 37 от Решение Ц-19 от 28.06.2013 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонтни работи, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

-За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 104,98 лв./MWh;

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.

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;

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.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивата на цените, работната група предлага на Комисията следните преференциални цени, по които обществения доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци:

Цена и елементи на цената, в лв/MWh, без ДДС	**лв/MWh**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**387,46**	100,00%
за експлоатационните разходи	204,06	52,67%
за разходи за амортизации	100,35	25,90%
за възвръщаемост	83,05	21,43%

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 – т. 33 от Решение Ц-18 от 28.06.2012 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонтни работи, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

-За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 121,60 лв./MWh;

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.

3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

-ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,43 лв./MWh;

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.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивата на цените, работната група предлага на Комисията следните преференциални цени, по които обществения доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци:

Цена и елементи на цената, в лв/MWh, без ДДС	**лв/MWh**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**358,96**	100,00%
за експлоатационните	175,43	48,87%

разходи		
за разходи за амортизации	100,35	27,95%
за възвръщаемост	83,19	23,17%

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 – т. 25 от Решение Ц-18 от 28.06.2012 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонтни работи, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

-За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 48,86 лв./MWh;

2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

-ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,20 лв./MWh;

3. Разходи за работни заплати в размер на:

-ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 4,68 лв./MWh.

За електрически централи над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивата на цените, работната група предлага на Комисията следните преференциални цени, по които обществеият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа над 5 MW, работеща с дървесни отпадъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване, и др. горски остатъци:

Цена и елементи на цената, в лв/MWh, без ДДС	**лв/MWh**	**%**
***централи с инсталирана мощност над 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**149,46**	100,00%
за експлоатационните разходи	55,54	37,16%
за разходи за амортизации	51,43	34,41%
за възвръщаемост	42,49	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, съгласно разпоредбите на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ – т. 16, т. 17 и т. 18 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г.

1.Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонтни работи, материали и др. експлоатационни разходи, свързани с производствения процес) 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 (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 52,05лв./MWh;

-За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от

прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 48,86 лв./MWh;

2.Разходи за горива на транспорта, които са елемент от разходите за суровини за производство на електрическа енергия, 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 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 (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 8,49 лв./MWh;

-За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 6,20 лв./MWh;

3.Разходи за горива 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 (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 54,27 лв./MWh;

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 (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 16,85лв./MWh;

-За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 4,68 лв./MWh;

За електрически централи над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага на Комисията следните преференциални цени, по които обществеият 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 са:

Цена и елементи на цената,в лв./MWh, без ДДС	**лв./MWh**	**%**
***ЕЦ до 5* MW**		
Цена, в т.ч.	**232,67**	100,00%
за експлоатационните разходи	127,97	55,00%
за разходи за амортизации	50,71	21,79%
за възвръщаемост	54,00	23,21%
ЕЦ до 5* MW, *с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**257,83**	100,00%
за експлоатационните разходи	127,07	49,29%
за разходи за амортизации	63,38	24,58%
за възвръщаемост	67,37	26,13%
***ЕЦ над 5* MW**		

Цена, в т.ч.	**149,43**	100,00%
за експлоатационните разходи	55,50	37,14%
за разходи за амортизации	51,43	34,42%
за възвръщаемост	42,49	28,44%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции - т. 22 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонтни работи, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

- ЕЦ с инсталирана мощност от 0.150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия –114,05 лв./MWh.

2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

- ЕЦ с инсталирана мощност от 0.150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,03 лв./MWh.

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

-ЕЦ с инсталирана мощност от 0.150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 158,19 лв./MWh.

4. Разходи за работни заплати в размер на:

- ЕЦ с инсталирана мощност от 0.150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 38,82 лв./MWh.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага на комисията следните преференциални цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса от растителни и животински субстанции:

Цена и елементи на цената, в лв./MWh, без ДДС	**лв./MWh**	**%**
ЕЦ над 0,150 до 1 MW		
Цена, в т.ч.	**433,61**	100,00%
за експлоатационните разходи	317,59	73,24%
за разходи за амортизации	55,73	12,85%
за възвръщаемост	60,29	13,90%

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– т. 2 от Решение Ц-35 от 27.10.2011 г.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за ремонт, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

-За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 132,54 лв./MWh;

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.

3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

-ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,43 лв./MWh;

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.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивата на цените, работната група предлага на Комисията следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци:

Цена и елементи на цената, в лв./MWh, без ДДС	**лв./MWh**	**%**
централи с инсталирана мощност до 5* MW*, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	**391,74**	100,00%
за експлоатационните разходи	184,34	47,06%
за разходи за амортизации	100,35	25,62%
за възвръщаемост	107,05	27,33%

Изказвания по т.1:

И. Н. Иванов: Бих желал да се концентрирате върху важното, особеното и новото. Няма смисъл да се правят изложения по половин час.

С. Манчев: Съгласно чл. 18, ал. 1 от ЗЕ производството на електрическа енергия от възобновяеми източници се насърчава по начините, посочени в същата разпоредба, т.е. чрез определяне на преференциални цени. Правомощие на Комисията е да определя цени ежегодно до 30 юни. В чл. 32, ал. 2 подробно са посочени критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалната цена. С §54 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката е въведено ограничение в обхвата на насърчаване като преференциални цени. Определяли са се само за енергийни обекти по смисъла на 24, т. 1 и т. 3. Това са обекти с инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции, и обекти с инсталирана електрическа мощност до 1,5 MW биомаса и 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл. С § 20 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. в ДВ, бр. 56 от 2015 г., обхватът на ограниченията е увеличен и към момента Комисията ще определя преференциални цени единствено за енергийните обекти, посочени в разпоредбата на чл.24, т.1. На следващо място трябва да се посочи, че съгласно 32, ал. 4 КЕВР ежегодно актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса.

В. Баросов: Общите принципи при определяне на преференциалната цена са както досега в последните 10 г. Това са основни фактори, определящи нивото на преференциалната цена – инвестиционни разходи, експлоатационни разходи, капиталови разходи, в т.ч. амортизационни разходи и норма на възвръщаемост. Цената отразява директно инсталираната мощност на обекта, мястото и начина на съоръженията. Другото нещо, което е в тези общи принципи, това е, че все пак се взима осреднената стойност на инвестиционните проекти, а не конкретни стойности на определен инвестиционен проект. Другото нещо, което можем да отбележим, е, че определянето на преференциалната цена се изчислява при определяне на настоящата стойност във финансовите потоци при определянето на необходимите приходи при горепосочените ценообразуващи елементи.

Основните ценообразуващи елементи, инвестиционни разходи. Инвестиционните разходи в този случай са определени на база инвестиционни разходи през 2015 г., посочени в уебсайта, който е посочен в доклада. Това са за нови електрически централи в края на 2015 г. Корекцията на експлоатационните разходи, която е приета от работната група, е 2% и с тези 2% са коригирани експлоатационните разходи в 20-годишния период за задължителното изкупуване на електрическата енергия.

Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала. Работната група счита за икономически обосновано при определянето на преференциалната цена да се вземе осреднена

еднаква целева стойност на нормата на възвръщаемост. За случая нормата на възвръщаемост е определена от 7 %. Това е прието. За последните години тази норма на възвръщаемост е непроменена, така че няма някакъв дискриминационен елемент в определянето на нивото на нормата на възвръщаемост.

Средна продължителност на работа на електрическите централи. В този случай сме взели основно докладите на Агенцията за устойчиво енергийно развитие. В нея отчитаме по региони нетните пълни активни часове за 2015 г., като осреднени те са показани в т.4. Осреднените за България нетни ефективни часове са от 1342 ч.

Размер на експлоатационните разходи. Експлоатационните разходи са отчетени пропорционално от инвестиционните разходи за първите 5 години в размер от 1%. За останалите от 5-та до 20-та година – 2,75%.

Определяне на преференциалната цена. Двете преференциални цени, които са предложени, това е до 5 kW, от 5 kW до 30 kW. До 5 kW инвестиционните разходи са предложени 1450 евро/kWp, а тази 5 kW до 30 kW - 1250 евро/kWp. Полезен живот – 20 години. Експлоатационните разходи са в размер на 46.43 лв./MWh за централите до 5 kWp, а над 5 kWp до 30 kWp са 40,03 лв./MWh.

Както споменах и преди малко, средната годишна продължителност е в размер на 1 342 часа.

На стр.5 са сложени цените, техния размер. Единственото, което прави впечатление, е, че над 5 до 30 kW има вече една цена, която е паритет на цената на електрическата енергия в мрежата, т.е. паритет на краен клиент за битов потребител.

Втората точка е актуализация на преференциалните цени. При актуализиране на преференциалните цени, съответно Комисията съгласно чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ, е изискала информация от Националния статистически институт, както и от Министерството на земеделието и храните. По първа точка от НСИ имаме пълната информация, от МЗХ все още не е получена. Имаме приет индекс за изменение от -1,2%. Процентът, отразяващ изменението на средна годишна работна заплата за предходната 2015 г. спрямо 2014 г., е 8,8%, а изменението на разходите за горива за транспорт, определени на изменението на средната пазарна цена, е общо -14,2%. Всички актуализирани цени от 2011 г. за биомаса са посочени от стр.6. Най-съществено в тях е, че за централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса с мощност над 5 MW, разходите за суровина са определени равни на нула. В този случай съществено изменение е, че цената за съответния производител пада от 240 лв./MWh на 139 лв./MWh. За същия производител аз имам едно по-специално виждане, защото все пак този производител на електрическа енергия (макар и от индустриални отпадъци) до известен момент е произвеждал електрическата енергия за собствено потребление. Впоследствие той е минал на вариант за изкупуване на цялото количество електрическа енергия от страна на обществения доставчик. В този случай моето виждане е, че малко общественият доставчик е ощетен, и то доста много, защото ако един такъв производител може да икономиса разходи за закупена енергия, то от друга страна разходите за електрическа енергия по изкупуване по преференциална цена от страна на НЕК ЕАД са доста големи. В този случай според мен тези неща трябва да има и някакви законови промени за точно такива големи производители.

И. Александров: Има предвид, че може би има чл.162, който е категоричен, че след задоволяване на собственото потребление (за „Монди Стамболийски“ говорим) трябва остатъкът да се продаде на НЕК ЕАД. В случая той визираше това дружество. Ако има данни, че наистина те не го правят това, наистина те са под удара на чл. 162, но те са длъжни да го спазват. Законови промени в тази посока са направени вече. Между другото „Монди Стамболийски“ има повишение и на мощността, така че те дълги години цялото производство на ел. енергия си го използваха за собствено потребление и не продаваха. Сега имат промяна на лицензията, увеличение на мощността, така че мисля си, без да сме правили проверка, че те задоволяват собственото си потребление и остатъка продават.

И. Н. Иванов: Има ли друго, което бихте искали да кажете на Комисията, обръщам се към цялата работна група, по тази точка първа? Няма. При това положение членовете на Комисията имат думата за изказвания и въпроси. Аз също искам да кажа нещо. То е съвсем конкретно. Когато се отчита инфлацията, е записано, че е приложена прогнозна инфлация от 2%. В същото време средносрочната бюджетна прогноза за периода 2016 – 2018 г. фиксира за първите две години инфлация 1,8%. С какъв аргумент е отчетена по-висока инфлация от средносрочната бюджетна прогноза за Р България?

Ц. Камбурова: Досега при определяне на цените винаги е използвана 2% инфлация, позовавайки се на прогнозни данни от ЕЦБ и други макроикономически показатели. Тези данни, които са записани, е използвана средносрочната прогноза, която е приета от МС на Р България. Тя е за периода 2016 – 2018 г., като за 2016 г. в нея е записано 1,8%

И. Н. Иванов: И за 2017 г.

Ц. Камбурова: След което има ускорение и 2018 г. отива до 2%.

И. Н. Иванов: Добре, но ние разглеждаме ценовия период, който завършва в средата на 2017 г.

Ц. Камбурова: Работната група се обедини да не променяме инфлацията, позовавайки се на това, че се очаква в тази програма 2018 г. да достигне до 2%.

И. Н. Иванов: Ние не говорим за 2018 г., прощавайте. Ние говорим за ценовия период, който започва 2016 г. и завършва 2017 г. Аз не чух валиден аргумент.

Ц. Камбурова: Това важи за цена, определена за 20-годишен период. Това е ценообразуващ елемент, който важи за 20-годишен период.

И. Н. Иванов: И вие нямате право да го променяте?

Ц. Камбурова: Имаме право, защото ..

И. Н. Иванов: Е, тогава?

Ц. Камбурова: При актуализация на цените е неценообразуващ елемент за корекцията на цените, което се прави всяка година. Сега се определя цената на електрическата енергия за 20-годишен период. На това сме се позовали. В интерес на истината, това беше дискусионно дали да остане. Бяхме се обединили да го махнем от доклада, но така или иначе остане. Спираме се на 2% без да се позоваваме на средносрочната бюджетна прогноза.

И. Н. Иванов: Аз не приемам тази позиция, защото ако инфлацията има период, когато има дефлация и се залагат 2%, това е директно обслужване на производителите на възобновяема енергия, които са обект на разглеждане в съответния закон.

Р. Осман: Аз не само че не приемам, това противоречи на всякакви правила. Вие самите сте писали: „*Прогнозната средна хармонизирана инфлация заложена в средносрочна бюджетна прогноза“*- официален документ в държавата. Ние в момента с нашето решение искаме да нарушим едни правила, които правителството и Парламентът казват: прогнозата е 1,8% за 2017 г. Вие казвате, че ще заложим 2%. Не е възможно да бъде толкова.

И. Н. Иванов: Тъй като сега разглеждаме доклада, считам, поне моето предложение е, аз го правя официално, е да се коригира инфлацията във всички изчисления, които са направени за следващия ценови период на прогнозната инфлация от официалния документ на Р България, 1,8%. Да не говоря, че съгласно данните от първите четири месеца тя ще се окаже и по-ниска, но ние трябва да стъпим на официален документ. Не може, затова че първите четири месеца е ниска, да ви кажа – вземете 1%. 1,8% трябва да се отчете. Не е защитима обратната теза.

И. Александров: Колегите имаха предвид, че инфлацията е ценообразуващ елемент, който не се променя всяка година по дефиниция. 2% е заложен за период от 20 г., т.е. за целия период на изкупуване на енергия. А това, че в момента сме отворили т.2, инфлация, това е да кажем, че тя е 2% в цените. Това е инвестиционният разход. Прието е нещо за 20 г. и се актуализира се само ръста на заплатите и т.н. То е формално основанието...

Р. Осман: Това е в доклада. Искате това да ги приемем. Защо го включвате?

И. Александров: Не, то така е направено и просто не е пипано. Не е коригирано в сегашния, защото от елементите на корекция всяка година сред тях не е инфлацията. Това колегите имат предвид.

И. Н. Иванов: Добре, но аз пак не мога да разбера защо например ще се отчита ръст на заплатите, а няма да се отчита изменението на инфлацията.

Р. Осман: В момента разглеждаме доклада. Стигаме до Общи принципи и след това – Ценообразуващи елементи. Преди малко обяснихте обратното. Първо посочвате инвестиционни разходи за ценообразуващи елементи. На второ място сте посочили инфлацията. Защо тогава е посочена? Преди малко г-н Александров каза, че в момента разглеждаме ценообразуващите елементи, които трябва да ги разглеждаме.

И. Александров: Става въпрос за корекциите. Ние в момента коригираме това, което е направено за 20 г. с определени...

Р. Осман: Тогава в доклада не бива да пише така. Аз ще помоля работната група и членовете, г-жо Маринова, запазете тишина, много ви моля. Този доклад трябва да бъде променен. В този вид не може вие да го предоставяте. Вие говорите за ценообразуващи

елементи и този доклад иска да бъде одобрен от Комисията. Това не е правилно. Искате от мен, т.2 пише инфлация... Това, което говорите и докладвате, че е така в 20-годишен период, ще го пишете в доклада, а няма да искате одобрение на този доклад в този вид. Не може да бъде приет, когато в доклада във втора точка пише ценообразуващи елементи и ми посочвате кои са процентите. Ще пишете нещо друго, това което коментирате. Не искайте одобрение от мен на това, което посочвате тук. Това е неправилно.

И. Н. Иванов: Ако искате да защитавате тезата, че инфлацията е заложена и не може да бъде променяна, това трябва да бъде казано съвсем ясно. Вие с каква цел давате тогава тази средносрочна бюджетна прогноза? Тя не защитава вашата теза. Вие казвате, че инфлацията е толкова, няма никакъв смисъл от тези прогнозни данни на ЕЦБ, защото и от Световна банка да ви дойдат прогнози, вие твърдите, че двата процента инфлация не може да бъде променяна в продължение на 20 г. Това е вашето становище. Ако е така, трябва да промените тази част от доклада.

Е. Маринова: Искам да кажа какво съм разбрала, защото все пак не съм икономист. В доклада има две части. Има една цена, която се определя като нова цена, и тя ще важи за 20-годишния срок на изкупуване на такава енергия. Това е цената, която е по чл.24 т.1 за слънчева енергия от покривни. Тази цена по ЗЕВИ се определя като се прилагат елементите, които са в чл.32, ал.2, т.е. тези ценообразуващи елементи, които четем. Тази инфлация, която тук е коментирана, е отразена на стр.5 в т.4 като инфлация на експлоатационните разходи за 20-годишния период. В актуализацията на цените, т.е. с този доклад ние определяме една нова цена с ценообразуващите елементи, които са посочени в ЗЕВИ. Явно в тях има и такъв ценообразуващ елемент – инфлация на експлоатационните разходи (това Ивайло да обясни), след което докладът третира актуализация на цените от биомаса, в които такъв елемент инфлация не се прилага и не се залага, защото в закона е казано, че Комисията ежегодно актуализира тези цени от биомаса с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 2, т.6, 7 и 8 – инвестиционни разходи, норма на възвръщаемост, структура на капитала и инвестициите, производителност, разходи свързани с по-висока степен... Коефициентът, с който се индексират цените, отразява само изменението на т.6, 7 и 8, което е разходи за суровини за производството на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата. Ежегодната актуализация на цените от биомаса става само със стойността на тези три разходи. А когато се прави нова цена, както те обясняват, тогава се взима и някаква инфлация..

И. Н. Иванов: Добре, но г-жо Маринова, все пак Вашето изказване е несъотносимо с това, което аз поставям като въпрос. Защо ми се цитира тук средносрочната прогноза на правителството, защо освен това се цитират прогнозни данни на ЕЦБ, след като те не влияят по никакъв начин върху стойността на инфлацията, заложена за 20 г.? С каква цел се прави това?

Е. Маринова: Принципно казвам, целта е да се определи стойност на инфлацията с аргументи. Да се каже: за 20-годишния период Комисията приема, че средната стойност на инфлацията е .... заради някакви аргументи.

И. Александров: Това е прието вече. Разбира се, че това е смисленият въпрос, на който отговор няма. Аз смятам, че втори път би било обидно да го обясня, защото Елена го обясни. Ние в момента в този доклад коригираме само т.6, 7 и 8, които са разходи за суровини, разходи за горива и разход за труд и работна заплата.

И. Н. Иванов: Това не го оспорваме. Питам, тогава защо това нещо съществува тук?

Е. Маринова: Защото то е ценообразуващ елемент в първата цена, където е сложен в римска точка под номер I.4. За да ни е аргументирано и обосновано решението, трябва да имаме мотиви защо приемаме, че инфлацията средносрочна е 2%. Не зная дали това са правилните мотиви.

И. Н. Иванов: Това не е средносрочна, тя е за 20 г.

Е. Маринова: Да, средносрочна за 20 г. Не зная дали това са правилните мотиви, но трябва да има мотиви за тази цифра 2 или друга цифра.

И. Александров: Тя е вече приета.

С. Тодорова: Кой я е приел?

И. Александров: Комисията с първото решение, когато е образувана цената, е приела, че тази цена е образувана така – при 2% инфлация за 20 г. Ние това в момента не го коментираме изобщо. Ние не правим в момента нова цена, само коригираме и актуализираме.

С. Тодорова: Не е вярно това, което казваш.

И. Н. Иванов: За покривните вие сте в правото си.

С. Тодорова: Не е вярно, аз съм свидетел. Аз знам много добре точно какво е положението, но аз се обърквам от твоите обяснения. Според мен Елена е права за това, което обяснява. Ние имаме две процедури. Те са различни по закон. В единия случай приемаме нови цени, а в другия случай актуализираме, но актуализираме само един вид цени. Това са за биомасата. Другите не подлежат на актуализация. Новите цени, преференциални, в тях се (така е било винаги, откакто са се приемали от 5 г. насам по ЗЕВИ) един от ценообразуващите елементи е инфлацията. Те са приели, че така, както е направено преди 5 г., и миналата, и по-миналата, и преди 3, 4, 5 г., с тази инфлация, която е приета, продължава по същия начин. Въобще не трябва да намесваме тук актуализация. Нямаме актуализация на тези цени. Това е само са експлоатационните разходи, които с някакъв процент в модела, се увеличават за всяка година, така че да се получи тази средна цена за 20-годишния период. Това е. Аз се обърквам от обяснението на Ивайло, че ние актуализираме тези цени. Не ги актуализираме.

И. Александров: Имам предвид биомаса.

С. Тодорова: Казвай биомаса, защото ние говорим за две различни неща. Така че за мен това е нормално. Дали Комисията ще каже сега, че не трябва да бъде с 2%, а с 1% или с 3%, това е друг въпрос, но по начало това е един от ценообразуващите елементи за нови цени. Тук въпросът е как да се аргументира, защото за 20 г. напред никой не може да направи прогноза. Прието е нещо като нормално и се прилага. Ако искате да се коментира размера на тази инфлация, трябва да има някаква обосновка.

Р. Осман: Не смятам и не е нужно нещо, което е взето като решение преди нас (дали е 1%, 2%, 10% инфлация, това не коментирам, взето е), и сега аз да търся мотиви защо са 2%. Не е правилно, г-жо Маринова. Това решение за 2% е взето. Вие казвате – трябва да има мотиви за тези 2%. Защо включвате това изречение: „*Приетата прогнозната инфлация е обоснована от прогнозните данни на Европейската централна банка, макроикономическите прогнози, заложени в актуализираната средносрочна бюджетна прогноза за периода 2016-2018 г., приета с Решение № 267 от 23.04.2015 г. на МС на РБ. Прогнозната средна хармонизирана инфлация заложена в средносрочна бюджетна прогноза за периода 2016 - 2018 г. е 1.8%, за 2016 г., след което слабо да се ускори до 2% в 2018 г.“*? Това ли са мотивите? Това не може да бъдат мотиви за 2%. 2% са заложени в дългосрочните договори, но няма да искате от членовете на Комисията в сегашния състав да търсят мотиви за 2%. Те са заложени в дългосрочни договори. Аз нямам никакво отношение като член на Комисията да подкрепям или отхвърлям тези 2%. Това не е в моите правомощия. Това са дългосрочни договори. По тази логика ние трябва да вземем дългосрочните договори на Мариците и т.н. Извинявайте, но за мен това не е сериозно. Като ще присъства, трябва да се каже – заложени са в дългосрочните договори 2% инфлация, и край, приключваме. Но не може от мен да искате, за другите колеги не говоря, аз да одобрявам и после цитираме колко е нашата бюджетна прогноза. Не може това да се включва. Ние тогава трябва да бъдем коректни. Тези 2% къде са заложени – в дългосрочните договори.

С. Тодорова: За бъдещи не са заложени още, те са за бъдещи.

И. Н. Иванов: Нали обясняхте, че досега винаги са 2% във всички действащи?

Р. Осман: Кой взе решението за тези 2%? Въпросът ми е към работната група, защото преди малко казахте в дългосрочните договори. Ако ние трябва да вземем решение за процентните за инфлация, вие не може да искате аз да взема за 2%, когато бюджетната прогноза е за 1,8%. Ако ние не бива да вземем отношение и казвате – трябва да е 2% и не зависи от нас, това нещо не може да е в доклада. Трябва да присъства само инфлация, заложена в какъвто и да е документ. Ако не е заложен в дългосрочните договори, някъде е заложен. Ако е заложен – цитираме, както цитираме бюджетната прогноза, официални документи на правителството, така трябва да цитираме защо трябва да е 2%. Не може от мен да искате да търся мотиви и аргументи защо трябва да е 2% и този доклад да бъде одобрен.

Е. Маринова: Сигурно не съм се изразила съвсем добре, но това, което казах, е не да търсим мотиви за 2%. Казах, че тъй като инфлацията е ценообразуващ елемент, който формира новата цена на енергията от малките покривни панели, той в този доклад трябва да има стойност (не знам 1, 2 или 3%, това е икономическа категория) и съответния мотив за тази стойност, която е приета за обоснована. Иначе, като ценообразуващ елемент с някаква икономическа обоснована стойност, той се залага в електронния и софтуерен модел, с който се изчислява тази цена, тъй като тя е цена за 20 г. и по някакъв начин се ...

И. Александров: С оглед на равнопоставеност. До този момент е бил 2% за 20 г., ние в момента няма как да измислим аргумент защо от тази година за 20 г. напред няма да бъде 2%. В този смисъл е използван 2%.

Р. Осман: Не може да искате, когато бюджетната прогноза е 1,8%, няма равнопоставеност. Бюджетната прогноза за страната е 1,8%. Щом искате решение, не може ние да нарушим, когато бюджетната прогноза е 1,8%.

И. Н. Иванов: Тя е съставена, за да се съобразяваме с нея.

Р. Осман: Това, че е имало 2% преди за други цени, при бюджетната прогноза 1,8% не е възможно това.

И. Александров: Ще го преизчислим с 1,8%.

И. Н. Иванов: За новите централи, които са с мощност до 30 kW. А за биомасата стана ясно, че само по т 6, 7 и 8 от ценообразуващите елементи се извършва..

И. Александров: Изкушавам се да кажа, че тръгвайки в тази посока, и нормата на възвръщаемост е приета 7, както на всички до момента. Аргументът ни е бил с цел равнопоставеност. Но ако вземем МОК как се е образувал преди 5 г. и сега, сигурно ще видим, че процентът е различен.

И. Н. Иванов: Колеги, имате думата за изказвания.

Р. Осман: Аз не възразявам като подход на работа, уважаеми експерти. Но когато в доклада, г-н Александров, почвате официално, че бюджетната прогноза е 1,8%, аз съм привърженик по аналогия да се прилага, т.е. аршинът да бъде еднакъв за всички. Моето мислене като юрист е такова. Но когато в доклада Вие казвате 1,8% е бюджетната прогноза, не може от един юрист да искате одобрение за 2%. Има едно разминаване.

Ц. Камбурова: 1,8%, но това е 2016 г.

И. Н. Иванов: И 2017 г.

Ц. Камбурова: След което тази прогноза е дадена тенденция за повишение. Този текст е като подкрепа на тези 2%, които като мотив са приети. Чрез тази прогноза е налице тенденция на ръст на инфлацията, достигаща до 2% 2018 г. При положение, че ще бъдат още (дотук са 2 г.) 18 г., никой не може да предвиди колко ще бъде тази инфлация. Може да падне, може да се увеличи. За целите на ценообразуването е прието да бъде 2% и с оглед равнопоставеност на всички производители, тъй като ако сега вземем 1,8% и инфлацията скочи, тя не е ценообразуващ елемент после за корекция. Така ще стане, че едни производители във ВЕИ ще бъдат облагодетелствани, другите ще бъдат дискриминирани. През всеки 3 г. се приема бюджетна прогноза, която не се достига. Виждате, че в 2016 г. е 1,8%. Очакваната да бъде много по-ниска от тази стойност, дори се очаква дефлация за 2016 г., поради спада на цената на горивата. Ако тръгнат на международните пазари цената на горивата, инфлацията може да мине даже и 2%. Моето предложение е този текст като мотив да отпадне и да си остане 2%, за да не създаваме проблеми на..., всички производители да ги поставим на едни равни начала, тъй като в бъдеще ние нямаме възможност да използваме реална инфлация или да коригираме. Предлагам, досега е запазвана 2% във всичките години назад, вярно е, грешна. Ето, той е 2% при положение, че миналата година дефлация -0,9%, но 2% за ценообразуването е използвана. Предлагам този текст като аргумент да остане, да останат 2%. Ако трябва да кажем, че е използван..

И. Н. Иванов: Да остане текстът ли?

Ц. Камбурова: Не, да отпадне, да останат 2%. Този текст да отпадне. Така ще бъдем по-принципни, това е мое мнение, към всички производители.

А. Йорданов: Ще изразя мнение по този въпрос, който обсъждаме. Склонен съм да се съглася с това, което изложи като мотиви г-жа Камбурова преди малко, но не съм склонен да се съглася с текста, посочващ средносрочна бюджетна прогноза, да отпадне. Този текст служи за сравнение на прогнозата с това, което ние приемаме. От тази средносрочна прогноза е видно, че процентът, който ние приемаме, не се отклонява съществено от прогнозата. Именно това е част от аргументите да приемем процента такъв. Тенденцията е към увеличаване до 2% съгласно прогнозата, тъй че смятам, че на този аргумент тук му е мястото. Тук е мястото и на съпоставка с прогнозата и това, което ние приемаме. Не виждам проблем в този текст.

С. Тодорова: Аз предлагам тогава преди началото на последното изречение да се напише: *в допълнение и в подкрепа*, или нещо подобно, *прогнозната средна хармонизирана инфлация* и т.н., след запетайката *за 2016 г.*, да се напише *с тенденция за увеличаване до 2%.* Не *след което слабо да се ускори...* Да се покаже, че това е прогноза и на каква база е стъпено, за да

се стигне до 2%.

Ц. Камбурова: Искам да кажа какъв ми беше мотивът да отпадне този текст. Ще има нова средносрочна прогноза, при която ще се отчетат ниските инфлационни стойности, т.е. дефлацията, и може в следващи 3 г. след 2017 г. да бъдат стойности, които са по 2%. Това имах предвид. А този текст го написахме като подкрепа, съвсем правилно каза г-жа Тодорова, че в подкрепа на тези 2% сме стъпили на тази средносрочна прогноза. Но оставайки като текст, някой може да каже: добре де, а в следваща средносрочна програма, която ще дойде за бъдещи периоди, процентите да бъдат други и да бъдат по-ниски.

А. Йорданов: Бъдеща средносрочна прогноза към момента, в който ние взимаме решение, няма. Ние въобще не можем да гадаем каква би била тя, тъй че се съобразяваме с това, което имаме като официална средносрочна прогноза. Тук факторите са много. Променливи са. Може пък да се окаже, че средносрочната прогноза ще увеличи прогнозираната инфлация, ако цените на горивата тръгнат. Тия разсъждения са ирелевантни към мотивацията, която ползваме тук.

И. Н. Иванов: Аз бих предложил все пак в първата част на тази точка втора за инфлацията дори с едно изречение да отбележите, че в досегашните си решения Комисията е залагала именно 2% инфлация за целия срок на експлоатация на централите. От това, което говорите, разбирам, че е един от важните аргументи, които ви карат да считате, че е за да има равнопоставеност. Никъде тук не личи от текста, който сте ни представили.

Р. Осман: Не е правилно да се пише.

С. Тодорова: Това трябва да се напише тогава и за норма на възвръщаемост, да се напише и за инвестициите.

И. Александров: Нормата за сконтиране играе особен означение.

И. Н. Иванов: Добре, отказвам се. Аз не държа специално.

Е. Харитонова: Понеже повдигнахте въпрос за цената на „Монди Стамболийски“. Те имат ли инсталирана тази малката каскада, която да подава в реално време информацията за вида на производството? Защото доколкото си спомням срокът беше 01 април, изтичаше за всички, или 31 март...

И. Александров: Ако не се лъжа, те бяха първите, които я въведоха. Не съм много сигурен, но мисля си, че те първи я въведоха, защото съм чувал от ЕСО ЕАД, че я даваха за добър пример. Канили са ни да видим как работи.

Е. Харитонова: Това, което определяме на цените на топлофикационните и заводски централи, това се изисква.

И. Н. Иванов: Точка втора от днешния дневен ред. Нека стигнем до нея.

Е. Харитонова: Понеже „Монди Стамболийски“ сега го гледахме...

И. Александров: Да отговоря на въпроса, въпреки че е точка втора. Пуснали сме писма до всички дружества в момента, но не сме получили отговорите от всички. Затова това нещо не е отразено в доклада по т.2. Но от всички сме поискали бруто собствени нужди, нето собствено потребление и колко е квотата. Квотата разделена между НЕК ЕАД и ЕРП, ако продават и на двете.

Е. Харитонова: От тях се изискваше да инсталират тези малки SCADA системи. Аз за това говоря.

И. Н. Иванов: Ще проверим при Марковски от ЕСО ЕАД.

И. Александров: Мисля, че бяха първите, които инсталираха.

И. Н. Иванов: Обадете се в ЕСО ЕАД.

С. Тодорова: На стр. 6, втората таблица. Има една звездичка след 2015 г. Къде е обяснението на тази звездичка, какво е това?

В. Баросов: НСИ така е обозначен.

И. Н. Иванов: Паразитна е за нашия доклад, да се отстрани. Колеги, не виждам други изказвания. Пристъпвам...

без микрофон

Районите за развитие действително предвиждат южен, централен и северен.

И. Н. Иванов: Колеги, подлагам на гласуване проекта на решение, предложен от работната група. Комисията за енергийно и водно регулиране РЕШИ: 1. Приема доклада на работната група 2. Насрочва обществено обсъждане. Веднага обявявам, че общественото обсъждане...

Р. Осман: Така ли остава текстът? Защото и от работната група има различни предложения.

И. Н. Иванов: Така е. Вярно е, че на стр.3 трябва да вземем в крайна сметка решение. Ако остане това последно изречение, истината е, че то повдига въпрос, след като се цитира, че ще бъде инфлацията 1,8% в продължение на 2 г. Прогнозно се предполага, че ще се качи до 2%. Това може да е цитиране. Г-н Йорданов каза, че това ще докаже, че нашата инфлация е близо до средно прогнозната. Някой може да каже - защо не вземете именно самата средна прогноза 1,8% за първите две години. Така че аз не съм сигурен, че трябва да остане това изречение.

А. Йорданов: Да определим числото без мотив. Преди малко г-жа Маринова ни обясни точно това, че трябва да има прогноза, но трябва да има и мотив.

И. Н. Иванов: Така е. Но то е обосновано горе. Прогнозни данни на ЕЦБ. Вероятно те дават дългосрочно 2%, ако има такива данни. Да не стане така, че всъщност това, което тук е записано, не се връзва много. Каква е на ЕЦБ прогнозата и за какъв период, като цитирате нея?

Ц. Камбурова *без микрофон*

В. Владимиров: Дългосрочната прогноза на Европейската банка и прогнозата, която е средносрочна, бюджетната прогноза, в крайна сметка са в съизмерими отклонения. Средносрочната прогноза в тригодишния период предвижда достигане на тези 2%, което според мен също е потвърждение на дългосрочната прогноза на ЕЦБ. Моето мнение е нека да останат и двата текста, само да се уточни, че в подкрепа на горната прогноза, дългосрочната прогноза на Европейската банка, ние посочваме каква е средносрочната хармонизирана инфлация. Това е моето становище.

Р. Осман: Нашата прогноза е до 2018 г. Ние говорим дългосрочно за цените с това решение, за 20 г. Тъй като посочваме до 2018 г., прогнозата е за 3 г., не посочваме изобщо за по-нататък. Тя може да падне. Затова казвам, че има едно разминаване между първата част и втората част. Трябвало да има мотиви към 2%. Ако ще има мотиви, те трябва да бъдат по-други. Ние даваме за 3 г. прогноза. Оттам нататък какво става? А цената ... защото ако липсва това нещо, тогава отпада противоречието за едните – 2%, за другите – 1,8%. Когато остават 2%, аршинът да е еднакъв за всички (аз съм привърженик на такъв подход), но тогава да кажем прогнозата до 2017 г. е 1,8%, 2018 г. ще е 2% и след това ... Като няма прогноза, няма да посочваме до 3 г., нещо друго в доклада ще посочим.

И. Н. Иванов: За 20-годишния период твърде краткосрочна е тази средносрочна прогноза от 3 г., защото това прави само 15% от срока на експлоатация. Реалният ви аргумент е този, който казах, че досега е било 2% и вие считате, че няма противоречиви данни, които да налагат промяна на тези 2%.

Р. Осман: Това не е аргумент в подкрепа за 2%. Как ги подкрепят?

И. Н. Иванов: Колеги, ние не можем да продължаваме още половин час тези разисквания. Има две предложения и ги подлагам на гласуване. Първото предложение, което възникна, беше отпадане на последното изречение от т.2 - Инфлация. То беше подкрепено от работната група. Второто предложение – оставане на това изречение с редакция в началната част на изречението. Да се каже, че в подкрепа на това становище може да се цитира хармонизираната инфлация, заложена в средносрочна бюджетна прогноза за периода 2016 - 2018 г.

Който е за първото предложение - отпадане на последното изречение.

Двама (Ив.Н.Иванов и Р.Осман). Не се приема.

Второто предложение. Да се редактира само началната част на това изречение. Който е „за“? Четирима (Св.Тодорова, Ал.Йорданов, Г.Златев, В.Владимиров, Е.Харитонова) Приема се това предложение за редакция.

След това уточнение подлагам на гласуване проекта на решение, който включваше:

1. Приемане на доклада на работната група.
2. Насрочване на обществено обсъждане от Комисията.

Веднага обявявам датата. На 09.06.2016 г. от 10 ч. – обществено обсъждане на доклада.

Има ли някой против това решение?

Р. Осман: Аз съм против.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 32 от Закона за енергията от възобновяеми

източници, 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 доклада на работната група относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса;
2. Насрочва обществено обсъждане на доклада по т.1 на 09.06.2016 г. от 10:00 ч.;
3. За участие в общественото обсъждане да бъдат поканени представители на заинтересованите лица;
4. Докладът по т.1, датата и часът на общественото обсъждане по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

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 с **шест гласа „за",** от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Р. Осман гласува **„против".**

По т.2. Комисията разгледа доклад относно **извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика" от 01.07.2016 г.**

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране 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. Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по ал. 1, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство и добавка, определена от Комисията по групи производители и по критерии съгласно наредбата по чл. 36, ал. 3 от ЗЕ – чл. 25 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия. Съгласно чл. 33, ал. 5 от ЗЕ, по предложение на съответното топлопреносно предприятие Комисията определя преференциална цена на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 и за доставчика по чл. 149а от ЗЕ.

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 се определят с наредби за електрическата енергия и топлинната енергия.

Правната рамка на метода на ценово регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала" се съдържа в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и чл. 4, ал. 2, т. 1 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 01.07.2015 г., с решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. Комисията е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и определила преференциални цени на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала" на 35 дружества от сектор „Топлоенергетика".

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-10 от 20.03.2015 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинната енергия и определяне преференциална цена на електрическата енергия на „Топлофикация Петрич" ЕАД;
- Решение № Ц-12 от 30.03.2015 г. за утвърждаване пределни цени на топлинната енергия на „Лукойл Нефтохим Бургас" АД;
- Решение № Ц-15 от 30.03.2015 г. за утвърждаване на цена на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на „Университетска многопрофилна болница за активно лечение – проф. д-р Стоян Киркович" АД, гр. Стара Загора.

С решение № Ц-45 от 17.12.2015 г. Комисията е изменила, считано от 01.01.2016 г., преференциалната цена на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, определена с решение № Ц-34 от 30.09.2015 г. на КЕВР на „Оранжерии Гимел" АД (ТЕЦ „Оранжерия 500 дка").

С решение № Ц-46 от 17.12.2015 г. Комисията е определила на „Оранжерии Петров дол" ООД, считано от 01.01.2016 г., преференциална цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

С решение № Ц-51 от 30.12.2015 г. Комисията е изменила, считано от 01.01.2016 г., цените на енергия, утвърдени на „Брикел" ЕАД с решение № Ц - 25 от 30.06.2015 г.

По време на ценовите периоди, във връзка с промяната на цените на входа на газопреносната мрежа, със следните свои решения Комисията е утвърдила изменение на пределните цени на топлинната енергия и на преференциалните цени на електрическата енергия в резултат на изменението на цената на природния газ на „Булгаргаз" ЕАД, както и на изменението на съответната цена на газоразпределителните дружества:

- решение № Ц-22 от 29.06.2015 г., считано от 01.07.2015 г., на следните дружества: „Оранжерии Петров дол" ООД, „Костенец ХХИ" АД, „Топлофикация Петрич" ЕАД, „Лукойл Нефтохим Бургас" АД и „Университетска многопрофилна болница за активно лечение - проф. д-р Стоян Киркович" АД,
- решение № Ц-34 от 30.09.2015 г., считано от 01.10.2015 г. – на 30 дружества;
- решение № Ц-5 от 31.03.2016 г., считано от 01.04.2016 г. – на 30 дружества.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ и чл. 25, във връзка с чл. 39 от НРЦЕЕ с писмо на КЕВР изх. № Е-14-00-9 от 17.03.2016 г. на 42 дружества от сектор „Топлоенергетика" е указано до 01.04.2016 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 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 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 2015 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 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/ЕРД (MWh).

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

*За ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена като отчет за периода 01.07.2015-31.03.2016 г. и прогноза за периода 01.04.2016-30.06.2016 г.

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и ценовия период 01.07.2015-30.06.2016 г., съгласно приложена справка (Приложение № 4).

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 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 Комисията. 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. 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 решение по т. 1 от протокол № 139 от 20.10.2005 г.

II. Прогнозни данни:

10. Прогнозната информация се изготвя и представя в съответствие с Указанията 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 протоколно решение № 95 от 25.05.2015 г. по т. 8 на КЕВР (Указания НВ), публикувани на интернет страницата на КЕВР, по приложения модел (справки от № 1 до № 9).

11. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за количества електрическа енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh), нето (MWh) в т.ч.:

- собствено потребление (MWh);
- продажба на потребители (MWh);
- продажба на НЕК/ЕРД (MWh).За следващия регулаторен период стойността на дълготрайните материални активи в регулаторната база на активите е равна на балансовата стойност към 31.12.2015 г.

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

13. Договори за продажба на електрическа енергия за 2016 г., с всички приложения към тях (вкл. спецификациите към договорите).

14. Копие на действащите договори за доставка на въглища, течни горива и биогорива с всички приложения към тях.

15. 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.

16. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

Изчисленията да се извършат при следните условия:

1. Структура на капитала към 31.12.2015 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 01.03.2016 г. и по действащите договори за доставка (Приложение № 2);

3. Прогнозен курс на долара – валутен курс, 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 01.04.2016 г.

Със следните писма е изискана допълнителна информация от дружествата във връзка с подадените заявления за утвърждаване на цени на енергия, както следва:

С писмо с изх. № Е-14-00-14 от 17.05.2016 г. на основание чл. 41, ал. 11 от НРЦЕЕ във връзка с чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от 19 дружества е изискана следната информация:

1. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 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/ЕРД, (MWh).

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 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/ЕРД (MWh).

С писмо изх. № Е-14-00-15 от 25.05.2016 г. от 35 дружества е поискано да представят в Комисията справка, съдържаща следната информация за 2015 г.:

1. продадени количества електрическа енергия от дружеството;
2. количества електрическа енергия от небаланси;
3. разходи за небаланси за електрическата енергия;
4. относителен дял (в %) на количествата електрическа енергия за небаланси от цялото количество продадена такава (т.2/т.1);
5. средна цена на електрическата енергия, заплатена от дружеството за небаланси (т.3/т.2).

С писмо изх. № Е-13-01-27 от 25.05.2016 г. от НЕК ЕАД е изискана справка, съдържаща следната информация за 2015 г. за дружествата от сектор „Топлоенергетика“, присъединени към електропреносната мрежа:

- общо продадени на количества електрическа енергия от дружествата;
- количества електрическа енергия от небаланси;
- приходи от небаланси за електрическата енергия;

- относителен дял (в %) на количествата електрическа енергия за небаланси от цялото количество закупена такава (т.2/т.1);

- средна цена на електрическата енергия, начислена на дружествата за небаланси (т.3/т.2).

С писмо с вх. № Е-12-00-102 от 25.03.2016 г. „Костенец Пейпър Мил“ ЕАД (правоприемник на „Костенец – ХХИ“ АД) уведомява Комисията, че през текущия ценови период дружеството не е продавало произведеното количество ел. енергия и не възнамерява и в близко бъдеще да продава, поради което няма да подава заявление за определяне на преференциална цена на ел. енергия. Цялото количество ще се използва за собствено потребление в дружеството.

С решение № Ц-10 от 20.03.2015 г. Комисията, считано от 20.03.2015 г., е утвърдила пределна цена на топлинната енергия и е определила преференциална цена на електрическата енергия, произведена от топлоелектрическа централа с комбиниран начин на производство, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала” на „Топлофикация Петрич“ ЕАД. До момента няма подадено заявление от дружеството за новия регулаторен период от 20.03.2016 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-49 от 07.04.2016 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 01.07.2015 г. - 30.06.2016 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 2015 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 2015 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика” на база представените годишни финансови отчети.

С писмо с изх. № Е-14-00-9 от 17.03.2016 г. на Комисията са изискани от дружествата одитираните годишни финансови отчети за 2015 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).

За дружествата от сектор „Топлоенергетика“ образуването на цените на електрическата и/или топлинна енергия се извършва при метод на регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала”.

Анализ и оценка на общото финансово състояние към 31.12.2015 г. са направени 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. „Юлико Евротрейд” ЕООД
14. „Овергаз мрежи“ АД

II. Дружества с топлинен товар за небитови нужди:

1. „Когрийн” ООД
2. „Унибел” АД
3. „Алт Ко” АД
4. „Овердрайв” АД
5. „Брикел” ЕАД
6. „Видахим” АД
7. „Девен” АД
8. „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД
9. „Биовет“ АД
10. „Декотекс” АД
11. „Скът” ЕООД
12. ЧЗП „Румяна Величкова”
13. „Оранжерии Гимел” АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка”
14. „Оранжерии Гимел” АД - ТЕЦ „Оранжерия 200 дка”
15. „Оранжерии Гимел II” ЕООД
16. „МБАЛ-Търговище” АД
17. „Зебра” АД
18. „Инертстрой – Калето“ АД
19. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД
20. „Димитър Маджаров-2“ ЕООД

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

ПОСТИГНАТИ ФИНАНСОВИ РЕЗУЛТАТИ ЗА 2015 г.:

1. Топлофикационни дружества

1.1. Топлофикационни дружества, реализирали печалба от дейността:

- „Топлофикация Бургас” ЕАД: 226 хил. лв.
- „Юлико Евротрейд” ЕООД: 80 хил. лв.
- „ЕВН България Топлофикация” ЕАД: 2 009 хил. лв.
- „Топлофикация Враца” ЕАД: 234 хил. лв.
- „Овергаз мрежи” АД: 5 400 хил. лв.

1.2. Топлофикационни дружества, отчели загуба от дейността си:

- „Топлофикация София” ЕАД: 59 235 хил. лв.

- „Топлофикация Перник” АД: 9 126 хил. лв.
- „Топлофикация Русе” ЕАД: 1 571 хил. лв.
- „Топлофикация Плевен” ЕАД: 7 811 хил. лв.
- „Топлофикация Габрово” ЕАД: 1 009 хил. лв.
- „Топлофикация ВТ” АД: 1 384 хил. лв.
- „Топлофикация Разград” ЕАД: 715 хил. лв.
- „Топлофикация Сливен” ЕАД: 5 658 хил. лв.
- „Веолия Енерджи Варна” ЕАД: 438 хил. лв.

От направения анализ се установява, че:

1. Дружествата, които подобряват през 2015 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „Топлофикация София” ЕАД; „Топлофикация ВТ” АД; „Юлико Евротрейд” ЕООД; Топлофикация Враца” ЕАД, „Топлофикация Габрово” ЕАД, „Овергаз мрежи” АД и „Топлофикация Русе” ЕАД;

2. Дружествата, които влошават през 2015 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата, са: „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, „Топлофикация Бургас” ЕАД, „Топлофикация Плевен” ЕАД, „Топлофикация Разград” ЕАД, „Веолия Енерджи Варна” ЕАД, “Топлофикация Сливен” ЕАД и „Топлофикация Перник” АД.

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

2.1. Дружества, реализирали печалба от дейността:

- „Девен” АД 7 249 хил. лв.
- „Биовет“ АД 10 801 хил. лв.
- „Унибел” АД: 5 069 хил. лв.
- „Декотекс“ АД: 286 хил. лв.
- „Алт Ко” АД: 255 хил. лв.
- ЧЗП „Румяна Величкова” 325 хил. лв.
- „Овердрайв” АД: 17 хил. лв.
- „Зебра” АД 178 хил. лв.
- „Инертстрой-Калето“ АД 2 212 хил. лв.
- „Димитър Маджаров-2“ ЕООД 1 407 хил. лв.

2.2. Дружества, отчели загуба от дейността:

- „Брикел” ЕАД 52 453 хил. лв.
- „Видахим” АД 4 925 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел” АД 1 072 хил. лв.
- „Оранжерии Гимел II” ЕООД 614 хил. лв.
- „Когрийн” ООД 351 хил. лв.
- „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД 134 хил. лв.
- „Скът” ЕООД 26 хил. лв.
- „МБАЛ-Търговище” АД: 400 хил. лв.
- УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД 200 хил. лв.

От направения анализ се установява, че:

1. Дружествата, които подобряват през 2015 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата или намаляват загубата, са: „Алт Ко” АД, „Унибел” АД, „Зебра” АД, ЧЗП „Румяна Величкова“, „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД, „Когрийн” ООД, „Оранжерии Гимел II” ЕООД, „Скът” ЕООД, „Оранжерии Гимел” АД, УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД и „Димитър Маджаров-2“ ЕООД;

2. Дружествата, които влошават през 2015 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата, са: „Брикел“ ЕАД, „Девен” АД; „Биовет“ АД, „Овердрайв” АД; „Инертстрой-Калето“ АД и „Видахим” 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 2015 г., която определя възможността им със собствени оборотни средства да обслужват текущите задължения, са: „Топлофикация София” ЕАД, „Топлофикация Бургас” ЕАД, „Топлофикация Русе” ЕАД, „Топлофикация Перник” АД 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. През 2015 г. „Топлофикация Бургас” ЕАД и „Топлофикация Русе” ЕАД са подобрили спрямо 2014 г. показателя „обща ликвидност“.

2. Дружествата, които влошават през 2015 г. спрямо 2014 г. финансовия показател „обща ликвидност“, са: „Топлофикация Плевен” ЕАД, „Веолия Енерджи Варна” ЕАД, „Топлофикация Враца” ЕАД и „Топлофикация В.Т” АД.

3. Заводски централи и дружества в селското стопанство, които разполагат със свободни оборотни средства да обслужват текущите си задължения, са: „Девен” АД, „Алт Ко” АД, „Зебра” АД, „Овердрайв” АД, „Декотекс” АД, ЧЗП „Румяна Величкова”, „Унибел” АД, „Скът” ЕООД и „Инертстрой – Калето“ 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.

4. През 2015 г. дружества с промишлен товар за небитови нужди, които подобряват показателя „обща ликвидност“ спрямо 2014 г., са: Зебра” АД, „Декотекс” АД, ЧЗП „Румяна Величкова”, „Унибел” АД и „Инертстрой – Калето“ АД, докато Видахим” АД, „Когрийн” ООД, „Оранжерии Гимел II” ЕООД, „МБАЛ-Търговище” АД, „Оранжерии Гимел” АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка”, „Оранжерии Гимел” АД - ТЕЦ „Оранжерия 200 дка” и „Брикел“ ЕАД го влошават.

АНАЛИЗ НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТТА НА КАПИТАЛА НА ТОПЛОФИКАЦИОННИТЕ ДРУЖЕСТВА

Анализът на възвръщаемостта на собствения капитал /НВск/ по топлофикационни дружества е разделен в зависимост от използваното за производство 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 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., и отчетените за 2015 г. с оглед елиминиране на влиянието на изменението на цената на природния газ през ценовия период. Комисията е утвърдила НВск = 5,00% за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

Предвид на това утвърдената от КЕВР НВск за дружествата, използващи гориво природен газ за производство, е съпоставена с постигнатата през 2015 г. на база отчетените стойности, посочени в Отчета за приходите и разходите /ОПР/ и е представена в таблица № 1. За въглищните централи „Топлофикация Русе ЕАД, „Топлофикация Перник“ АД, „Топлофикация Сливен“ ЕАД и „Топлофикация Габрово“ ЕАД НВск е изчислена чрез хоризонтално сравнение на ценовите параметри, заложени в утвърдената от КЕВР регулаторна рамка за периода 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., и отчетените за 2015 г. по ОПР, като е представена в таблица № 2 по следния начин:

1. Възвръщаемостта на капитала е изчислена като разлика на отчетените регулирани приходи от продажби (колона № 4), 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 /колона № 4/, 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 /колона № 4/ 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 отчетените количества реализирана електрическа и топлинна енергия спрямо утвърдените от Комисията.

5. НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 5) е положителна или отрицателна величина в зависимост от темпа на нарастване на приходите и на разходите.

Дружества, използващи гориво природен газ за производство на електрическа и топлинна енергия

Таблица № 1

№	Д Р У Ж Е С Т В О	НВск по регулаторна рамка на КЕВР, за периода 01.07.2015-30.06.2016 г., в %	НВск по ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г., в %
1	2	3	4
1.	"Топлофикация София" ЕАД	5,00%	-14,82%
2.	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	5,00%	1,13%
3.	"Топлофикация Плевен" ЕАД	5,00%	-19,92%
4.	"Топлофикация Бургас" ЕАД	5,00%	1,16%
5.	"Веолия Енерджи Варна" ЕАД	5,00%	0,76%
6.	"Топлофикация Враца" ЕАД	5,00%	0,00%
7.	"Топлофикация ВТ" АД	5,00%	-67,28%
8.	"Топлофикация Разград" ЕАД	5,00%	-28,74%
9.	"Юлико-Евротрейд" ЕООД	5,00%	11,99%
10.	"Овергаз мрежи" АД-(ЛОЦ Овча купел)	5,00%	-9,05%

Дружества, използващи гориво въглища за производство на електрическа и топлинна енергия

Таблица№2

№	Д Р У Ж Е С Т В О	НВск по регулаторна рамка на КЕВР, за периода 01.07.2015-30.06.2016 г., в %	НВск по отчет за периода 01.07.2015-30.06.2016 г., в %	НВск по ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г., в %
1	2	3	4	5
1.	"Топлофикация Русе" ЕАД	5,00%	-16,02%	-2,74%
2.	"Топлофикация Перник" АД	5,00%	-5,69%	-11,35%
3.	"Топлофикация Сливен" ЕАД	5,00%	-24,02%	-29,97%
4.	"Топлофикация Габрово" ЕАД	5,00%	-60,10%	-50,12%

Анализът на постигнатата от дружествата НВск на база данните, посочени в горните таблици показва, че:

- са налице съществени отклонения между утвърдената за предходния ценови период НВск и реално постигнатата възвръщаемост от дружествата;

- в таблица № 1 /колона № 4/ и таблица № 2 /колона № 5/ за дружествата „Топлофикация ВТ“ АД, „Юлико-Евротрейд“ ЕООД и „Топлофикация Сливен“ ЕАД, които са с дял на собствения капитал под 1% от общия капитал, е извършена корекция в посока на завишение с оглед коректно изчисляване на размера на постигнатата по отчет НВск и недопускане на изкуствени изкривявания.

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. 4, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ.

След прегледа на представените от дружествата заявления за новия ценови период от 01.07.2016 г. при метод на регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала" в ценообразуващите справки са нанесени корекции в съответствие с 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 т. 8 от протокол № 95 от 25.05.2015 г. на КЕВР („Указания – НВ") и 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 2015 г., отчетния ценови период 01.07.2015 – 30.06.2016 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, в контекста на нейното намаляване, в резултат на икономията от мащаба. 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 30 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 2015 г., с отчитане на рестриктивния подход по отношение на този разход при определяне на цените от 01.07.2015 г., както и възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности;

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски и социални разходи са допускани незначителни увеличения на стойностите, в сравнение с отчетените такива в рамките до 4%, при мотивирани обосновки за необходимостта, увеличени приходи от продажби и/или подобрено финансово състояние през изминалия ценови период;

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, ще бъдат включени след получаване на изисканата допълнителна информация от дружествата и извършен анализ;

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 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 31.12.2015 г., като за

регулаторния период не се включва преоценка на дълготрайни (нетекущи) активи, извършена съгласно Закона за счетоводството и Международните стандарти за финансова отчетност, извършена по време на предходния регулаторен период. 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 и специфичните условия на регулиране на дружествата и е **6%.** 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 **5,73%**, на основата на данни на БНБ към 31.12.2015 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 2015 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 2015 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 2015 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 2015 г., периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г., включени в цените за изминалия ценови период, сравнителни анализи, при използване на данни от националната и международната практика и 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 базова стойност на цената на въглищата, в резултат на извършен бенчмарк анализ и/или митнически декларации, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период. По данни на северозападната европейска борса ARA средната отчетена борсова цена CIF ARA (6 000 kcal/kg NAR) е от порядъка на 60 USD/t. Борсовите стойности служат за отчитане на реалните тенденции, поради факта, че доставки за българския пазар реално не се извършват от нея, поради значително оскъпяване от транспортните разходи. При отчитането на тези обстоятелства, както и данни от митнически декларации за внос, които са в рамките на 85,5 USD/t, са направени корекции в цените на въглищата, като към приетата за базова стойност **75 USD/t** при калоричност 6000 kcal/kg са добавени транспортните и товараразтоварни дейности, в зависимост от допустимата товароносимост на корабите и транспортните дестинации в Черноморския басейн и река Дунав.

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.

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 Закона за енергетиката, 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. Прогнозната цена на природен газ е **281,08 лв./knm^3** за дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз" ЕАД и съответната цена на газоразпределителните дружества;

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е равна на индивидуалната цена на електрическата енергия за съответното дружество при получаване на преференциалната цена. За получаване на цената на топлинната енергия, цената на електрическата енергия без постигнати показатели за ВЕКП е равна на референтна стойност на електрическата енергия в рамките на ценовия период, в съответствие със средните пазарни нива към момента на подаване на заявлението за цени в размер на 65 лв./MWh или посочена от дружеството стойност, не по-ниска от референтната стойност;

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 за 2015 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". За целите на ценообразуването е приета средна отчетна цена на CO_2 квоти за 2015 г. в размер **на 7,62 евро/t** CO_2, която е изчислена въз основа на средномесечни отчетни цени за периода м. януари 2015 г. – м. декември 2015 г., по данни от електронния сайт на Европейска енергийна борса (European Energy Exchange): http://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/auction-market/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download.

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 2015 г. се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 евро/t.

14. Прогнозен курс на долара – 1,72 лв./USD.

15. Добавките по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ са определени в съответствие с критериите по чл. 25 от НРЦЕЕ и 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. 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 добавката

между отделните категории енергийни предприятия, за които са присъщи един или повече критерии по чл. 25 от НРЦЕЕ.

По критерия „преобладаващ дял на топлинния товар за битови и небитови нужди“, производителите са разделени на две основни групи: топлофикационни дружества с преобладаващ топлинен товар за битови нужди за снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти и всички други производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването, които имат топлинен товар изцяло или преобладаващ за небитови нужди.

По критерия „вид на използваното гориво“ топлофикационните дружества са разделени на две групи, като в едната са дружествата, използващи като основно гориво природен газ, а в другата - дружествата с централи с гориво въглища.

Топлофикационни дружества, използващи като основно гориво природен газ, са разделени на две групи – присъединени към газопреносната мрежа на „Булгаргаз“ ЕАД и присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, с оглед на разходните особености на цените на природния газ.

Производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването по критерия „характер на топлинния товар за небитови нужди според производствената дейност в промишлеността и селското стопанство“ са разделени на две групи, като производителите в селското стопанство са отделени в самостоятелна група.

В съответствие с гореизложеното са определени добавки по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ, както следва:

1. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз” ЕАД:

- „Топлофикация София” ЕАД, „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, „Топлофикация Плевен” ЕАД,„Топлофикация Бургас” ЕАД, „Веолия Енерджи Варна” ЕАД, „Топлофикация Враца” ЕАД, „Топлофикация Разград” ЕАД и „Юлико Евротрейд” ЕООД – **38,00 лв./MWh;**

2. За топлофикационни дружества, присъединени към съответната газоразпределителна мрежа - „Топлофикация ВТ” АД и „Овергаз мрежи” АД – **46,00 лв./MWh;**

3. За топлофикационни дружества, работещи с гориво въглища – **10,00 лв./MWh;**

4. За дружества с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в промишлеността (заводски централи) и в здравеопазването независимо от вида на горивото – **0,01 лв./MWh;**

5. За дружества с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в селското стопанство - **8,00 лв./MWh.**

Забележка: За дружествата, които продават електрическа енергия на обществения доставчик и на съответния краен снабдител, количествата електрическа енергия ще бъдат определени за съответния купувач след получаване на допълнителна информация от заявителите.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА”:

1. „Топлофикация София” ЕАД

С писмо вх. № Е-14-01-9 от 01.04.2016 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:

1. Отчетна информация за 2015 г., за ценови период 2015 г. - 2016 г. и прогноза за ценови период 2016 г. - 2017 г., разработена във форма и съдържание на справки от № 1 до № 9;

2. Технико-икономически данни, включително и отчети за продажбите през 2015 г., отчет за ценови период 2015 г. - 2016 г. (Приложение №3);

3. Информация за приходи от продажби на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г., отчет за ценови период 2015 г. - 2016 г. (Приложение №4) и данни за фактурирането;

4. Справка за цените на горивата (Приложение № 2);

5. Справка за работата на инсталации за комбинирано производство в ТЕЦ;

6. Копие на публикувана обява във вестник „Монитор” на 29.02.2016 г.;

7. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

1. Преференциална цена на електрическа енергия от ВЕКП – 156,79 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена – 111,79 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 45 лв./MWh;

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80,57 лв./MWh;

3. Тарифа за битови потребители през отоплителен период:

- за асоциации по чл. 151, ал.1 от ЗЕ – 78,15 лв./MWh;
- за доставчици по чл. 149а от ЗЕ – 78,15 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ 405,98 лв./knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

Производство на топлинна енергия

Производствената програма на дружеството за 2015 г. е изготвена при съблюдаване на тенденциите в потреблението на топлинна енергия през последните няколко години, като изпълнението й 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 3 832 155 MWh и е с 3,4% по-малко спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2015 г. технологичните разходи по преноса са намалени спрямо планираните и възлизат на 811 471 MWh, като намалението от около 0.9% се дължи на извършените ремонти по топлопреносната мрежа.

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса. През отчетната 2015 г. в „Топлофикация София" ЕАД са произведени 4 728 985 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 3.3% по-малко от планираното. Дружеството сочи, че причината 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 2015 г. са произведени 799 819 MWh електрическа енергия, което е с 221 281 MWh или с около 22% по-малко в сравнение с планираното в предходния ценови период. Дружеството сочи, че една от причините за намалението на производството на електрическа енергия се дължи на забавянето на модернизацията на мощностите в ТЕЦ „София", при която е изведен от експлоатация ТГ ст. №6 (50 MWел) и от началото на 2015 г. се въвеждат в експлоатация новоизградените ТГ ст. №9 (35 MWел.) и ТГ ст. №8А (12 MWел). Друга причина за по-ниското производство на електроенергия е и спирането през месец август на енергийната част на ТЕЦ „София" за профилактика и ремонт на поднадзорни съоръжения.

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 съответно по-високи за топлопроизводството и по-ниски за електропроизводството спрямо планираните стойности за 2015 г.-2016 г.

Прогнозни данни:

Продажба на топлинна енергия

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

Прогнозните продажби на топлинна енергия са в размер на 3 917 485 MWh и са с около 2% по-големи от базовата 2015 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 2015 г. са 2 705. Това е с около 7% по-малко от изчислителните денградуси за град София. Във вид на графика е илюстрирано изменението на денградусите по години и месеци.*

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.

- *планирани ремонти в топлоизточниците и топлопреносната мрежа – през новия ценови период се планира реконструкция на около 30 km (доставка на тръби и СМР), от тях отложени ~ 7 km от заложеното през 2015 г.*

За прогнозираното увеличение на продажбите през новия ценови период решаващо значение има климатичният фактор.

Производствена програма за периода м. 07. 2016 г. ÷ м. 06. 2017 г.

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 4 820 548 MWh, което е с около 1.9% над 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 17,06%, при относителен дял през базовата година 17,47%. Прогнозираното намаление на относителния дял е около 0.4% и е резултат от инвестиционните мероприятия по топлопреносната мрежа, които са планирани през новия ценови период;*

Запазен е делът на загубите в абонатните станции в общия дял на технологичните разходи, които е 0,8% от отпуснатата топлинна енергия, тъй като техният брой расте, а всички битови клиенти са с нови абонатни станции и се очаква част от небитовите клиенти да предприемат мерки по подмяна на старите си абонатни станции, което ще компенсира общия увеличен брой. Намален е делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са както следва:

- 157 170 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа;
- 611 754 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях;
- 37 076 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

- ***собствени нужди на инсталациите за производство** – прогнозираните собствени нужди са в размер на 97 063 MWh, което представлява 2% от общото производство. Относителният им дял е запазен спрямо базовата година.*

През новия ценови период в сравнение с базовата година е планирано увеличение на продажбите с 2.2% при увеличение с около 1.7% на производството. Планирано е увеличение на енергийната ефективност при производството и преноса на топлинна енергия. Най-голяма роля за промяната на продажбите има климатичният фактор, а увеличението на производството с по-малък процент, се дължи на планираните мерки по рехабилитация на топлопреносната мрежа.

През новия ценови период делът на комбинирано произведената топлинна енергия се предвижда да бъде по-висок от постигнатия през базовата година. Това се дължи на извършеното през лятото на 2014 г. спиране на енергийната част на ТЕЦ „София", за период от 22 дни за профилактика и ремонт на поднадзорни съоръжения.

Производство и продажба на електрическа енергия

„Топлофикация София" ЕАД предвижда да произвежда комбинирана и комбинирана по високоефективен начин електрическа енергия. В съответствие с прогнозното количество топлинна енергия, произведена по комбиниран способ, е и планираната за производство електрическа енергия. Нейното количество за новия ценови период е в размер на 1 175 000 MWh, което представлява увеличение с около 47% спрямо производството през 2015 г. Увеличението от 375 181 MWh се дължи на забавянето на пускането в експлоатация на двете нови машини ТГ 9 и ТГ 8А в ТЕЦ „София". Като 81% от произведено количество се определя

като високоефективно, което е видно от приложените справки по чл. 4, ал. 4 от Наредба №РД 16-267 за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, за сертифициране на прогнозните годишни количества електрическа енергия, а останалите 19% - като комбинирано производство.

Собствените нужди и загубите от трансформация са планирани в размер на 295 000 MWh, спрямо 169 221 MWh за базовата година, което е обусловено от значително по-голямото производство.

Планираните за продажба количества електрическа енергия са в размер на 880 000 MWh, което е с около 40% повече спрямо базовата година.

- ***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 732 877 knm^3 природен газ. 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 82,80%, която е с около 1% по-ниско спрямо постигнатата през базовата година. Предпоставките за това намалението е планираното количество от 217 743 MWh комбинирана електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП.

- ***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 – 131.18 kg/MWh, формиран за дружеството и брутен специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 202,46 g/kWh. Специфичният разход на условно гориво за производство на топлинна енергия е планиран малко по-висок от този през базовата година. Специфичният разход на условно гориво за производството на електрическа енергия е по-висок от постигнатия през 2015 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. Предпоставка за това увеличение е планираното количество от 217 743 MWh комбинирана електрическа енергия без постигнат показател за ВЕКП, която ще се реализира за собствено потребление и свободния пазар.

Това обуславя прогнозата за по-високите специфични разходи на условно гориво за новия ценови период.

Купена електрическа енергия

Количеството закупена електрическа енергия е планирано с около 7% по-високо от това през базовата година, но е на нивото на средната консумация за петгодишен период. Основната причина е, че планирането е направено на база нормален като продължителност отоплителен сезон.

Инвестиционна и ремонтна програми – отчет 2015 г. и план 2016 - 2017 г.

Изпълнение на инвестиционна програма – отчет 2015 г.

Инвестиционната програма за 2015 г. на „Топлофикация София" ЕАД, освен обектите, насочени към осигуряване на необходимата надеждност и сигурност на системата за качествено топлоснабдяване, включва и редица обекти, изпълнението на които гарантира повишаване на ефективността при производството и преноса на топлинна енергия.

Реализацията на част от приоритетните обекти е финансово подпомогната с отпуснатите средства от МФ „Козлодуй", а другата част се осъществява със собствени средства или със средства, предвидени за заплащане на квоти CO_2, които съгласно утвърдения от МИЕ план за Дерогация по Директива 2009/29/ЕО могат да бъдат пренасочени за изграждане на високоефективни съоръжения и инсталации.

Утвърдената програма е на обща стойност 78 725 хил. лв., като изпълнението към 31.12.2015 г. е в размер на 29 354 хил. лв.

Основни инвестиционни обекти през 2015 г. са:

- ***Инженеринг на турбогенератор ТГ 9 с мощност 35 MW в ТЕЦ „София“***

В резултат на разработката е заменена съществуваща амортизирана турбинна мощност на ТГ 6, която е с изчерпан технологичен ресурс и е изградена преди повече от 50 години. Новият турбоагрегат ТГ 9 доказано работи устойчиво в широк диапазон на изменение на параметрите на топлофикационната мрежа и при базово целогодишно натоварване, като при това изпълнява нормативните изисквания за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (поставени в Директива 2012/27/ЕС). Проектът е приключен в края на 2015 г. с издаден Акт образец № 16 и разрешение за ползване от ДНСК. Новоизграденият турбогенератор е вписан в лицензията на „Топлофикация София” ЕАД за производство на електрическа и топлинна енергия № Л-032-03 от 15.11.2000 г. През месец октомври 2015 г. са проведени изпитанията за надеждност с продължителност от 720 h, съгласно клаузите на Договор У-№446/ 09.12.2011 г.

- ***Каскадно присъединяване на турбина ТГ 8А в ТЕЦ „София”***

Същността на разработката е да бъде реализирано ново техническо решение за оптимизиране технологична експлоатационна схема на съществуващия турбогенератор ТГ 8 и към него каскадно да се присъедини нова противоналегателна турбина ТГ 8А, с което да се изпълнят нормативните изисквания за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (поставени в Директива 2012/27/ЕС), а именно КПД ≥ 80% и ΔF≥ 10%. В изпълнение на сключения Договор № У-161/01.07.2013 г., изпълнителят - консорциум „Дженерал Енерго”, е завършил строително - монтажните работи и е провел пусково наладъчни изпитания с успешно приключили 72 часови изпитания. През месец ноември 2015 г. е съставен и подписан Акт образец №16 и е издадено разрешение за ползване от ДНСК. През месец декември новоизградената мощност е вписана в лицензията на Дружеството за производство на електрическа и топлинна енергия. Предстои в началото на 2016 г. да се проведат изпитания за надеждността на ТГ 8А.

- ***Инсталация за комбинирано производство на енергия в София с оползотворяване на RDF отпадък,*** *представлява последната заключителна фаза на Проекта за управление на отпадъците в София (ПУОС), изпълняван от Столична община. През 2015 г. дружеството работи в следните направления:*

1. *Защита на Доклада за Оценка на въздействие върху околната среда (ДОВОС) - успешно представена на 26.08.2015 г. пред Експертния екологичен съвет (ЕЕС). В резултат е издадено Решение № СО – 03 – 03/2015 г. на РИОСВ - София, с което е одобрен Доклада за ОВОС и се допуска предварително изпълнение на решението, след внасяне на парична гаранция в размер на 100 000 (сто хиляди) лева;*
2. *Изпълнение на мероприятия за издаване на Разрешение за строеж за реализация на инвестиционната разработка „Изграждане на инсталация за комбинирано производство на енергия в София с оползотворяване на RDF отпадък”, като това условие ще бъде изпълнено през 2016 г.;*
3. *Подготовка на апликационна форма за кандидатстване за финансиране по ОП Околна среда 2014-2020 г. Приоритетна ос 2 „Отпадъци” и нейното привеждане в съответствие с новите институционални споразумения. Окончателно изпълнението ще бъде завършено в средата на 2016 г.*
4. *Подготовка на площадката за изграждането на съоръжението, която ще бъде извършена през 2016 г.*

През 2015 г. продължи реализацията на проекти, които са съфинансирани по ***Международен фонд Козлодуй (МФК):***

- ***Реконструкция и модернизация на ЕК 220 т/ч ст. № 7 и 8 в ТЕЦ „София“.***

През декември 2015 г. е стартирана тръжната документация за реконструкция и модернизация на енергийни котли № 7 и 8 в ТЕЦ „София”, като окончателното изграждане и внедряване в експлоатация се предвижда в края на 2018 г.

- ***Изграждане на утилизационна инсталация на ЕК 220 t/h ст. №9 в ТЕЦ „София”***

През 2015 г. са извършени подготвителни дейности, като изграждането и внедряването е планирано за 2016 г.

- ***Модернизация на ТГ 3 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток“.***

С разработката се цели да бъде преобразувана ТГ 3 от кондензационна турбина с топлофикационен пароотбор в противоналегателна турбина с бойлер-кондензатор за топлофикационни цели, като с това да се изпълнят нормативните изисквания на Директива 2012/27/ЕС за високоефективно комбинирано производство. При реконструкцията е заложено да бъде запазен електрическия генератор, с инсталирана мощност 30 MWe, като се разчита да бъде постигната топлинна мощност в бойлер-кондензатора над 80 MWt.

През 2015 г. е подготвена частично тръжната документация. Изграждането и внедряването в експлоатация е планирано да бъде до края на 2019 г.

- ***Реконструкция и модернизация на ТПМ – Предвидени за изпълнение през 2015 г., 2016 г. и 2017 г.***
- ***Изпълнение на СМР през 2015 г.*** *- 79% от обектите, предвидени за реализация през 2015 г. са изпълнени и са рехабилитирани около 30 km топлопроводи в столицата, останалите са предвидени за изпълнение през 2016 г. (7,768 km). Основните причини за неизпълнение на посочените обекти през 2015 г. в пълен размер (37 km) са поставените кратки срокове за изпълнение, мащабно планиране, концентрирано в няколко района (91 обекта на територията на 15 районни общини), съответно трудно съгласуване на проектите.*
- *В началото на 2016 г. предстои избор на изпълнители за извършване на СМР.*
- ***Доставка на предварително изолирани тръби.*** *В края на 2015 г. стартира тръжна процедура за доставка на предварително изолирани тръби, като се очаква до края на февруари 2016 г. да бъде избран доставчик.*

През 2015 г. дружеството продължи работата по реализиране на следните задачи в изпълнение на плана за ***Дерогация по Директива 2009/29/ЕО:***

- ***Модернизация на ТГ 4 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток“.***

Инвестиционната разработка за модернизация на ТГ 4 е аналогична на тази за ТГ 3, като също се цели да бъде преобразувана ТГ 4 от кондензационна турбина, с топлофикационен пароотбор, в противоналегателна турбина с бойлер-кондензатор за топлофикационни цели, като с това да се изпълнят нормативните изисквания на Директива 2012/27/ЕС за високоефективно комбинирано производство. При реконструкцията е заложено да бъде заменен и електрическият генератор с нова инсталирана мощност, която да съответства на изискването да бъде постигната топлинна мощност в бойлер-кондензатора около 90 MWt.

След одобряването на тръжната документация от консултанта през юли 2015 г. стартира тръжната процедура за избор на изпълнител, като изграждането и внедряването в експлоатация е планирано да бъде в края на 2019 г.

- ***Реконструкция и модернизация на ТПМ –*** *в началото на 2016 г. предстои избор на изпълнители за извършване на СМР.*

Реализация на инвестиционни обекти под контрол на топлофикационните райони (ТР):

ТР „София”

През 2015 г. е работено по реализация на следните обекти:

- *Проектиране, доставка, изграждане и въвеждане в експлоатация на работно захранване на КРУ 6kV, VII и VIII секции;*
- *Дублиране на системата за дистанционно управление възбуждането на ТГ 9 с включване в информационната система WPS 32 на ТЕЦ „София”;*
- *Проектиране, доставка, изграждане и въвеждане в експлоатация на нови кабелни линии за работно захранване на КРУ 6kV - IV и V секции и резервно захранване на КРУ 6kV - III секция от трансформатор №1 25MVA 110/6/6 kV;*
- *Проектиране, доставка и монтаж на нова четирираменна диференциална защита на трансформатор № 8;*
- *Промяна групата на свързване на трансформатор № 9 чрез пресвързване по*

първична и вторична комутация;

- *Проектиране, доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на ново главно правотоково табло.*

ТР „София Изток”

- *Реконструкция на комин №1;*
- *Подмяна на системата за управление на ВК 4;*
- *Доставка и монтаж на 2 броя прекъсвачи за Г №1 и Г №5;*
- *Тръбопровод за шламови води - подмяна с полиетилен висока плътност*
- *Доставка и монтаж на четири броя пластинчати топлообменници за маслоохлодителите на ТГ и кондензата на ВК;*
- *Доставка и монтаж на деарационна колона за ДНН;*
- *Доставка на 18 броя прекъсвачи 0,4 kV за Второ енергийно разширение;*
- *Доставка и подмяна на електрическа бариера на ж.п. прелез;*
- *Доставка и подмяна на компресор за БУ №3.*

ТР „Земляне”

- *Сключване на договор за изработка на екрани и конвективни пакети за ВК ст. № 4;*
- *Подмяна на бленда за разход на газ /лятна/ с разходомер 12 knm^3/h и прилежащата апаратура;*
- *Пожарогасителна инсталация за КРУ 10 kV ;*
- *Доставка и монтаж на регулатор за налягане за природен газ за ВК ст. № 3;*
- *Доставка и монтаж на КТП 160 kVA 10/0.4 kV и прилежащите ел.материали;*
- *Подмяна на прекъсвач 0,4 kV АВМ-1000 в РУ 0,4 kV III-та секция.*

ТР „Люлин”

- *Подмяна на екрани на ВК ст. № 2, тип ПТВМ 100;*
- *Подмяна на долен конвективен пакет ВК ст .№ 4, тип ПТВМ 100;*
- *Подмяна на тръбен сноп ПК ст. № 3 в ОЦ „Люлин” с тръби и материали на изпълнителя;*
- *Доставка и подмяна на шибър на рециркулационен възел Ду 800/25 с равнопроходна сферична Ду 700/25 на заварка - 1 бр.;*
- *Подмяна на 2 бр. бариери и 2 бр. плъзгащи врати ОЦ „Люлин” и ПС „Надежда”;*
- *Изработка и подмяна на 2 бр. изолиращи фланци с прилежащ участък на газопровод Ду500 за ОЦ „Люлин”.*

План на инвестиционна програма 2016 г. - 2017 г.

Приоритетните задачи през периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., които са в процес на изпълнение, са съответно:

Основни обекти в топлоизточниците са:

- *Реконструкция и модернизация на ЕК 220 t/h ст.№7 и 8 в ТЕЦ „София”;*
- *Модернизация на ТГ 4 с нова противоналегателна турбина в ТЕЦ „София Изток”. За инвестицията за модернизацията на ТГ 4 в ТЕЦ „София Изток” ще се разчита на средства, отделени за изпълнение на плана за Дерогация по Директива 2009/29/ЕО. Тръжната документация е създадена и одобрена, като в момента се провежда двустепенна процедура за избор на Изпълнител на задачата. Извършването на модернизацията се предвижда да стартира през 2016 г. като внедряването в експлоатация е планирано да бъде в края на 2018 г.;*
- *Инсталация за некаталитична редукция на NOx в изходящите димни газове на ЕК 5 и ЕК 2 в ТЕЦ „София Изток”;*
- *Изграждане на Когенерираща инсталация за ВОЦ „Овча купел 2”.*

Приоритетни обекти в топлопреносната мрежа са:

- *Реконструкция на топлопроводи по списък – Предвидени за изпълнение 30 km (доставка на тръби и СМР), от тях отложени ~ 7 km от заложеното през 2015 г.;*
- *Разширяване и развитие на топлопреносната мрежа – Реконструкция и модернизация на ПС „Бъкстон” с цел присъединяване на нови клиенти; Изграждане на отклонение с начален диаметър DN300 по ул. „Костенски водопад“ и продължението й*

в ж.к. „Манастирски ливади – Изток”; Реконструкция на топлопровод DN400 на DN500 в ж.к. „Борово”;

- *Абонатни станции (АС) - Мониторинг система за дистанционен контрол на АС – мащабен проект, планиран за реализация за няколко години. През 2016 г. се планира да бъде внедрен само за ТР София (около 4 200 АС). Имплементирането на система за мониторинг и управление на абонатните станции ще доведе до:*

✓ *информационна обезпеченост на потребителите по отношение на режимите на работа на АС и потребеното количество енергия в реално време;*

✓ *формиране на активни потребители;*

✓ *възможност за дистанционна промяна на настройките на АС в реално време съвместно с клиента;*

✓ *получаване на актуалната информация (съгласно нормативните изисквания) от абонатните станции за минимално време;*

✓ *анализ на консумацията на топлинна енергия и изчисляване топлинната характеристика на всяка сграда;*

✓ *индуциране на предаварийни и аварийни ситуации;*

✓ *разпознаване причината за авария и изпълнение на необходимите рутинни действия.*

- *Обновяване и модернизация на АС (за останалите райони)*
- *Средства за измерване в абонатни станции*
- *Развитие на Мониторинг система за локализиране на пробиви по топлопреносната мрежа*

Други основни обекти са:

- *Внедряване на многофункционална информационна система, която ще обедини в единна база данни, всички дейности в предприятието.*
- *Обекти по дейност „Сигурност” - мерки, свързани с противопожарна безопасност, както и интегрални системи за видеонаблюдение и контрол на достъпа на отоплителните централи и административни сгради на дружеството с видеонаблюдение, на които не е извършено до момента.*
- *Системи за връзка с MMS системата на ЕСО;*
- *Машини, съоръжения и транспортна техника;*
- *Мерки, свързани с подобряване качеството на обслужването и събираемостта - сегментиране на клиентите и индивидуален подход на база исторически данни; вкл. анализ на реалните процеси за събиране, софтуерен продукт, документиране на функционалностите, оптимизиране работата на служителите и други.*

Изпълнение на ремонтна програма за 2015 г.

Утвърдената ремонтна програма за 2015 г. е на обща стойност 6 551 хил. лв., а изпълнението е в размер 3 570 хил. лв.

Изпълнение на ремонтна програма по топлорайони:

ТР „София”:

- *Котелен цех, обследване на състоянието на барабана на ЕК 220 t/h ст. 7;*
- *Котелен цех, обследване на РВВП и текущ ремонт на ЕК 9;*
- *Котелен цех, частична подмяна на тръби в областта на дъното на ВК ст. №2;*
- *Турбинен цех, ремонт и поддържане на помпи - мрежови и питателни;*
- *Турбинен цех, ремонт кранове и телфери;*
- *Електро цех, ремонт и текущо поддържане на съоръжения и електродвигатели;*
- *КИП и А-ремонт и поддържане на съоръжения, технологична и аварийна сигнализация ;*
- *Химичен цех - ремонт и текущо поддържане на съоръжения.*

ТР „София изток”:

- *Котелно оборудване, ремонт на дефектирала арматура на ВК 1÷8;*
- *Турбинно оборудване, ремонт на дефектирала арматура;*
- *КИП и А, текущо поддържане - ревизия на контролери, ОС и UPS;*
- *Химически цех, ремонт на резервоари за реагенти.*
- *Общостационни съоръжения – ремонт на дефектирали и износени елементи на асансьори и повдигателни съоръжения*

ТР „Земляне”:

- *Водогрейни котли ВК ст. 1-5, ремонт на водни, въздушни и горивни трактове;*
- *ХВО, ремонт и профилактика на филтри и подмяна на дюзи;*
- *Ремонт и профилактика на помпи за сондажна вода;*
- *Сгради - ОР на покрива над котелното към главен корпус.*

ТР „Люлин”:

- *ВК ст.№ 1÷5, ремонт на стоманенобетонни димоходи;*
- *Ремонт възли и елементи на свързващи топлопроводи към главен корпус;*
- *Ремонт и поддръжка на КИП и А;*
- *Проверка и настройка релейни защити;*
- *Ремонт на кранове и телфери;*
- *Ремонт и асфалтиране на вътрешни и външни пътища;*
- *Ремонт покриви.*

Ремонтни дейности по топлопреносната мрежа:

- *Профилактика, преглед и текущи ремонти на голяма част от основните и спомагателни съоръжения за гарантиране на сигурността на снабдяването и надеждността на генериращите мощности;*
- *Аварийните ремонти по топлопреносната мрежа се извършваха от екипи на топлорайоните при максимално прекъсване на топлоснабдяването до 48 часа и непрекъснат режим на работа. Отстранените пробиви към настоящия момент са около 650 броя, а подменените тръбопроводи са около 3,0 km;*
- *Ежегодни профилактични ремонтни дейности на абонатните станции, помпените станции, проходимите колектори, камерите, като е обърнато особено внимание на опорните конструкции, компенсаторите, регулиращата и спирателна арматура;*
- *Продължаване дейностите по възстановяване на топлоизолация на надземни топлопроводи, с което се цели намаляване на технологичните разходи по преноса.*

План на ремонтна програма за ценовия период 2016 г. - 2017 г.

Ремонтната програма за периода 2016 г.-2017 г. се изготвя след подробна и задълбочена оценка на неотложните ремонтни операции в топлопреносната мрежа за осигуряване на надеждност на системата за качествено топлоснабдяване на столичани, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и повишаване дейностите по опазване на околната среда на „Топлофикация София” ЕАД.

По дейност „Пренос на топлинна енергия” планираните средства са основно за планови и аварийни ремонти и свързаните дейности с тях, а именно: почистване и отпушване на отводнителни канализации на проходими колектори и 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.

Предвижда се и извършване на ежегодни профилактични ремонтни дейности на абонатни станции, помпени станции, проходими колектори, камери, като особено внимание се обръща на опорните конструкции, компенсаторите, регулиращата и спирателна арматура.

Условно постоянни разходи отчет 2015 г. и план 2016 - 2017 г.

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период от 2016 - 2017 г. е 109 807 хил. лв. или с 6,5% повече спрямо отчетените през 2015 г. Голямата част от постоянните разходи са планирани на нивото на отчета през 2015 г. Увеличението се дължи основно на предвидените по-високи разходи за ремонт, както и на част от разходите, пряко свързани с регулираната дейност.

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.

Предвидените разходи за амортизации за новия ценови период са завишени спрямо отчета за 2015 г. с 623 хил. лв. и възлизат на 37 943 хил. лв. Завишението е основно вследствие въведените в експлоатация машини и съоръжения в края на 2015 г. - турбогенератор № 9 в ТЕЦ „София“ с обща стойност на инвестицията - 21 594 хил. лв. и нов турбогенератор № 8А в ТЕЦ „София“ с обща стойност на инвестицията - 11 537 хил. лв.

Разходи за ремонт

Прогнозните разходи за ремонт периода 2016 г. – 2017 г. са на стойност 6 516 хил. лв., което представлява 1,5% от общо предвидени разходи за дейността по лицензиите. Стойността на разходите за ремонт на съоръженията в топлофикационната система е определена съгласно прогнозната ремонтна програма на дружеството за 2016 г.

През последните години, поради тежкото финансово състояние на дружеството, разходите за ремонт са силно ограничени. Извършените разходи за ремонтни дейности през 2015 г. са в размер на 3 598 хил. лв., като те са насочени основно към профилактика на основни и спомагателни съоръжения. Значителното ограничение на разходите е в резултат на необходимостта от приоритетно и редовно плащане на средства за консумиран природен газ и насочване на част от наличните средства за поддържане на съоръженията, с цел гарантиране на нормалната им работа и сигурност. Разходите за ремонт са предмет на постоянен контрол от ръководството още в етапа на възлагане, като се провеждат процедури в изпълнение на изискванията на ЗОП и се създава организация за изпълнение на част от ремонта със собствени сили.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на тези разходи в прогнозата за 2016 г. – 2017 г. се увеличава с 1 849 хил. лв. (10,2%) спрямо отчета за 2015 г. В състава им дружеството не включва разходи за балансиране на електроенергия и разходи по събиране на вземания, които в предходния регулаторен преглед Комисията счете за неприсъщи в процеса по калкулиране на цените. Голямата част от разходите в групата са на нивото на базовата 2015 г. и на ценовия период 2015 г. – 2016 г., като по-значителни отклонения има при:

Абонаментно поддържане – планираните разходи за ценови период 2016-2017 г. са увеличени спрямо отчетените през 2015 г., както спрямо тези за ценови период 2015-2016 г. Предвиденото завишение е в следствие на анализ на сключените дългосрочни абонаментни договори, които ще действат през периода.

Разходи за въоръжена и противопожарна охрана - основен фактор за увеличението на разходите за въоръжена и противопожарна охрана, е че ТЕЦ „София” и ТЕЦ „София Изток” са определени като стратегически обекти, в резултат на което се повишават нивата на сигурност, което изисква допълнителни разходи. Друг фактор за увеличението е въвеждането на видеонаблюдение, както в стратегическите обекти, така и в други обекти от съществена важност за осъществяване на лицензионните дейности.

Проверка на уреди - разходите за ценовия период 2016 - 2017 г. са завишени с 200 хил. лв. спрямо отчетените през 2015 г. Това е в резултат на графиците за периодична метрологична проверка на уредите за търговско измерване съгласно действащото законодателство.

Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата и материалите в производството. За новия регулаторен период завишени спрямо отчета за 2015 г. са:

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид са предвидени въз основа на планираните количества горива за производство на електроенергия, необходими за изпълнение на производствената програма за периода 2016 - 2017 г. От емисиите въглероден диоксид са приспаднати безплатните квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени във връзка с чл.10а от Директива 2003/87/ЕС) (изменена с Директива 2009/29/ЕС), както и предвидените квоти срещу инвестиции по чл. 10в от цитираната Директива за съответния период. Разходите за останалите за закупуване квоти са изчислени при цена на емисиите 5,84 евро/t.

Разходи за консумативи (химикали и реагенти) – след въвеждането в експлоатация на ТГ 9 и ТГ 8А в ТЕЦ „София“ и увеличеното производство на електрическа енергия ще са необходими повече средства за консумативи и реагенти за химическа обработка на промишлената вода, консумирана от централата.

Регулаторната база на активите (РБА)

РБА за периода 01.07.2016 – 30.06.2017 г. е в размер на 448 001 хил. лв., изчислена в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2015 г. и изискванията на глава втора, раздел II от „Указания НВ”. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към края на 2015 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Приспадната е стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 62 581 хил. лв. Амортизационните отчисления за периода на използване в прогнозата от 01.07.2016 г. са равни на отчетните за 2015 г.

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 49 816 хил. лв.

Норма на възвръщаемост

При изчисленията на нормата на възвръщаемост за ценовия период 2016 г. - 2017 г. е използвана капиталовата структура към 31.12.2015 г., без да е отчетен текущият финансов резултат, и примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5%, равна на утвърдената за действащия ценови период съгласно т. 34 и т. 36 от „Указания НВ“. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е среднопретеглена цена на привлечения капитал, включващ заеми от Европейската банка за възстановяване и развитие (ЕБВР), Международната банка за възстановяване и развитие (МБВР), както и споразумение за разсрочване на задължения към Български енергиен холдинг (БЕХ), сключено през 2015 г.

За новия регулаторен период дружеството представя за утвърждаване следните ценообразуващи елементи:

Необходими годишни приходи: 453 583 хил. лв.

Възвръщаемост на капитала: 17 114 хил. лв.

Признати годишни разходи за дейността: 436 470 хил. лв., в т.ч.:

- *условно – постоянни: 109 807 хил. лв.*
- *променливи: 326 662 хил. лв.*

Регулаторна база на активите: 448 001 хил. лв.

Норма на възвръщаемост: 3,82%.

С писмо вх. № Е-14-01-13 от 14.04.2016 г. дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет, доклад на независимия одитор за 2015 г., вкл. годишен доклад за дейността.

С писмо вх. № Е-14-01-9 от 27.04.2016 г. „Топлофикация София“ ЕАД е поискала промяна на вече представения в Комисията ценови модел, приложение към заявление за утвърждаване на цени на електрическата енергия и заявление за утвърждаване на цени на топлинната енергия, надлежно подадени в КЕВР с вх. № Е-14-01-9 от 01.04.2016 г. В писмото дружеството подробно посочва мерките, които е предприело през изминалата година за оптимизиране на разходите и намаляване на загубите, но въпреки всички действия е възникнала необходимост от увеличаване на количествата закупена ел. енергия в производството и преноса. Според данни на дружеството това увеличение води до увеличение на общите разходи за „Топлофикация София“ ЕАД с около 4 млн. лв. спрямо заложените в ценовия модел. Поради това са предложени следните промени:

1. В справка № 6 „Изчисляване на коефициентите за разпределение на разходите“ се налага увеличение на закупената ел. енергия в ценовия модел. Промяната е както следва:

т. 33 – Купена ел. енергия – от 60 941MWh да се промени на – 76 949 MWh;

т. 33.1. – в топлоизточника – от 37 492 MWh да се промени на – 52 774 MWh;

т. 33.2. – в пренос и разпределение– от 23 449 MWh, да се промени на – 23 720 MWh.

2. В справка № 1 „Разходи за производство на Топлофикация София“ ЕАД увеличението е следното:

Разходи за закупена електрическа енергия – от 8229 хил. лв. да се промени на 12 391 хил. лв., от които:

- Прогноза за производство – от 5302 хил. лв. да се промени на 8 130 хил. лв.;
- Прогноза за пренос – от 2927 хил. лв. да се промени на 4 261 хил. лв.

С писмо с изх. № Е-14-01-9 от 27.04.2016 г. на КЕВР на основание чл. 41, ал. 11 от НРЦЕЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Подробна писмена обосновка на разходи за ремонт в производство с направен отчет и анализ по позиции и стойност, както и прогноза за разходи за ремонт с отчет и анализ по позиции и стойност;
2. Подробна писмена обосновка на позиция други разходи в производство и пренос на топлинна енергия;
3. Писмена обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

С писмо вх. № Е-14-01-9 от 11.05.2016 г.дружеството е представило исканата информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 20,80% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,58% 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 със 7,13% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 38,55% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 44,22%.

През следващия регулаторен период дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 16,91%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	96 102	103 151	102 495	109 806	7 311	7,13%	13 704	14,26%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	37 641	37 320	38 390	37 943	-447	-1,16%	302	0,80%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	4 370	3 598	4 703	6 516	1 813	38,55%	2 146	49,11%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	25 821	29 194	29 183	29 310	127	0,44%	3 489	13,51%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	14 968	15 122	16 588	16 271	-317	-1,91%	1 303	8,71%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	6 063	6 209	6 615	6 880	265	4,01%	817	13,48%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	8 905	8 913	9 973	9 391	-582	-5,84%	486	5,46%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	13 477	18 159	13 873	20 008	6 135	44,22%	6 531	48,46%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	8739	10 421	8 996	10 074	1 078	11,98%	1 335	15,28%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	175	242	242	242	0	0,00%	67	38,29%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,68	520,64	416,75	405,98	-11	-2,58%	-79	-16,24%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	4 370	3 598	4 703	6 516	1 813	38,55%	2 146	49,11%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	2 276	1 302	3 731	5 171	1 440	38,60%	2 895	127,20%
I.2.	по преноса	хил. лв.	2094	2 296	972	1 345	373	38,37%	-749	-35,77%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	11 951	29 354	55 995	65 461	9 466	16,91%	53 510	447,74%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	9 797	7 815	23 033	28 644	5 611	24,36%	18 847	192,38%
II.2.	по преноса	хил. лв.	2 154	21 539	32 962	36 817	3 855	11,70%	34 663	1609,24%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**Разлика** Прогноза 2016 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2015 – Прогноза 2014 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	4 787 175	4 643 626	4 486 856	4 723 485	236 629	5,27%	-63 690	-1,33%
1.1.	гореща вода	MWh	4 787 175	4 643 626	4 486 856	4 723 485	236 629	5,27%	-63 690	-1,33%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	102 150	88 549	86 283	97 063	10 780	12,49%	-5 087	-4,98%
2.1.	гореща вода	MWh	6 976	5 287	5 267	5 293	26	0,48%	-1 683	-24,12%
2.2.	пара	MWh	95 174	83 262	81 015	91 770	10 755	13,28%	-3 404	-3,58%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,09%	1,87%	1,89%	2,01%	0,0013	6,72%	-0,0008	-3,62%
3.1.	гореща вода	%	0,15%	0,11%	0,12%	0,11%	-0,0001	-4,54%	-0,0003	-23,07%
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	4 889 325	4 732 175	4 573 139	4 820 548	247 409	5,41%	-68 777	-1,41%
4.1.	гореща вода	MWh	4 794 151	4 648 913	4 492 124	4 728 778	236 654	5,27%	-65 373	-1,36%
4.2.	пара	MWh	95 174	83 262	81 015	91 770	10 755	13,28%	-3 404	-3,58%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	1 843 664	1 892 535	1 757 510	1 833 330	75 820	4,31%	-10 334	-0,56%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	14 924	42 823	41 536	42 438	902	2,17%	27 514	184,36%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	1 021 100	799 819	900 281	1 175 000	274 719	30,51%	153 900	15,07%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	184 550	169 222	171 775	295 000	123 225	71,74%	110 450	59,85%
		%	18,07%	21,16%	19,08%	25,11%	0,0603	31,58%	0,0703	38,91%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	836 550	630 598	728 506	880 000	151 494	20,80%	43 450	5,19%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	836 550	630 598	715 483	760 000	44 517	6,22%	-76 550	-9,15%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh			13 023	120 000	106 977	821,45%	120 000	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	6 707 861	6 297 311	6 210 265	6 860 912	650 647	10,48%	153 050	2,28%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	4 731 549	4 226 702	4 338 686	4 858 081	519 396	11,97%	126 532	2,67%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	1 976 312	2 070 609	1 871 579	2 002 830	131 251	7,01%	26 518	1,34%
9	ОБЩА ефективност	%	83,48%	83,00%	82,70%	82,80%	0,0010	0,13%	-0,0067	-0,80%
10	Топлинна ефективност	%	61,89%	64,08%	61,95%	58,62%	-0,0333	-5,38%	-0,0328	-5,29%
11	Електрическа ефективност	%	21,58%	18,92%	20,75%	24,19%	0,0344	16,56%	0,0261	12,07%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	94,04%	93,47%	96,12%	93,66%	-0,0247	-2,57%	-0,0039	-0,41%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	191	150	152	152	0	-0,05%	-40	-20,71%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	139	143	141	142	2	1,09%	3	2,49%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	3 968 589	3 832 155	3 675 607	3 917 485	241 878	6,58%	-51 104	-1,29%
10.1.	гореща вода	MBтч	3 968 589	3 832 155	3 675 607	3 917 485	241 878	6,58%	-51 104	-1,29%
10.2.	пара	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	818 586	811 471	811 249	806 000	-5 249	-0,65%	-12 586	-1,54%
		%	17,10%	17,47%	18,08%	17,06%	-0,010	-5,62%	0,000	-0,21%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	818 586	811 471	811 249	806 000	-5 249	-0,65%	-12 586	-1,54%
		%	17,10%	17,47%	18,08%	17,06%	-0,010	-5,62%	0,000	-0,21%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация София” ЕАД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5= 4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	96 102	191 878	95 776
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	372 980	375 310	2 330
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**21 757**	**-59 235**	-37 478
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	490 839	507 953	17 114
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	836 550	728 506	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	836 550	715 483	-121 067
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	13 023	13 023
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	3 968 589	3 675 607	
с гореща вода	МВтч	3 968 589	3 675 607	-292 982
с водна пара	МВтч	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	192,93		
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	122,93		
Ц вп	лв/МВтч	0,00		
Ц гв	лв/МВтч	73,98		
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	450 446	450 446	
Собствен капитал	хил. лв.	371 643	371 643	
Дял на собствения капитал	%	76,22%	76,22%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	115 963	115 963	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	
- кредити	хил. лв.	115 963	115 963	
Дял на привлечения капитал	%	23,78%	23,78%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	2,52%	2,52%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	4,83%	-13,15%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**-14,82%**	

НВск на база приходи и разходи по отчет ОПР (колона 4) е -14,82% вследствие на по-високите разходи от реализираните приходи и реализиране на отрицателен финансов резултат за годината. Реализираните по-ниски приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия са в резултат на по-ниските продадени количества енергии в сравнение с утвърдените от КЕВР. Независимо, че през годината дружеството е получило приходи от отписани задължения с изтекъл давностен срок, са извършени допълнителни разходи за обезценка на вземания, разходи за неустойки по договори и други, вследствие на което не е постигната утвърдената възвръщаемост.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. „Топлофикация София“ ЕАД отчита *загуба* в размер на 59 235 хил. лв. при *загуба* за предходната 2014 г. от 84 724 хил. лв. Реализираният общ всеобхватен доход за годината е отрицателен в размер на 59 613 хил. лв. при също отрицателна стойност за 2014 г. от 71 216 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 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 12,38%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 6%.**

Общите приходи в състава си включват приходи от продажби на топлинна и електрическа енергия в размер на 425 723 хил. лв., други приходи от 81 335 хил. лв. от тях с най-голям относителен дял са приходи от отписани задължения с изтекъл давностен срок 52 348 хил. лв. и капитализирани разходи за придобиване на активи 771 хил. лв.

При анализа на разходите по икономически елементи, представени в отчета за доходите, намаление спрямо предходната година се наблюдава при разходите за материали и амортизации, докато останалите разходи са завишени, като с най – голямо завишение е реализирано на разходите за обезценка на вземания.

Нетекущите активи през 2015 г. бележат спад спрямо предходната година от 584 719 хил. лв. за 2014 г. на 538 119 хил. лв. в резултат на спад на други вземания, възникнали вследствие на блокирани парични средства в КТБ към 31.12.2015 г., нетно от обезценка.

Общо търговските вземания са 444 058 хил. лв. за 2015 г. при 475 122 хил. лв. за 2014 г., налице е спад със 7%. От анализа е видно, че относителният дял на съдебните и присъдени вземания от общите търговски вземания за 2015 г. е 37% при 23% за 2014 г. Нетекущите пасиви през 2015 г. са увеличени на 600 605 хил. лв. от 164 773 хил. лв. за 2014 г. от ръст на нетекущите търговски задължения към „БЕХ" ЕАД, които към края на 2015 г. възлизат на 500 465 хил. лв.

Текущите пасиви са намалени от 679 752 хил. лв. за 2014 г. на 211 071 хил. лв. за 2015 г. в резултат на намалените текущи търговски задължения.

Финансовите показатели, изчислени на база балансова структура към 31.12.2015 г., показват, че „Топлофикация София" ЕАД не разполага със собствен капитал да обслужва финансовите си задължения и да се обезпечи изпълнението на инвестиционната програма със собствени средства. Показателят за общата ликвидност през 2015 г. е подобрен в резултат на намалените текущи търговски задължения и определя възможността на дружеството да обслужва текущите си задължения със собствени оборотни средства. Финансовата структура на дружеството в края на 2015 г. е 21% собствен капитал и 79% привлечени средства, а в края на 2014 г. е 24% собствен капитал и 76% привлечени средства.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия от 17 510 хил. лв. на 10 140 хил. лв. или със 7 370 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса на топлинна енергия съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма при 30 г. срок за амортизация и т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 6 516 хил. лв. на 4 236 хил. лв. или с 2 280 хил. лв., при отчетен размер през 2015 г. 3 598 хил. лв., като разликата от 638 хил. лв. или 17,74% над отчетената стойност е за покриване на предвидени и неизвършени планирани ремонти от предходни ценови периоди предимно в преносната мрежа, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- в позиция „приходи от присъединяване и услуги" е отчетена сумата от 1 000 хил. лв. след корекция с приходите от спечелените съдебни процеси, съобразно представената информация от дружеството.

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.

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) – 129,84 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 91,84 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 63,80 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 - 61,88 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2, и т. 3:
- Необходими годишни приходи – 358 145 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 339 798 хил. лв., от които условно-постоянни – 99 117 хил. лв. и променливи – 240 680 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 436 838 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,20%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 760 000 MWh.
- Електрическа енергия без показатели за високоефективно комбинирано производство – 120 000 MWh.
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 917 485 MWh

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

С писмо вх. № Е-14-49-9 от 31.03.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следната информация и документи:

1. Обосновка за нови цени на топлинна енергия и електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторен период в сила от 01.07.2016 г.;

2. Обосновка на разходите за амортизация, разпределение през новия ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. при производство между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта;

3. Обосновка на разходи за консумативи през новия ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.;

4. Обосновка на разходи за електрическа енергия през новия ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.;

5. Обосновка на разходи за вода, консуматив през новия ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.;

6. Обосновка на планираните приходи от услуги през новия ценови период 01.07.2016г. – 30.06.2017 г.;

7. Обосновка на предложеното от дружеството разпределение на оборотния капитал между електрическа и топлинна енергия;

8. Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2015 г.;

9. Обосновка на вътрешно–груповите разходи пряко свързани с дейността по лицензията;

10. Обосновка на прогнозните количества отпусната топлинна енергия към преноса и за собствено потребление - за ценови период 07.2016 г. - 06.2017 г.;

11. Обосновка за количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация за новия ценови период 07.2016 г. – 06.2017 г. и разпределението на това количество между електрическата и топлинната енергия, сравнено с отчета за 2015 г.;

12. Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи през 2016/2017 г. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика на КЕВР, приета с протоколно решение № 139/20.10.2005 г.;

13. Справки от №1 до №9 с отчетна информация за 2015 г. и прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. във форма и съдържание съгласно „Указания НВ“;

14. Отчетна информация за регулаторен период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. с приложени справки от № 1 до № 9;

15. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015г. – 30.06.2016г., Приложение №3;

16. 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;

17. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за произведената комбинирана електрическа енергия. Справките съдържат данни за количества - бруто, собствени нужди, нето, продажба на НЕК ЕАД и продажба на търговци на свободния пазар;

18. Справка за цените на горивата - изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените, Приложение № 2;

2.8. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., Приложение № 4;

19. Одитиран годишен финансов отчет за 2015г. на „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти. Доклад за дейността на дружеството;

20. Справки с отчетна информация за 2015 г., съгласно ЕССО за целите на регулирането;

21. Анализ на WACC за България /Независимо становище, изготвено от Stern Stewart & Co;

22. Искане за компенсиране на разходи през ценови период 2016 г.-2017 г. по чл. 35 от

Закона за енергетиката, 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 (ЗЕЕ).

23. Инвестиционна и ремонтна програма на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – отчет за 2015 г. и прогноза за 2016 г.;

24. Договор за продажба на електрическа енергия между „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД и лицензиран търговец по Закона за енергетиката;

25. Договор № 142-2013/02.10. 2015 г. за доставка на природен газ, сключен между „ЕВН България Топлофикация” ЕАД и „Булгаргаз” ЕАД за 2016 г. и приложения към него;

26. Копия от публикации във в-к „Марица“ от 29.02.2016 г., на страницата в интернет на дружеството и в ЕВН Офиси;

27. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация”ЕАД към 08.03.2016 г.;

28. Документ за внесена такса за разглеждане на заявлението

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

„ЕВН България Топлофикация” ЕАД	**лева / MWh без ДДС**
Еднокомпонентна пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	**73,55**
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ	**72,55**
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	**72,55**
Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин	**180,75**

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 312,21 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 55,00 лв./MWh.

Обосновката на дружеството е следната:

I. Изходна ситуация и нормативни основания при подаване на заявление за определяне на цените за третия регулаторен период от 01.07.2016 г.:

Според дружеството направените изменения и допълнения в ЗЕ през 2015 г. са пряко свързани с дейността на дружествата от топлофикационния сектор и имат отражение върху финансовата рамка на осъществяване на лицензионните дейности. Заявителят счита, че целта е намаляване на финансовите дефицити на НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик (ОД), но промените са се отразили неблагоприятно върху дейността на дружествата от енергийния сектор. В настоящата процедура дружеството отчита настъпилите нормативни и регулаторни условия, както следва:

- *С промените в чл. 162 от ЗЕ от 06.03.2015 г. бе въведено ограничението, че количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се изкупуват до размера на количествата, определени с решение на комисията за определяне на индивидуална цена за инсталациите. За първи път от десетилетия се ограничават драстично стимулите за комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия, без стратегически анализ за осигуряването на възвръщаемост поне на вече изградените централи и средносрочното развитие на този тип производствени мощности;*
- *С промените в ЗЕ (ДВ, бр. 17 от 2015 г., в сила от 6.03.2015 г.) производителите на електрическа енергия от топлоелектрическите централи с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия са задължени да осигурят възможност на оператора на електропреносната мрежа и/или оператора на електроразпределителна мрежа за оперативен контрол чрез предаване на данни в реално време. Съответно бе издадена и наредба на министъра на енергетиката, допълнително уреждаща тези отношения. Ежедневните разходи за поддържане на системата, позволяваща ежедневен оперативен контрол чрез*

предаване на данни в реално време, са част от настоящото заявление;

- Със ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 56 от 24.07.2015 г., бяха направени промени в условията и реда, при които КЕВР ще издава занапред сертификати на производителите на електрическа енергия за произхода на стоката електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, като същите, считано от 1 януари 2016 г. следва да са месечни, а не годишни;

- Към момента на подготовката на заявлението не е приключила административната процедура по изменение и допълнение на Наредбата за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин (наричана по-нататък Наредбата), издадена на основание чл. 162, ал. 4 от ЗЕ, с която следва да се определят формата, съдържанието, условията и редът за издаване на месечните сертификати за произход на електрическата енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

- С промените в ЗЕ (обн. ДВ, бр. 56 / 2015 г.) се създаде Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, в който ЕВН ТР ще прави вноски в размер 5 на сто от месечните приходи от продажби на електрическа енергия в страната. Съществено неблагоприятно условие за дружеството е, че вноските за фонд СЕС се признават за текущи разходи за дейността за целите на данъчното облагане, но за целите на ценовото регулиране не са в състава на признатите приходи. Това двойствено прилагане на безспорни разходи за дейността следва да намери отражение в завишаване на нормата на възвръщаемост, за да се избегне декапитализацията на дружествата от топлофикационния сектор;

- От 20.11.2015 г. са в сила изменени и допълнени Правила за търговия с електрическа енергия, които конфигурираха балансиращите групи по различен от съществуващия начин, като смяната на координатора на балансираща група ще предизвика по-високи разходи, поради разлика в мащаба на новия вид групи. Изразено е становище, че този вид разходи следва да бъде признат от КЕВР в пълен размер. С Решение № 11674 от 05.11.2015 г. на ВАС на РБ – ДВ бр. 20 от 15.03.2016 г., са отменени разпоредби на чл.10, ал.2, т.2 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия, с което отпада основанието Комисията да не признава разходите за балансиране по ПТЕЕ.

Конкретните изходни параметри на заявлението за цени в сила от 01.07.2016 г. са:

- *Регулиране чрез метод “Норма на възвръщаемост”;*
- *Обща норма на възвръщаемост на капитала преди данъци – 10,03 %;*
- *Регулаторна база на активите – балансова стойност към 31.12.2015г.;*
- *Регулаторен период от 01.07.2016 – 30.06.2017 г.;*
- *Планирани продажби на топлинна енергия в размер на 226 462 MWh. Очаква се увеличение от 12,4% спрямо 2015 г., главно заради нетипично високите външни температури за региона на гр. Пловдив през отчетната година;*
- *Размер на технологичните разходи 97 055 MWh или 30% от производството на топлинна енергия – (планиран спад от 9,11% спрямо 2015 г., поради извършени инвестиции в топлофикационната мрежа и повишено количество на продажбите);*
- *Планирани продажби на електрическа енергия 312 274 MWh (увеличение от 11,28% спрямо предходната година), като 276 290 MWh са от високоефективно комбинирано производство, а 35 984 MWh са от невисокоефективно комбинирано производство;Цена на природния газ, съгласно предложение на "Булгаргаз" ЕАД към КЕВР от 11.03.2016 г. за утвърждаване на цена в размер на 312,21 лв./ хил.н.м^3 (без ДДС и акциз);*
- *Калкулирани са разходи от 721 хил. лв. за акциз на природния газ, съгласно указанията и стойността, посочена в модела за калкулация на цените;*
- *Цена на произведената от високоефективно комбинирано производство ел. енергия – преференциална цена;*
- *Цена на произведената от невисокоефективно комбинирано производство ел. енергия – прогнозна цена от свободен пазар;*
- *Преференциална добавка в размер на 55 лв./MWh за комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство;*
- *Оборотен капитал – Коефициент, изчислен на базата на т. нар. „Нетен цикъл на оборотния капитал” възлиза на 37,71 дни. Поради факта, че с коефициент от 37,71 дни*

оборотният капитал не надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, оперативният необходим оборотен капитал е калкулиран по метода на нетния цикъл на оборотния капитал;

- *Разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ в размер на 5% от приходите от продажба на ел. енергия в размер на 2 639 хил. лв., планирани на базата на планови продажни количества електрическа енергия и планови продажни цени;*
- *Разходи за балансиране по Правила за търговия с ЕЕ се планират на база на отчетните разходи от 2015 г., индексирани с обявената от НСИ годишна инфлация за 12.2015 г. спрямо 12.2014 г. от -0,4%;*
- *Калкулация и признаване на разходи от 80 хил. лв. за балансиране по договор за продажба на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД;*

Ценообразуващи елементи и образуване на цени през 2016 г.

1. *Разход за природен газ в размер на 26 662 хил. лв., при цена 312,21 лв./ knm^3 (без акциз и ДДС), съгласно предложение на „Булгаргаз“ ЕАД към КЕВР от 11.03.2016 г.;*

2. *Условно - постоянни разходи в размер на* ***21 775 хил. лв.****, дадени подробно в таблицата по-долу:*

№	Наименование на разхода	Мярка	Отчет за базовата 2015 г.	Прогноза в цени VII-ми РП 01.07.2016 г.	Разлика VI РП – 2015 г.
I	***условно-постоянни разходи***	***хил. лв.***	***21 651***	***21 775***	***124***

3. *Слабо увеличение на разходите за амортизация, отразяващи инвестициите, извършени основно в разширението и подновяването на топлопреносната мрежа, но и също и в новото когенерационно съоръжение. Разходите за ремонт се планират да намалеят спрямо отчетните разходи от 2015 г.*

1	Разходи за амортизации	хил. лв.	***10.130***	***10.285***	***155***
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	***853***	***833***	***-20***

4. *Планира се увеличение на персоналните разходи през 2016 г., основно заради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения.*

3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	***3.027***	***3.166***	***140***
4	Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	***783***	***789***	***6***

5. *Разходите пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ спадат с -2,3% до 6 788 хил. лв., като основните групи от разходи включени в този компонент са изброени в таблицата. Разходите са планирани на база на отчетните разходи от 2015 г., индексирани с обявената от НСИ годишна инфлация за 12.2015 г. спрямо 12.2014 г. от -0,4%.*

Изключение прави позицията „Други разходи“, където се планира значителен спад на разходите спрямо 2015 г., дължащ се главно на демонтаж и безопасното извеждане от експлоатация на производствени съоръжения на територията на дружеството, извършени през отчетния период.

5	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ	хил. лв.	***6 945***	***6 788***	***-158***
	в това число за :				
5.1.	Застраховки	хил. лв.	686	684	-3
5.2.	Данъци и такси	хил. лв.	324	322	-1
5.3.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	509	507	-2
5.4.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	642	639	-3

5.5.	*Въоръжена и противопожарна охрана*	*хил. лв.*	*280*	*279*	*-1*
5.6.	*Наеми*	*хил. лв.*	*273*	*272*	*-1*
5.7.	*Съдебни разходи*	*хил. лв.*	*135*	*134*	*-1*
5.8.	*Такса събрано инкасо*	*хил. лв.*	*147*	*147*	*-1*
5.9.	*Разходи за обучения*	*хил. лв.*	*18*	*18*	*0*
5.10.	*Вътрешно-групови услуги*	*хил. лв.*	*2.393*	*2.384*	*-10*
5.10.1	*Мениджърски и консултантски*	*хил. лв.*	*0*	*0*	*0*
5.10.2	*Счетоводство и др. фин. Дейности*	*хил. лв.*	*328*	*327*	*-1*
5.10.3	*IT и телекомуникация*	*хил. лв.*	*112*	*112*	*0*
5.10.4	*Човешки ресурси*	*хил. лв.*	*81*	*81*	*0*
5.10.5	*Правни и корпоративни въпроси*	*хил. лв.*	*339*	*337*	*-1*
5.10.6	*Покупки и склад*	*хил. лв.*	*180*	*179*	*-1*
5.10.7	*Други административни услуги*	*хил. лв.*	*329*	*327*	*-1*
5.10.8	*Фактуриране*	*хил. лв.*	*269*	*268*	*-1*
5.10.9	*Клиентско обслужване*	*хил. лв.*	*354*	*352*	*-1*
5.10.10	*Технически услуги*	*хил. лв.*	*403*	*401*	*-2*
5.11.	*Други разходи*	*хил. лв.*	*544*	*115*	*-429*

6. *Променливи разходи в размер на 32 427 хил. лв., дадени подробно в таблицата по-долу:*

№	*Наименование на разхода*	*Мярка*	*Отчет за базовата 2015 г.*	*Прогноза в цени IV-ти РП 01.07.2016 г.*	*Разлика IV РП – 2015 г.*
II	***Променливи разходи***	***хил. лв.***	***46.020***	***32.427***	***-13.592***

7. *Намаление на разходите за материали, в които основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са калкулирани с цена на природен газ от 312,21 лв./knm^3 съгласно предложение на „Булгаргаз“ ЕАД към КЕВР от 11.03.2016 г. Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи са планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. Не се прогнозират разходи за външни услуги в променливите разходи. Разходът за акциз на природния газ възлиза на 721 хил. лв.:*

	в това число за:	*Мярка*	*Отчет за базовата 2015 г.*	*Прогноза в цени IV-ти РП 01.07.2016 г.*	*Разлика IV РП – 2015 г.*
1	*Разходи за материали*	*хил. лв.*	*43.222*	*27.801*	*-15.421*
2	*Разходи за външни услуги*	*хил. лв.*	*0*	*0*	*0*
3	*Акциз на природния газ ОБЩО в т.ч.:*	*хил. лв.*	*743*	*721*	*-22*
4	*Акциз на въглища за производство на топлинна енергия ОБЩО, в т.ч.:*	*хил. лв.*	*0*	*0*	*0*

8. *Дружеството не планира разходи за емисии от парникови газове (CO_2) през 2016 г.*

На национално ниво за третия период на Европейската схема за търговия с емисии ***2013 г. – 2020 г.*** *разпределението на квоти за всеки оператор се осъществява чрез следните основни документи:*

- ***Национални мерки за изпълнение за периода 2013 – 2020 г. (НМИ)****, регламентиращи количеството безплатни квоти за производство на топлоенергия.*
- ***Национален план за инвестиции (НПИ) на Република България за периода 2013 – 2020 г.****, регламентиращ количеството безплатни квоти за производство на електроенергия.*

Националният план за инвестиции е приет на заседание на Министерския съвет на 28.09.2011 г. и утвърден с Решение C(2012) 4560 от 06.07.2012 г. и Решение C(2013) 8455 final от 04.12.2013 г. на Европейската комисия за Разпределяне на безплатни квоти на емисии на парникови газове в съответствие с член 10в от Директива 2003/87/ЕО в замяна на инвестиции за модернизация на производство на електроенергия и в енергийна инфраструктура.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е включен като бенефициент на безплатни квоти за емисии на парникови газове и в двата документа.

Статус към момента:

Тема	***„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД***		
	Общо	***ТЕЦ „Север“***	***ОЦ „Юг“***
Количество верифицирани емисии от производство на електрическа енергия за 2015 г.	***- 85 973***	*- 85 973*	*0*
Количество верифицирани емисии от производство на топлинна енергия за 2015 г.	***- 66 603***	*- 61 394*	*- 5 209*
Безплатни квоти за производство на електрическа енергия разпределени за 2015 г. във връзка с изпълнени проекти, включени в Национален план за инвестиции (НПИ)	***+ 81 402***	*+ 81 402*	*0*
Безплатни квоти за производство на топлинна енергия разпределени за 2015 г. по Национални мерки за изпълнение	***+ 60 616***	*+ 58 065*	*+ 2 551*
Наличен остатък от безплатни квоти натрупан от предходни години	***+ 289 498***	***+ 276 859***	***+ 12 639***
Количество закупени емисии на парникови газове	***0***	*0*	*0*
Количество продадени емисии на парникови газове	***0***	*0*	*0*
Средна цена на закупени емисии на парникови газове	***0***	*0*	*0*
Средна цена на продадени емисии на парникови газове	***0***	*0*	*0*

Предвид положителния баланс на квоти, съобразено с графика на бъдещото разпределение на безплатни квоти за емисии, както и планът за производство на топлинна и електрическа енергия от инсталациите на дружеството, на този етап не се налагат разходи за осигуряване на CO_2 емисии.

9. *Обосновка на преференциална добавка за комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство в размер на 55 лв./MWh:*

Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, се определя съобразно приети от Комисията указания на база индивидуалните разходи за производство и добавка по групи производители.

Съгласно НРЦЕЕ групите производители и добавките за всяка от тях се определят от комисията по следните критерии:

- *преобладаващ дял на топлинния товар за битови или небитови нужди;*
- *вид на използваното гориво;*
- *дял на произведеното количество електрическа енергия спрямо отпуснатото според потребностите количество топлинна енергия към преноса;*
- *мощност на централата/инсталацията;*
- *характер на топлинния товар за небитови нужди според производствената дейност в промишлеността или селското стопанство.*

При определяне на добавка към индивидуалната цена на електрическата енергия по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ дружеството счита, че ако се прилага общият подход добавките би следвало да отразяват конкретните разходни особености на дружествата и съобразно този подход би следвало да има диференциация в добавките при топлофикационните дружества, предприели и реализирали значителни инвестиции за обновяване на производството, спрямо тези, работещи предимно със стари инсталации.

Следва да се отчетат и въведените ограничения в ЗЕ относно изкупуването на високоефективна комбинирана електрическа енергия по преференциална цена - до размера на количествата, определени с решение на комисията за определяне на индивидуална цена за инсталацията на ЕВН ТР. Допълнително ограничение и съществено влияние върху начина на функциониране на производствените мощности е прилаганият подход от 01.01.2016 г. да се издават месечни сертификати на производителите на електрическа енергия за произхода на стоката електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство.

От края на 2011 г. „ЕВН България Топлофикация” ЕАД е изградила и въвела в експлоатация нова инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с парогазов цикъл, увеличено количество на произведената комбинирана електрическа енергия и увеличен дял на топлинната енергия, произведена по комбиниран начин, отговаряща на най-добрите производствени практики в Европа.

При спазване на оповестените критерии от КЕВР и 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 потребителите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите потребители и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, заявителят счита, че следва добавка по чл.33, ал.3 от ЗЕ да бъде в размер на 55,00 лв./MWh.

***10.** Обосновка на разходи по индивидуална цел за енергоспестяване (чл. 35 от ЗЕ) – 300 хил. лв.*

„ЕВН България Топлофикация" ЕАД е идентифицирано от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) като задължено лице по смисъла на ЗЕЕ и като такова отправя отделно своето искане за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност в изпълнение на националните цели чрез определена индивидуална цел за енергийни спестявания.

До края на 2016 г. на дружеството е определена индивидуална цел по ЗЕЕ, съгласно протоколно Решение № 44 от 08.12.2010 г. на Министерски съвет. На основание чл. 14, ал. 1, във връзка с чл. 14, ал. 5, чл. 15, ал. 1 и чл. 15, ал. 2 от ЗЕЕ на „ЕВН България Топлофикация" ЕАД ще се определи индивидуална годишна цел за 2017 г., като средната годишна стойност на общото количество на продажбите на енергия на крайните клиенти на територията на страната през 2010 г., 2011 г. и 2012 г. ще се раздели пропорционално на стойността на продадените количества енергия на крайните клиенти през 2016 г. от „ЕВН България Топлофикация" ЕАД.

За 2017 г. дружеството ще прогнозира разходите си на база определената цел за 2016 г., завишена с 1,25% . Основанието е нормата на чл. 14, ал. 2 и ал. 5 от ЗЕЕ, че общата кумулативна цел ще се разпределя като индивидуални цели за енергийни спестявания между задължени лица и могат да се използват стойности за изчисление на енергийни спестявания в размер на 1,25 на сто годишно за 2016 г. и 2017 г. Като част от заявлението за одобряване на цени на ЕВН ТР, в сила от 01.07.2016 г., е приложено искането за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ.

***11.** Разходите, предизвикани за балансиране по правила за търговия с ЕЕ, се оценяват на 1 186 хил. лв., като са планирани на база на отчетните разходи от 2015 г., индексирани с обявената от НСИ годишна инфлация за 12.2015 спрямо 12.2014 от -0,4%.*

***12.** Калкулация и признаване на разходи от 80 хил. лв. за балансиране по договор с „Булгаргаз" ЕАД за продажба на природен газ, калкулирани като процент от планираното количество природен газ, предвидено за консумация по 10% от неговата стойност.*

***13.** Разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система" в размер на 5% от приходите от продажба на ел. енергия се планират на стойност 2 639 хил. лв., калкулирани на база прогнозните продажби и съответните прогнозни цени за високоефективна комбинирана ел. енергия и за не-високоефективната комбинирана ел. енергия.*

Продажби високо ефективна ел. енергия, MWh	*Цена ВЕКЕЕ, лв./MWh*	*Приходи от високо ефективна ел. енергия, хил. лв.*	*Продажби не-високо ефективна ел. енергия, MWh*	*Цена не-високоефективна ел. енергия, лв./MWh*	*Приходи не-високоефективна ел. енергия, хил. лв.*	*Вноска ФСЕС - 5% хил. лв.*
276.290	*180,75*	*49.939*	*35.984*	*78,90*	*2.839*	*2.639*

1	*Разходи за балансиране по Правила за търговия с ЕЕ*	*хил. лв.*	*1.191*	*1.186*	*-5*
2	*Разходи за балансиране - природен газ*	*хил. лв.*	*0*	*80*	*80*
3	*Разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система" - 5%*	*хил. лв.*	*863*	*2.639*	*1.775*

***Бележка:** Съгласно указанията на КЕВР, поради добавените редове за "Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ", „Разходи за балансиране - природен газ" и „Разходи за данък за производители на ел. енергия - 5%" в справка № 1 „Разходи" към променливите разходи от модела за ценообразуване е променена формулата в клетка "F 109" в справка № 4 „ТИП-ПРОИЗ" от модела за ценообразуване. Формулата е така променена, че*

„Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ" (клетка "G 97" в справка № 1 „Разходи") и „Разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система" - 5%" (клетка "G 99" в справка № 1 "Разходи") да бъдат ценообразуващ елемент само в цената на ел. енергия, защото според дружеството тези разходи се отнасят пряко към производството и продажба на ел. енергия. „Разходи за балансиране - природен газ" (клетка "G 98" в справка № 1 – „Разходи") заявителят счита, че следва да се разпределят между производството на двата продукта ел. енергия и топлинна енергия чрез коефициент.

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

Продажната цена за невисокоефективна комбинирана електрическа енергия на свободен пазар е прогнозирана на 78,90 лв./MWh, като среднопретеглена цена на база извършени до момента реални сделки за периода 01.09.2015-31.01.2016 г..

***14.** Възвръщаемост в размер на 15 233 хил. лв., при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 10,56% преди данъци, съгласно изследване за справедлива норма на възвръщаемост разработена от водещата международна компания „Stern Stewart & Co." (Изследване от „Stern Stewart & Co." за „ЕВН България" ЕАД е приложено към цялостния набор от документи). Дружеството е приело, че през 2016 г. не са налице съществени промени в изходните условия при прилагането на стандартната методология за изчисляване на среднопретеглената цена на капитала. Норма на възвръщаемост на привлечения капитал преди данъци от 1,07% и данък печалба от 10%;*

***15.** Количества на продажбите:*

– топлинна енергия 226 462 MWh;

– високоефективна комбинирана електрическа енергия 276 290 MWh;

– невисокоефективна комбинирана електрическа енергия 35 984 MWh

***16.** Необходими приходи – 69 434 хил. лв.*

Дружеството отбелязва, че разпоредбата на чл. 31 от ЗЕ насочва, че при изпълнение на процедурите по ценово регулиране цените на енергийните предприятия трябва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им и да осигуряват обоснована норма на възвръщаемост на капитала. Предвид икономическата ситуация в страната и основните цели пред дружеството за запазване на клиентите и сигурността на топлоснабдяването чрез оптимизиране на разходите, дружеството ще работи за развитие на клиентско-ориентирана тарифна структура при еднокомпонентна цена на топлинната енергия.

Обосновка на разпределението на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта през новия ценови период 01.07.2016 – 30.06.2017 г.

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 31.12.2015 г.

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" се разпределя съответно според тяхното предназначение и функционалност, спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за комбинирано производството и на двата продукта.

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

Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти, е отнесена 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 разпределят 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 31.12.2015 г.. Към тази дата сътрудниците, заети в производството, са 76 човека, а тези, заети в преноса, са 61,5 човека. На тази база 55,27% от стойността на амортизацията на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 44,73% се разпределя за пренос на топлинна енергия. Получената стойност за разходи от амортизации за производството се отнася към разходи за производство общо за двата продукта.

Обосновка на разходите за консумативи през новия ценови период 01.07.2016-30.06.2017 г.

Разходите за консумативи за производството са планирани спрямо производствените нужди, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период. Разходи за консумативи са планирани по месеци и по видове консумативи.

Обосновка на разходите за електрическа енергия през новия ценови период 01.07.2016 г. -30.06.2017 г.

Разходите за закупена електрическа енергия са планирани спрямо производствените нужди в зависимост от 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 ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“. Консуматори на електрическа енергия ниско напрежение са абонатните станции и помпена станция „Марица“.

Обосновка на разходите за вода, електрическа енергия и консумативи през новия ценови период 01.07.2016-30.06.2017 г.

Разходите за вода за производството са планирани съобразно производствените нужди в зависимост от прогнозните 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.

Обосновка на планираните приходи от услуги през новия ценови период 01.07.2016 - 30.06.2017 г.

Планираните приходи за новия ценови период се състоят от планираните приходи от услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение в „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, планираните приходи от присъединяване на нови клиенти и планираните приходи от услуги, директно възлагани от клиентите на дружеството. Стойността на планираните приходи е базирана на отчетните данни за приходите от услуги, като сумите са индексирани с обявената от НСИ годишна инфлация за 12.2015 г. спрямо 12.2014 г. от -0,4%.

Обосновка на предложеното от дружеството разпределение на оборотния капитал между електрическа и топлинна енергия

Оборотният капитал е калкулиран чрез коефициент, изчислен на базата на т.нар. „Нетен цикъл на оборотния капитал”, който възлиза на 37,71 дни.

Данните за „Вземания от клиенти и доставчици“, „Материални запаси“, „Задължения към доставчици и клиенти“ и „Нетни приходи от продажби“ за 2014 г. и 2015 г. са взети от одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. Единствено в позицията „Задължения към доставчици и клиенти“ за 2014 г. е направена корекция на данните от годишния финансов отчет (намаление с 7 126 хил. лв.), тъй като в тази позиция се включва задължение, породено

от ремонта на газовата турбина, извършен през 2014 г. Поради факта, че този извънреден ремонт има еднократен характер, а също така и по-голямата част на това задължение е изплатено още през първото тримесечие на 2015 г. (6 046 хил. лв.), е извадено породеното от това задължение към 31.12.2014 г., за да не бъде изкривена калкулацията на необходимия оборотен капитал за нормалното функциониране на дружеството.

Калкулираната необходима сума за оборотен капитал се разпределя между РБА за производство и РБА 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 31.12.2015 г. Към тази дата сътрудниците, заети в производството са 76 човека, а тези, заети в преноса са 61,5 човека. На тази база 55,27% от оборотния капитал се разпределя за производство на енергия и 44,73% от оборотния капитал се разпределя за пренос на топлинна енергия.

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

Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2015 г.

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 31.12.2015 г.. Основни позиции в тази сума са производствените централи и топлопреносната мрежа с всички прилежащи и компоненти (тръбопроводи, АС, измервателни устройства).

Активите на производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ „Север" са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта.

Активите на ОЦ „Юг" служат само за производство на топлинна енергия.

Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти, са отнесени към РБА, свързани с преноса на топлинна енергия.

Други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент, получен според брой служители, заети в производството и брой служители, заети в преноса на топлинна енергия към 31.12.2015 г. На тази база 55,27% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството се разпределя за производство на енергия, а 44,73% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

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

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи дружеството е планирало за текущата 2016 г. да използва проектно консултантски, административни и технически вътрешно-групови услуги с намерение за постигане на ефективно управление на разходите.

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.

Счетоводство и други финансови услуги

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 финансови услуги 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 областта на счетоводството и други финансови услуги включват изброените по-долу дейности:

- *Услуги по оперативно счетоводство;*
- *Услуги по данъчни въпроси;*
- *Услуги по контролинг;*
- *Услуги по администриране на финансовите средства (трежъри).*
- *Правни и корпоративни въпроси - основават се на сключен договор за административни услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г.*

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

- *Услуги за покупки и склад - основават се на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г.*
- *IT и телекомуникация*
- *Човешки ресурси*
- *Фактуриране*
- *Клиентско обслужване*
- *Технически услуги - планираните технически услуги се основават на сключен договор между „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г. и сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г.*

Обосновка за количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация за новия ценови период 07.2016 г. – 06.2017 г. и разпределението на това количество между електрическата и топлинната енергия, сравнено с отчета за 2015 г.

Потреблението на електрическа енергия за собствени нужди на когенериращите топлоизточниците за новия ценови период е прогнозирано в размер на 11 610 MWh, което е с 1 406 MWh повече от отчетеното през 2015 г.

Завишението основно се дължи на:

- ✓ *Прогнозираното по-високо електропроизводство – през 2015 г., поради пробив в мрежовия икономайзер на КУ, когерацията не можеше да се натовари оптимално в продължение на 1 464 h;*
- ✓ *По продължителна работа на ТЕЦ „Север“ през отоплителния период;*
- ✓ *По-продължителната съвместна използваемост през ценовия период на когенерационните инсталации спрямо отчет 2015 г. с около 550 h.*

Прогнозата на електрическа енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е завишена с 638 MWh, тъй като се очаква ОЦ да се използва само 200 h, което води до натоварване на северните инсталации и съответно по-продължителна работа на мрежовите помпи там.

Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи през 2016/2017 г.

1. Прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи по преноса за периода от 01.07.2016 г. до 30.06.2017 г. са представени помесечно за ценовия период и са в размер на 30,00%.

1.1. Прогнозна стойност на технологичните разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях - очаква се 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:*
  - *Продължаващ процес на спиране на захранването на топлофицирани сгради по желание на клиентите.*
  - *Ново присъединените и новопостроените сгради са изпълнени според съвременните норми за енергийна ефективност;*
  - *Съществуващите, присъединени вече, сгради се санират, което намалява тяхната консумация на топлинна енергия;*

1.2. Прогнозна стойност на технологичните разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС - очаква се технологичните разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС да се увеличат, поради положителен баланс между броя на ново-присъединените АС спрямо броя на спрените, изразяващ се в общо нарастване на броя на работещите АС, свързани към топлопреносната мрежа на гр. Пловдив.

1.3. Технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа - очаква се тези разходи да намалеят, поради причините, изтъкнати в т. 1.1.

С писмо изх. № Е-14-49-9 от 27.04.2016 г. на КЕВР на основание чл. 41, ал. 11 от НРЦЕЕ във връзка с чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Обосновка на отчетените и прогнозните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ за всички позиции от т. 5.28 до т. 5.40 по стойност и изпълнител;
2. Обосновка на стойността на дългосрочните кредити.

С писмо вх. № Е-14-49-9 от 13.05.2016 г. дружеството е представило допълнителна информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 10,40% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 17,64% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 39,66% при прогнозирани 30,00% за ценовия период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период (РП) дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 0,73% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.) вследствие на намалените разходи за ремонт с 3,92% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 2,05%, въпреки увеличените начисления свързани с т. 3 по действащото законодателство с 1,24%.

Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	20 375	21 651	21 933	21 774	-159	-0,73%	1 399	6,87%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	9 532	10 130	10 269	10 285	16	0,16%	753	7,90%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	984	853	867	833	-34	-3,92%	-151	-15,35%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 095	3 027	3 164	3 166	2	0,06%	71	2,29%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	769	784	779	789	10	1,24%	20	2,60%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	569	581	576	584	8	1,33%	15	2,64%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	200	203	203	205	2	0,99%	5	2,50%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	6 050	6 945	6 930	6 788	-142	-2,05%	738	12,20%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 944	3 094	3 035	3 082	47	1,55%	138	4,69%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	55	88	76	87	11	14,47%	32	58,18%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	517,81	312,21	312,21	0	0,00%	-172	-35,53%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	984	853	868	833	-35	-4,03%	-151	-15,35%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	883	746	781	697	-84	-10,76%	-186	-21,06%
I.2.	по преноса	хил. лв.	101	107	87	136	49	56,32%	35	34,65%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	10 302	13 329	0	-13 329	-100,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	3 036	3 108	0	-3 108	-100,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	7 266	10 221	0	-10 221	-100,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	313 000	330 854	319 001	323 517	4 516	1,42%	10 517	3,36%
1.1.	гореща вода	MWh	313 000	330 854	319 001	323 517	4 516	1,42%	10 517	3,36%
1.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	15 630	16 371	20 042	15 130	-4 912	-24,51%	-500	-3,20%
2.1.	гореща вода	MWh	1 800	2 082	1 862	1 680	-182	-9,80%	-120	-6,67%
2.2.	пара	MWh	13 830	14 290	18 180	13 450	-4 730	-26,02%	-380	-2,75%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	4,76%	4,71%	5,91%	4,47%	-0,014	-24,42%	-0,003	-6,06%
3.1.	гореща вода	%	0,57%	0,63%	0,58%	0,52%	-0,001	-11,00%	-0,001	-9,65%
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	328 630	347 225	339 043	338 647	-396	-0,12%	10 017	3,05%
4.1.	гореща вода	MWh	314 800	332 936	320 863	325 197	4 334	1,35%	10 397	3,30%
4.2.	пара	MWh	13 830	14 290	18 180	13 450	-4 730	-26,02%	-380	-2,75%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	10 270	22 732	12 405	2 100	-10 305	-83,07%	-8 170	-79,55%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	309 200	290 835	293 686	323 884	30 198	10,28%	14 684	4,75%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	11 000	10 204	10 840	11 610	770	7,10%	610	5,55%
		%	3,56%	3,51%	3,69%	3,58%	-0,001	-2,88%	0,000	0,76%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	298 200	280 631	282 846	312 274	29 428	10,40%	14 074	4,72%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	298 200	268 845	262 775	276 290	13 515	5,14%	-21 910	-7,35%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	0	11 786	20 071	35 984	15 913	79,28%	35 984	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%					0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	774 979	777 236	777 154	809 812	32 657	4,20%	34 833	4,49%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	763 223	750 725	763 012	807 460	44 448	5,83%	44 237	5,80%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	11 756	26 510	14 142	2 352	-11 790	-83,37%	-9 404	-79,99%
9	ОБЩА ефективност	%	80,18%	79,78%	78,67%	79,92%	0,012	1,58%	-0,003	-0,32%
10	Топлинна ефективност	%	39,66%	41,04%	40,18%	39,81%	-0,004	-0,94%	0,001	0,36%
11	Електрическа ефективност	%	40,51%	38,74%	38,49%	40,11%	0,016	4,21%	-0,004	-0,99%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	87,36%	85,75%	87,71%	89,29%	0,016	1,80%	0,019	2,21%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	197	191	195	193	-1	-0,69%	-4	-1,87%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	116	113	112	109	-3	-2,91%	-8	-6,69%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	219 100	201 447	192 501	226 462	33 961	17,64%	7 362	3,36%
10.1.	гореща вода	МВтч	219 100	201 447	192 501	226 462	33 961	17,64%	7 362	3,36%
10.2.	пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	93 900	129 407	126 500	97 055	-29 445	-23,28%	3 155	3,36%
		%	30,00%	39,11%	39,66%	30,00%	-0,097	-24,35%	0,000	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	93 900	129 407	126 500	97 055	-29 445	-23,28%	3 155	3,36%
		%	30,00%	39,11%	39,66%	30,00%	-0,097	-24,35%	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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5= 4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	20 374	27 288	6 914
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	41 387	45 872	4 485
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**7 945**	**2 009**	9 954
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	69 706	**75 169**	5 463
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	298 200	282 846	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	298 200	262 775	-35 425
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	20 071	20 071
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	219 100	192 501	
с гореща вода	МВтч	219 100	192 501	-26 599
с водна пара	МВтч	0	0	0
Ц преф.	лв/МВтч	183,54		
Ц инд	лв/МВтч	123,54		
Ц вп	лв/МВтч	0,00		
Ц гв	лв/МВтч	68,37		
РБА (ЕП)	хил.лв	155 850	155 850	
Собствен капитал	хил. лв.	137 950	137 950	
Дял на собствения капитал	%	88,63%	88,63%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	17 699	17 699	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.		0	
- кредити	хил. лв.	17 699	17 699	
Дял на привлечения капитал	%	11,37%	11,37%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	1,53%	1,53%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,10%	1,29%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**1,13%**	

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 4) е 1,13% в резултат на по-ниските продажби на електрическа и топлинна енергия от една страна и по-високите разходи от друга, спрямо утвърдените.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за 2015 г. е положителна стойност в размер на 2 032 хил. лв., формиран от *печалба* в размер на 2 009 хил. лв. и преоценки на задължение по планове с дефинирани доходи в размер на 23 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателен, в размер на 8 808 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 9 063 хил. лв., намалена с преоценки на задължение по планове с дефинирани доходи в размер на 255 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 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 4%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 14%.**

Общата стойност на нетекущите активи незначително е увеличена от 159 329 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 159 729 хил. лв. към 31.12.2015 г., което се дължи на увеличените нетекущи материални активи.

Текущите активи намаляват от 21 321 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 19 958 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на търговските вземания.

Дългосрочните пасиви на дружеството са увеличени на 16 824 хил. лв. от 8 553 хил. лв. към 31.12.2014 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 също са намалени от 44 202 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 32 936 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на увеличените задължения по заеми от свързани лица, независимо намалените търговски задължения.

Коефициентът на обща ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,61 и е подобрен спрямо предходната година, когато е 0,48, което 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 0,81, 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 2,61 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са намалени от 2 952 хил. лв. на 1 761 хил. лв., т. е. с 1 191 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите от позиция "машини, съоръжения и оборудване" в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма при 30 г. срок за амортизация и т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения в преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 347 хил. лв. на 1 287 хил. лв. или с 60 хил. лв. до ниво с 3,8% над отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1. 3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „разходи по индивидуална цел за енергоспестяване" е коригирана от 300 хил. лв. на 0 хил. лв., или с 300 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през ценовия период от 0 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за закупена енергия в преноса на топлинна енергия са коригирани от 437 хил. лв. на 361 хил. лв. или с 76 хил. лв. до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 1 186 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 1 186 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за балансиране с природен газ са коригирани от 80 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 80 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходи за „Фонд сигурност на електроенергийната система" - 5%, са коригирани от 2 639 хил. лв. на 0 хил. лв., съгласно 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;

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) – 133,63 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 95,63 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 66,28 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 – 65,28 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
- Необходими годишни приходи – 54 768 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 46 004 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 224 хил. лв. и променливи – 25 780 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 151 885 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,77%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 276 290 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 226 462 MWh

3. „Топлофикация Плевен” ЕАД

С писмо вх. № Е-14-04-10 от 05.04.2015 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следните документи:

1. Отчетна информация за 2015г. по справки от № 1 до № 9;
2. Отчетна и прогнозна информация за периодите 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., съгласно приложени справки от № 1 до № 9;
3. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (Приложение № 4);
4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г. и изтичащия ценови период и от 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. (Приложение № 3);
5. 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);
6. Справка за цените на горивата, изчислени като средно претеглени (Приложение № 2);
7. Обяснителна записка относно предложението за промяна на цените на топлинна и електрическа енергия
8. Договор за паричен заем с „Ню Експрес Финанс“ ЕООД;
9. Договор за лизинг с „Интерлийз“ ЕАД от 06.12.2013 г.;
10. Договор за кредит с Дженерал електрик ИНК от 18.12.2013 г.;
11. Договор за продажба на електрическа енергия за 2012 г. с „ЧЕЗ Електро България“ АД
12. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението;
13. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ за оповестяване на предложените цени на енергия – копие от фактурата на вестник „Посоки“, като публикуваните цени на енергия са различни от предложените за в заявлението;
14. Копия от договорите за кредити.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени:

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 33,50 лв./MWh
- Цена за на топлинната енергия с гореща вода – 45,37 лв./MWh
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 168,33 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 312,21 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ 45,00 лв./MWh.

Изчисленията за новия регулаторен период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. са разработени от „Топлофикация-Плевен“ ЕАД със следните параметри:

1. Технико-икономическите показатели, използвани за изчисление на цените за следващия ценови период юли 2016 - юни 2017 г., са на база отчетените данни за предходните няколко години, като разчетът е съобразен с някои особености на изминалата 2015 г. – непланувания ремонт на газовата турбина с котел-утилизатор през периода юли – октомври 2015 г. Намаляват се постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия разходната норма за производство е 202,77 g у.г./kWh, а за топлинната енергия разходната норма е 105,67 kg уг/MWh при постигнати през 2015 г. съответно 210,01 g у.г./kWh и 109,81 kg уг/MWh.

2. Предвидено е запазване на нивото на постигнатата през 2015 г. ефективност 79,12%. Очакването за новия ценови период е ефективността да стигне 79,8%. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Предвидено е произведената електроенергия да бъде 280 050 MWh, а собствените нужди да бъдат 16 500

MWh.

3. Незначително намаление на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението и увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител пара. Основание за това е увереното на редица производители от гр. Плевен за увеличена консумация на енергия през следващия ценови период. Очаква се реализираната пара да достигне до 30 700 MWh.

4. При тези допускания разходът на природен газ за разчетния период е 87 500 knm^3 или увеличение с 4,97%, без използване на резервно гориво – мазут.

5. При определяне на цените е заложен разход за покриване на дебаланс от участието в балансиращия пазар на електроенергия като член на специална балансиращата група с координатор НЕК ЕАД. Заложеният небаланс е в размер на 2,0% от нетното количество електрическа енергия и е в размер на 875 хил. лв. Разходът е отразен в справка № 1 „Разходи" като променлив разход от външни услуги.

6. За новия регулаторен период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. са включени разходи за Фонд „Сигурност на електроенергийната система", представляващи 5% върху приходите от продадената електроенергия, на стойност 2 189 хил. лв. Разходът е отразен в справка № 1 „Разходи" като променлив разход от външни услуги.

7. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство 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 164 238 t CO_2. От тях за закупуване са 107 144 t CO_2 по цена 7,67 евро/t, която е определена на база средномесечните цени за 2015 г. по данни от електронния сайт на Европейската енергийна борса.

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

9. Необходимите годишни приходи са установени при спазване „Указания НВ".

10. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2015 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 са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2015 г., заявените за новия регулаторен период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

11. Разходите за застраховки са заложени според действително изплатените суми по сключените застрахователни договори за 2016 г. по имуществена застраховка и застраховка „авария" на новата мощност и са увеличени с новия данък от 2%.

12. Разходите за амортизация са представени в съответствие със счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2015 г., като в стойността им за новия регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите на инвестиционна програма до 30.06.2017 г.

13. Дружеството счита, че намаляването на изкупната цена на електроенергията предизвиква загуби за дружеството и е в пряко противоречие с Директивата за стимулиране на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия.

14. Променливите разходи в частта за гориво са изчислени на база обявената от КЕВР цена на природния газ 312,21 лв./knm^3.

15. В променливите разходи както за отчетния период, така и за следващия регулаторен период са включени освен реагенти, химикали и разход на авиационно масло за газовата турбина. От общо предвидените 210 хил. лв. на тази позиция, 70 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 на месец, като зависи от натоварването и пропуските от маслената система. Маслото в системата се оценява с периодични лабораторни анализи и когато параметрите му наближат критични стойности,

зададени от завода производител на турбината, се подменя.

16. Изпълнението на ремонтната и инвестиционна програми за 2015 г., отчетния ценови период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. и прогнозите за новия регулаторен период от 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., както и подробни обосновки за това са представени отделно.

17. Нормата на възвращаемост на капитала е 6,46% и е изчислена на база 4% възвръщаемост на собствения капитал, равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период и действащата данъчна ставка на корпоративния данък върху печалбата. Дружеството отбелязва, че нормата на 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.

18. В съответствие с указанията, дадени от КЕВР, добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е 45 лв./MWh, като дружеството смята тази стойност за крайно недостатъчна и възразява срещу системно прилагания подход на намаление на утвърдения размер на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ. Изтъкнатите основания за това са формулирани общо, твърде неясно и не създават равнопоставеност между отделните енергийни предприятия. Необходимо е да се обективизира преференциалната цена на комбинираната електроенергия, 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;

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

20. „Топлофикация-Плевен" ЕАД е приключило 2015 г. с отрицателен финансов резултат – загуба в размер на 7 811 хил. лв. Анализът на този резултат показва няколко причини за това и основните са:

- Намаление на производството, поради авария на основното съоръжение - газовата турбина, вследствие на производствен дефект. Съоръжението е спряно от експлоатация от 11.07.2015 г. до 22.10.2015 г. За този период са пропуснати приходи от производство и продажба на електроенергия за около 12 млн. лв. и съответно са извършени значителни разходи във връзка с демонтажа, транспорта и ремонта на машината, извършени извън страната в размер на 926 хил. лв. Отрицателният финансов резултат, отчетен за периода от м. 07 до м. 10.2015 г., включително, е 6 990 хил. лв. загуба. Поради аварията за текущия ценови период се очакват неусвоени квоти за производство на високо ефективна ел. енергия в размер на 94 571 MWh.

- Непризнати разходи в значителни размери при определяне на цените от КЕВР за отчетния период като: Фонд „Сигурност на електроенергийната система" съгласно чл. 36е, ал. 2 от ЗЕ, които за 2015 г. са в размер на 606 хил. лв., и за небаланс на ел. енергията - в размер на 725 хил. лв.

С писмо изх. № Е-14-04-10 от 27.04.2016 г. на Комисията от заявителя е изискано да представи допълнително следната информация:

1. Подробна писмена обосновка на прогнозните разходи за ремонт с отчет и анализ по позиции и стойност;

2. Писмена обосновка на разходите за данъци и такси за новия ценови период в сравнение с отчета за 2015 г.;

3. Писмена обосновка на прогнозните разходи за външни услуги за новия ценови период;

4. Годишен финансов отчет за 2015 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството.

С писмо с вх. № Е-14-04-10/12.05.2016 г. дружеството е представило допълнителна информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 11,60%

по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 16,70% по-високи количества реализирана топлинна енергия с пара и с 1,43% по-ниски количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 0,75% по-ниски от отчетените за ценовия период, като са по-ниски с 4,04% за горещата вода и по-високи с 14,55% за водната пара.

Отчетените специфични разходни норми за електрическа енергия са с 0,83% по-високи от прогнозираните, а съответно за топлинна енергия са с 2,40% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 35,92% спрямо отчетената през предходния ценови период (01.07.2015 г. – 30.06.2016 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 219,33%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи със 100,39%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	12 767	12 112	13 377	18 182	4 805	35,92%	5 415	42,41%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	4 020	4 203	4 236	4 350	114	2,69%	330	8,21%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	2 225	2 124	2 354	7 517	5 163	219,33%	5 292	237,84%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	2 617	2 527	2 617	2 617	0	0,00%	0	0,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	775	715	775	775	0	0,00%	0	0,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	513	442	513	513	0	0,00%	0	0,00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	262	273	262	262	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	3 130	2 543	3 395	2 923	-472	-13,90%	-207	-6,61%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	2 092	1 608	2 181	1 844	-337	-15,45%	-248	-11,85%
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	484,26	518,88	397,84	312,21	-86	-21,52%	-172	-35,53%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 225	2 124	2 354	7 517	5 163	219,33%	5 292	237,84%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 992	1 847	2 174	7 337	5 163	237,49%	5 345	268,32%
I.2.	по преноса	хил. лв.	233	277	180	180	0	0,00%	-53	-22,75%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	3 898	206	766	1 535	769	100,39%	-2 363	-60,62%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	3 560	96	305	685	380	124,59%	-2 875	-80,76%
II.2.	по преноса	хил. лв.	338	110	461	850	389	84,38%	512	151,48%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**Разлика** Прогноза 2016 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2015 – Прогноза 2014 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	416 909	394 820	383 836	384 350	514	0,13%	-32 559	-7,81%
1.1.	гореща вода	MWh	360 000	347 613	325 491	316 950	-8 541	-2,62%	-43 050	-11,96%
1.2.	пара	MWh	56 909	47 207	58 345	67 400	9 055	15,52%	10 491	18,43%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	45 980	45 630	45 380	45 900	520	1,15%	-80	-0,17%
2.1.	гореща вода	MWh	37 000	38 114	37 520	38 000	480	1,28%	1 000	2,70%
2.2.	пара	MWh	8 980	7 516	7 860	7 900	40	0,51%	-1 080	-12,03%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	9,93%	10,36%	10,57%	10,67%	0,001	0,90%	0,007	7,40%
3.1.	гореща вода	%	9,32%	9,88%	10,34%	10,71%	0,004	3,58%	0,014	14,87%
3.2.	пара	%	13,63%	13,73%	11,87%	10,49%	-0,014	-11,63%	-0,031	-23,02%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	462 889	440 450	429 216	430 250	1 034	0,24%	-32 639	-7,05%
4.1.	гореща вода	MWh	397 000	385 727	363 011	354 950	-8 061	-2,22%	-42 050	-10,59%
4.2.	пара	MWh	65 889	54 723	66 205	75 300	9 095	13,74%	9 411	14,28%
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	333 400	236 489	251 234	280 050	28 816	11,47%	-53 350	-16,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	25 000	17 966	18 120	19 900	1 780	9,82%	-5 100	-20,40%
		%	7,50%	7,60%	7,21%	7,11%	-0,001	-1,48%	-0,004	-5,24%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	308 400	218 523	233 114	260 150	27 036	11,60%	-48 250	-15,65%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	308 400	218 523	233 114	260 150	27 036	11,60%	-48 250	-15,65%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	7,50%	7,60%	7,21%	7,11%	0	-1,39%	0	-5,20%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	949 395	797 930	789 383	832 267	42 884	5,43%	-117 128	-12,34%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	949 395	797 930	789 383	832 267	42 884	5,43%	-117 128	-12,34%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	-100,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,03%	79,12%	80,45%	79,83%	-0,006	-0,77%	0,008	1,01%
10	Топлинна ефективност	%	43,91%	49,48%	48,62%	46,18%	-0,024	-5,03%	0,023	5,16%
11	Електрическа ефективност	%	35,12%	29,64%	31,83%	33,65%	0,018	5,73%	-0,015	-4,18%
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	221	227	220	218	-2	-0,83%	-3	-1,18%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	116	123	121	118	-3	-2,40%	2	1,64%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	207 709	213 219	202 836	204 700	1 864	0,92%	-3 009	-1,45%
10.1.	гореща вода	MBтч	190 000	191 757	176 530	174 000	-2 530	-1,43%	-16 000	-8,42%
10.2.	пара	MBтч	17 709	21 462	26 306	30 700	4 394	16,70%	12 991	73,36%
11	Технологични разходи - общо	MWh	209 200	181 601	181 000	179 650	-1 350	-0,75%	-29 550	-14,13%
		%	50,18%	46,00%	47,16%	46,74%	-0,004	-0,88%	-0,034	-6,85%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	170 000	155 856	148 961	142 950	-6 011	-4,04%	-27 050	-15,91%
		%	47,22%	44,84%	45,77%	45,10%	-0,007	-1,45%	-0,021	-4,49%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	39 200	25 745	32 039	36 700	4 661	14,55%	-2 500	-6,38%
		%	68,88%	54,54%	54,91%	54,45%	-0,005	-0,84%	-0,144	-20,95%
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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5= 4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	12 767	19 797	7 030
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	52 746	46 530	-6 216
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**3 044**	**-7 811**	-4 767
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	68 557	**58 516**	-10 041
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	308 400	233 114	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	308 400	233 114	-75 286
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	207 709	202 836	
с гореща вода	МВтч	190 000	176 530	-13 470
с водна пара	МВтч	17 709	26 306	8 597
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	187,09		
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	127,09		
Ц вп	лв/МВтч	47,00		
Ц гв	лв/МВтч	52,76		
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	50 698	50 698	
Собствен капитал	хил. лв.	52 492	52 492	
Дял на собствения капитал	%	56,72%	56,72%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	40 051	40 051	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	75	75	
- кредити	хил. лв.	39 976	39 976	
Дял на привлечения капитал	%	43,28%	43,28%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	6,59%	6,59%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,00%	-15,41%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**-19,92%**	

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 4) е -19,92 %, вследствие на отчетените по-високи разходи спрямо реализираните приходи и реализиране на отрицателен финансов резултат за годината. Реализираните по-ниски приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия са в резултат на по-ниските продадени количества енергии в сравнение с утвърдените от КЕВР.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения от „Топлофикация Плевен“ ЕАД одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. текущият финансов резултат е *загуба* в размер на 7 811 хил. лв. при отчетена *загуба* от 6 236 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 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 29%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 18%.**

Общо нетекущите активи намаляват от 109 251 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 106 990 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на намалените ДМА в частта имоти, съоръжения, машини и оборудване.

Текущите активи също намаляват от 49 116 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 29 807 хил. лв. към 31.12.2015 г., поради спад на текущите търговски и други вземания.

Собственият капитал намалява от 46 256 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 38 418 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на натрупаната и текуща загуба.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,36, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Дългосрочните задължения намаляват от 39 858 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 30 165 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на намалените задължения по получени кредити.

Текущите пасиви също бележат спад от 72 253 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 68 214 хил. лв. в резултат на намалените търговски и други задължения.

Коефициентът на обща ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,44, 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 0,39, 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 31.12.2015 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.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 7 517 хил. лв. на 4 017 хил. лв. или с 3 500 хил. лв., като разликата над отчетената стойност е за покриване на предвидени и неизвършени планирани ремонти от предходни ценови периоди предимно в преносната мрежа, както и за покриване големите плащания за авариен ремонт на газовата турбина през изминалия ценови период и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 325 хил. лв. на 254 хил. лв. или със 71 хил. лв. до нивото на отчетената стойност за 2015 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за данъци и такси са коригирани от 300 хил. лв. на 103 хил. лв. или със 197 хил. лв. до нивото на отчетената стойност за 2015 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за външни услуги в производството са намалени от 3 433 хил. лв. на 1 433 хил. лв., т. е. с 2 000 хил. лв., при отчетени през 2015 г. 1 285 хил. лв., или е допуснато увеличение на разхода с 148 хил. лв. или 11,52% за покриване на допълнително възникналите разходи за аварийния ремонт на газовата турбина и съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за закупена енергия в преноса са коригирани от 491 хил. лв. на 441 хил. лв. или с 50 хил. лв. до нивото на отчетената стойност за 2015 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 „НВК" НВ на привлечения капитал е коригирана от 9,10% на 5,73%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от „Указания НВ" и т. 3 от общия подход.

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) – 136,55 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 98,55 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 44,22 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 33,53 лв./MWh
1.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
- Необходими годишни приходи – 47 177 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 44 407 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 321 хил. лв. и променливи – 30 086 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 43 975 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,30%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 260 150 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 174 000 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 30 700 MWh

4. „Топлофикация Бургас” ЕАД

С писмо вх. № Е-14-13-11 от 06.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следната информация:

1. Обосновка на техническите и икономическите данни и прогнозна информация за ценови период 01.07.2016 - 30.06.2017 г., изготвена по справки от № 1 до № 9;

2. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015-30.06.2016 г., разработена във форма и съдържание съгласно справки от № 1 до № 9.;

3. Отчетна информация съгласно Приложение 2, Приложение 3 и Приложение 4;

4. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. за електрическата енергия;

5. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за електрическата енергия;

6. 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 разходи на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията;

7. Копие на договори за кредити с Първа инвестиционна банка АД и Инвестбанк АД с анекси към тях; облигационен заем по чл. 206, ал. 6 и ал. 7 от Търговския закон – приложение към справка № 3 „Норма на възвращаемост на капитала”;

8. Копие на действащи договори за доставка на биогорива с „Николови – Транс” ЕООД и „Олива” АД;

9. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението;

10. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 29 от НРЦТЕ за оповестяване на предложението в средствата за масова информация, включващи извадка от публикациите на оповестяването на интернет страниците на „Топлофикация Бургас” ЕАД и копие на публикацията във в-к „Черноморски фар” с копие на фактура № 5555/14.03.2016 г. Оповестените цени на енергия са различни от цените в заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **50,83** лв./MWh без ДДС.

2. Цена за комбинирана електрическа енергия - **151,38** лв./MWh без ДДС (вкл. индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – **106,38** лв./MWh без ДДС и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 45,00 лв./MWh без ДДС.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени при цена на природен газ 312,21 лв./knm^3.

Обосновка на техническите и икономическите данни във връзка с предложението за утвърждаване на цени на енергия за регулаторен период 01.07.2016 - 30.06.2017 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2016-30.06.3017 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2015-30.06.2016 г. и отчетните за 2015 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2016-30.06.2017 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 2016 г., начислен върху ДА само за електрическа енергия, представлява 738 хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен по направления

„Производство" – 152 хил. лв. и „Пренос" – 71 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА, общи за двата продукта, представляват 103 хил. лв.

1.2.Обосновка на разходите за ремонт

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 214 хил. лв., в т. ч. 1 954 хил. лв. в направление „Производство" и 260 хил. лв. в направление „Пренос". От начислените към направление „Производство" разходи за ремонт – 1 781 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 67 хил. лв. за топлинна енергия, а 106 хил. лв. - общо за двата продукта.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

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 за двете дейности е оптимизирана до 155 души работници и служители.

Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. са 2 064 хил. лв., от които 1 398 хил. лв. за дейността „Производство" и 666 хил. лв. за „Пренос".

Разходите за начисления, свързани със заплати и възнаграждения за 2015 г. и ценови период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. са определени на база действащото законодателство.

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях през новия ценови период спрямо същите за 2015 г., се дължи на това, че през 2015 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 1 668 работни дни в резултат на обезщетения по болест и бащинство, както и със 164 работни дни неплатен отпуск по чл.160, ал.2 от КТ. Отделно в рамките на 2015 г. отражение дава и движението на персонала - назначени и напуснали работници и служители. Във връзка с пускането в експлоатация на нова енергийна мощност в дружеството, водогреен котел тип SZL 14-1.0/115/45-T за производство на топлинна енергия на база биомаса, със скарно изгаряне възниква необходимостта с цел управлението му да се назначат 3-ма оператори и един топлоенергетик. Това води, както до увеличение на персонала, така и до увеличение на средствата за работна заплата и социалните осигуровки, спрямо предходния период. През периода 01.07.2016 г.–30.06.2017 г. е предвидено и завишение на средствата за работна заплата, с което се увеличава и предложеният размер на разходите за осигурителни вноски. 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 2015 г. са 6,27% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2016 – 30.06.2017 г. са предвидени 6,59%.

1.4.Обосновка на разходите пряко свързани с дейността по лицензията

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период са определяни на база разходите през отчетната 2015 г. Общият им размер по отчет за 2015 г. е 829 хил. лв., а този за новия ценови период е 1 011 хил. лв. или увеличението е с 182 хил. лв. Заложеният по-голям размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията през периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. спрямо тези за 2015 г., се наблюдава при следните позиции:

- *Горива за автотранспорт – завишената сума е съобразена с факта, че от месец април на 2016 г. извозването на работниците от смените ще се извършва със собствен транспорт;*
- *Увеличеният размер на разходите за „Проверка на уреди“ се налага поради предстоящата последваща метрологична проверка на уредите за търговско измерване преди началото на отоплителния сезон 2016/2017 г.;*
- *През 2016 г. дружеството продължава да води съдебни дела с 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, а и на средствата за безплатна предпазна храна;*
- *Разходите за такса „събрано инкасо“ са прогнозирани в размер на 150 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 ниските цени, утвърдени от КЕВР за отчетната 2015 г., и вследствие от това занижен входящ паричен поток в дружеството, част от планираните разходи не са извършени. Увеличените в прогнозата разходи гарантират нормалното функциониране на дружеството.*

1.5.Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 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 2015 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 и съгласуване и заверка на скици.

1.6.Обосновка на променливите разходи

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 312.21 лв./knm^3 в съответствие с показателите по Справки № 4 „ТИП-Производство“.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2016-06.2017 г. е приет в размер на 150.54 g/kWh$_e$ при отчетна стойност на показателя 159.05 g/kWh$_e$ за 2014 г., и 151.68 g/kWh$_e$ за 2015 г. т.е. с 3.1% по-ниско от средното за двете години.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2016-06.2017 г. е приет в размер на 146.19 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 141.64 kg/MWh$_{th}$ за 2015 г., т.е. с 3.21% по-високо.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирана, с обща ефективност 81.4% и икономия на гориво в размер на 17.9%, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2016-06.2017 г. е приет в размер на 143.82 kg/MWh$_{th}$ при отчетна стойност на показателя 142.62 kg/MWh$_{th}$ за 2015 г., т. е. с 1% по-високо. Това е свързано с предстоящото въвеждане в експлоатация на водогреен котел с гориво биомаса, който е с по-нисък коефициент на полезно действие.

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.

1.6.3. Обосновка на разходите за вода за подпитка.

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период 01.07.2016-30.06.2017 г. е приет в размер на 6.20 m^3/h, при разход за 2015 г. 7.01 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 0.20 лв./m^3.

1.6.3.1. <u>Обосновка на разходите за вода за технологични нужди.</u>

За технологични нужди се използва питейна вода и вода от сондажните кладенци в съотношение, съответно 70% към 30%, което формира средна цена на водата за технологични нужди 1.65 лв./m^3, при цена на питейната вода от ВиК Бургас 1.96 лв./m^3 към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди, се формира от цените на ВиК Бургас за канал – 0.20 лв./m^3 и пречистване 0.66 лв./m^3, т.е. обща цена 0.86 лв./m^3.

Приетата база за определяне на плановите количества вода за технологични нужди в дружеството е количеството произведена топлинна енергия. Представени са данни за разходите на вода отнесени към 1 MWh_{th} произведена топлинна енергия за последните три години. Приетата стойност за новия регулаторен период е в съответствие с постигнатите стойности за последните две години.

1.6.3.2. <u>Обосновка на разходите за вода битови нужди.</u>

За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Бургас при цена 1.96 лв./m^3 към момента. Приетата база за определяне на плановите количества вода за битови нужди в дружеството е календарен ден. Приетата стойност за новия регулаторен период е приблизително в размер на средната от отчетните стойности за последните три години, т.е. 10.56 m^3/ден. Общият разход за вода за регулаторния период 01.07.2016-30.06.2017 г. е определен в размер на 51 137 лв.

1.6.3.3. <u>Обосновка на разходите за закупена електроенергия</u>

Разходите за електроенергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции. Тези разходи включват разходи за консумирана активна еднотарифна електрическа енергия и разходи за достъп до електроразпределителната мрежа на „EVN България Електроснабдяване“ ЕАД.

Приетата база за определяне на този разход в натурално изражение е количеството на реализираната топлинна енергия. Представени са данни за разходите на електрическа енергия отнесени към 1 MWh_{th} реализирана топлинна енергия за последните три години.
Приетата стойност за новия регулаторен период е в размер на 8.060 kWh/MWh_{th}, е в съответствие с увеличеното количество реализирана топлинна енергия с 3.88%.

Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „EVN България Електроразпределение“ ЕАД е определен при цена 0.01650 BGN/(kW/ден). „Топлофикация Бургас” ЕАД има присъединени 926 АС към електроразпределителната мрежа с обща присъединена мощност 10 650 kW. Общият разход за закупуване на електрическа енергия е определен в размер на 303 000 лв..

1.6.4. <u>Обосновка на разходите за консумативи</u>

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. <u>Разходите за солен разтвор</u> са планиранив размер на 26 хил. лв.

***1.6.4.2. <u>Разходите за Хидро-Х</u>** са в размер на 51 хил. лв.*

1.6.4.3. <u>Обосновка на разходите за масло</u>

Общият разход за масло през регулаторния период 01.07.2016-30.06.2017 г. възлиза на 345 хил. лв. и са формирани на база:

- *разход на масло в размер на 1.31 kg/мото-час при нормативен разход на двигателите, предоставен от производителя - 1.6 kg/мото-час, т.е. с 18% по-ниско от нормативния и при общ годишен пробег за всички двигатели 50 056 мото-часа.*
- *задължителна подмяна на отработеното масло на всеки 2000 мото-часа в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка, т.е. 25 бр. подмени с обем 1800 литра.*

Съгласно изискванията на завода-производител на двигателите задължителната подмяна на отработеното масло се извършва на всеки 2000 мото-часа. В процеса на експлоатация е установено, че обикновено анализът на маслото след 2000 мото-часа показва, че то все още притежава ресурс, тъй като количеството на доливаното масло, заради

изгарянето му, поддържа неговите характеристики. По тази причина и с цел намаляване на разходите за регулаторния период 01.07.2016-30.06.2017 г. е прието количество на маслото за подмяна в размер на 8 200 l.

***1.6.4.4. <u>Разходите за запалителни свещи</u>** са планирани в размер на 26 хил. лв.*

1.6.5. <u>Обосновка на разходите за външни услуги</u>

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

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 477 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 – 111,53 лв./MWh_e., изчислена като средно претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.06.2015 до 28.02.2016 г.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса за периода 01.07.2016-30.06.2017 г. са на обща стойност 125 хил. лв. Определени са в размер на 4% от изразходените количества биомаса и таксата за обработка на отпадъци (30 лв./t), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (ЗУО), плюс таксата за превоз на отпадъците на разстояние общо 48 km в двете посоки по 3,34 лв./km.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система" са прогнозирани в размер на 810 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 151,38 лв./MWh_e, изчислена по приложения модел – справки от № 1 до № 9 за новия ценови период.

1.6.6. <u>Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO_2)</u>

За периода 01.07.2016-30.06.2017 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 42 780 t CO_2. Цената на предстоящите на закупуване емисии е определена в размер на левовата равностойност на 7.68 евро/t CO_2 и представлява средната годишна цена на квотите за въглеродни емисии на борсата ICE за 2015 г. Разходите за закупуването на емисиите възлизат на 642 555 лв. Информацията за цената им е с източник „Сага Комодитис" ООД, предоставена във връзка с отправено запитване. /Приложено е писмото./

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

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2015 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 31.12.2015 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.

2.1.Обосновка на стойността на оборотния капитал и разпределянето му между двата продукта

Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия" и „Пренос на топлинна енергия" е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации. Получената стойност на оборотния капитал за „Производство" в размер на 2 680 хил. лв. е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на ДА, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справки № 2 „РБА" по приложения модел.

III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2015 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 4%, 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 195 246 MWhth и топлинната енергия за собствени нужди.

4.2.Обосновка на количеството топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2013 г. насам 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 01.07.2016-30.06.2017 г. спрямо същите количества за всички периоди варира от +2.9% до -2.2%. Прието е прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 4 123 MWh_{th}.

4.2.1. Обосновка на общото количеството произведена топлинна енергия.

Общото количество топлинна енергия за производство в размер на 199 370 MWh_{th} е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 195 296 MWh_{th} и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер на 4 123 MWh_{th}.

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

4.2.1. Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от ИКПРЕЕ

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 регулаторният период 07.2016-06.2017 г. на цялата инсталация възлиза на 50 056 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител. Отклонението на средната електрическа мощност за новия регулаторен период 01.07.2016-30.06.2017 г. спрямо същия показател за предходните периоди варира от 0.1.23% до -9.1%. Този факт обосновава достоверността на приетата прогнозна средна електрическа мощност в размер на 2.272 MW_e на мото-час. Използвайки тази стойност на средната електрическа мощност и посочените 50 056 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ през регулаторния период 07.2016-06.2017 г. е получена стойност на произведената електрическа енергия в размер на ***113 705 MWh_e.***

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 предходните 3 години варира от +5.61% до 9.72%. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период от 07.2016 г. е прогнозиран в размер на ***107 003 MWh$_e$.***

4.2.3. <u>Обосновка на произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ</u>

В табличен вид са показани средните топлинни мощности на мото-час за 2014, 2015 г. и за регулаторния период 07.2016-06.2017 г. Отклонението на средната топлинна мощност за новия регулаторен период спрямо същия показател за всички периоди е по-малко от 1% и варира от -0.36% до -0.73%, поради което е приета прогнозна средна топлинна мощност в размер на 2.52 MW$_{th}$ на мото-час. Използвайки тази стойност на средната топлинна мощност и посочените 50 056 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ през регулаторния период 07.2016-06.2017 г. е получена стойност на произведената топлинна енергия в размер на ***126 162 MWh$_{th}$.***

4.3.<u>Обосновка на количеството топлинна енергия, произведено с водогрейната част</u>

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 199 370 MWh$_{th}$ и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 126 163 MWh$_{th}$. Това количество възлиза на ***73 207 MWh$_{th}$.***

<u>V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС</u>

През ценовия период 01.07.2016-30.06.2017 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 138 526 MWh, които включват топлоенергия за отопление – 63 327 MWh и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – 75 199 MWh.

5.1. *<u>Топлинна енергия за разпределение за отопление</u>*

Топлинната енергия за отопление е определена на базата на анализа на същия показател по отчетни данни за 2015 г. и очакваното количество за отоплителен сезон 2016/2017. За 2015 г. отчетеното количество на топлинната енергия за отопление е 59 695 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 6,0 ^oC и обща сума на ден-градусите за годината 1 927. При същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление очакваното количество топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2016/2017 възлиза на 63 327 MWh$_{th}$.

5.2.*<u>Топлинна енергия за разпределение за битово-горещо водоснабдяване</u>*

Топлинната енергия за отопление не е свързана с консумираната топлинна енергия за БГВ и по тази причина за регулаторния период 01.07.2016-30.06.2017 г. количеството ѝ е с отклонение от 0.76 % от отчетеното за 2015 г. и съставлява 75 199 MWh$_{th}$.

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

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях е определено на база статистическите данни от 2013 г. насам с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия. Приетата стойност на този показател за регулаторен период 07.2016-06.2017 г. в размер на 46 387 MWh$_{th}$ е с 6.02% по-висока от отчетната за 2015 г. Отклонението на прогнозното количество на топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях за новия регулаторен период 01.07.2016-30.06.2017 г. спрямо същите количества за предходните периоди варира от +0.43% до +6.02%. В резултат на това е прието прогнозно количество на топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях в размер на 46 387 MWh$_{th}$.

5.4. *<u>Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС</u>*

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни от 2012 г. насам и

Методиката за изчисление на технологичните загуби в абонатните станции – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на показателя е 4 844 MWh$_{th}$.

Отклонението на прогнозното количество на топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС за новия регулаторен период 01.07.2016-30.06.2017 г. спрямо същите количества за всички периоди варира от -6.29% до 10.3%.
Прието е прогнозно количество на топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС в размер на 4 844 MWh$_{th}$.

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 01.07.2016-30.06.2017 г. в размер на 3 088 MWh$_{th}$ е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски - 6.20 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 72,21 ºС и 44,83 ºС. Представени са данни за количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа от 2012 г. насам и новия регулаторен период.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2016-30.06.2017 г. е с около 11.52% по-ниско от същото отчетено количество за 2015 г. Този факт, съобразен със състоянието на топлопреносната мрежа, прави приемливо количеството на топлинната енергия в размер на 3 088 MWh$_{th}$ за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за периода 01.07.2016-30.06.2017 г.

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

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2016-30.06.2017 г. 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 56 720 MWh$_{th}$. Отклонението на общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2016-30.06.2017 г. от същия параметър за всички периоди варира от +1,33% до +9,66%. Това с достатъчна точност обосновава предложеното общо прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи в размер на 56 720 MWh$_{th}$ за новия регулаторен период 01.07.2016 - 30.06.2017 г.

5.7. *Обосновка на отпусната топлинна енергия 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 195 256 MWh.

При така изложените в тази обосновка параметри за новия регулаторен период са получени следните цени без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **50,83** лв./MWh без ДДС.

2. Цена за комбинирана електрическа енергия - **151,38** лв./MWh без ДДС (вкл. индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 106,38 лв./MWh без ДДС и добавка към нея 45,00 лв./MWh без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-13-11 от 27.04.2016 г. Комисията е изискала от дружеството да представи допълнителна информация и документи:

1. Подробна писмена обосновка на разходи за ремонт, с направен отчет и анализ по позиции и стойност, както и прогноза за разходи за ремонт с отчет и анализ по позиции, стойност и необходимост;

2. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия по т. 2.6 от приложените документи към заявлението, следва да бъдат представени заверени от лице с представителна власт и подпечатани с печата на дружеството.

С писмо вх. № Е-14-13-11 от 12.05.2016 г. дружеството е представило допълнителна информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени с 1,51% спрямо отчетните за ценовия период. Увеличени са количествата на електрическа енергия за собствени нужди от 3,71% на 4,03%.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени с 5,78% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са увеличени с 12,48% 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 44,71% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 361,25%, последвани от разходите за амортизации с 5,87%, разходите за заплати и възнаграждения с 6,94% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 22,10%. Дружеството прогнозира през новия регулаторен период увеличение на разходите за инвестиции със 76,48%.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	5 556	4 462	4 764	6 894	2 130	44,71%	1 338	24,08%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 565	894	1 005	1 064	59	5,87%	-501	-32,01%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	501	366	480	2 214	1 734	361,25%	1 713	341,92%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 871	1 878	1 930	2 064	134	6,94%	193	10,32%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	551	496	521	541	20	3,84%	-10	-1,81%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	414	385	391	405	14	3,58%	-9	-2,17%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	137	111	130	136	6	4,62%	-1	-0,73%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 068	829	828	1 011	183	22,10%	-57	-5,34%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	423	478	0	0	0	0,00%	-423	-100,00%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	0	1	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	516,16	399,88	312,21	-88	-21,92%	-172	-35,53%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	501	366	480	2 214	1 734	361,25%	1 713	341,92%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	276	242	334	1 954	1 620	485,03%	1 678	607,97%
I.2.	по преноса	хил. лв.	225	124	146	260	114	78,08%	35	15,56%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	1 315	2 028	1 858	3 279	1 421	76,48%	1 964	149,35%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	989	1 979	1 733	3 019	1 286	74,21%	2 030	205,26%
II.2.	по преноса	хил. лв.	326	49	125	260	135	108,00%	-66	-20,25%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	186 660	185 079	181 389	195 246	13 857	7,64%	8 586	4,60%
1.1.	гореща вода	MWh	186 660	185 079	181 389	195 246	13 857	7,64%	8 586	4,60%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 411	4 049	3 838	4 123	285	7,43%	712	20,87%
2.1.	гореща вода	MWh	3 411	4 049	3 838	4 123	285	7,43%	712	20,87%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,79%	2,14%	2,07%	2,07%	-0,00004	-0,19%	0,0027	15,24%
3.1.	гореща вода	%	1,79%	2,14%	2,07%	2,07%	-0,00004	-0,19%	0,0027	15,24%
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	190 071	189 128	185 227	199 369	14 142	7,63%	9 298	4,89%
4.1.	гореща вода	MWh	190 071	189 128	185 227	199 369	14 142	7,63%	9 298	4,89%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	61 844	63 784	62 613	73 208	10 595	16,92%	11 364	18,37%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	124 636	110 564	111 644	113 705	2 061	1,85%	-10 931	-8,77%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	4 638	4 382	4 145	4 578	433	10,45%	-60	-1,29%
		%	3,72%	3,96%	3,71%	4,03%	0,003	8,44%	0,003	8,20%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	119 998	106 182	107 499	109 127	1 628	1,51%	-10 871	-9,06%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	118 341	104 369	105 491	107 003	1 512	1,43%	-11 338	-9,58%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	1 657	1 813	2 008	2 124	116	5,78%	467	28,18%
		%	1,33%	1,64%	1,80%	1,87%	0,001	3,86%	0,005	40,51%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	396 244	355 054	358 477	375 147	16 670	4,65%	-21 097	-5,32%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	313 468	281 010	285 286	289 451	4 165	1,46%	-24 017	-7,66%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	82 776	74 044	73 191	85 696	12 505	17,09%	2 920	3,53%
9	ОБЩА ефективност	%	79,58%	82,51%	80,77%	81,44%	0,007	0,84%	0,019	2,35%
10	Топлинна ефективност	%	39,82%	43,16%	41,63%	42,16%	0,005	1,27%	0,023	5,89%
11	Електрическа ефективност	%	39,76%	39,35%	39,13%	39,28%	0,001	0,38%	-0,005	-1,20%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	74,71%	86,14%	85,55%	85,43%	-0,001	-0,14%	0,107	14,34%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	163	152	155	152	-3	-1,90%	-11	-6,97%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	157	142	145	145	0	0,17%	-12	-7,77%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	130 687	133 351	130 962	138 526	7 564	5,78%	7 839	6,00%
10.1.	гореща вода	МВтч	130 687	133 351	130 962	138 526	7 564	5,78%	7 839	6,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	55 973	51 728	50 427	56 720	6 293	12,48%	747	1,33%
		%	29,99%	27,95%	27,80%	29,05%	0,013	4,50%	-0,009	-3,12%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	55 973	51 728	50 427	56 720	6 293	12,48%	747	1,33%
		%	29,99%	27,95%	27,80%	29,05%	0,013	4,50%	-0,009	-3,12%
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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5= 4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	5 556	**7 382**	1 826
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	20 998	21 585	587
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**735**	**226**	-509
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	27 289	**29 193**	1 904
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	118 341	105 491	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	118 341	105 491	-12 850
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	130 687	130 962	
с гореща вода	МВтч	130 687	130 962	275
с водна пара	МВтч	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	178,62		
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	118,62		
Ц вп	лв/МВтч	0,00		
Ц гв	лв/МВтч	47,07		
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	13 025	13 025	
Собствен капитал	хил. лв.	39 941	39 941	
Дял на собствения капитал	%	91,68%	91,68%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	3 627	3 627	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	
- кредити	хил. лв.	3 627	3 627	
Дял на привлечения капитал	%	8,32%	8,32%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	6,59%	6,59%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,64%	1,74%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**1,16%**	

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 4) е 1,16%, което се дължи на по-ниските продажби на електрическа енергия от една страна и от друга - на ръст на разходите.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения годишен финансов отчет за 2015 г. общият всеобхватен доход на „Топлофикация Бургас" ЕАД за 2015 г. е ***печалба*** в размер на 209 хил. лв., формиран от *печалба* в размер на 226 хил. лв. и актюерска ***загуба*** в размер на 17 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е *печалба* в размер на 536 хил. лв., формиран от *печалба* в размер на 544 хил. лв. и актюерска *загуба* в размер на 8 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 2015 г. намаляват спрямо предходната година със 17,12%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 10,94%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява от 41 879 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 40 083 хил. лв. към 31.12.2015 г., в резултат на намалените нетекущи търговски и други вземания.

Текущите активи се увеличават от 25 384 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 26 720 хил. лв. към 31.12.2015 г., основно от увеличените търговски и други вземания.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 1,00, което показва, че дружеството разполага с необходимите собствени средства за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Собствения капитал на дружеството се увеличава от 40 485 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 40 694 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на увеличените резерви.

Дългосрочните пасиви намаляват от 3 330 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 3 068 хил. лв. в резултат на намалените задължения по заеми.

Краткосрочните пасиви също намаляват от 23 448 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 23 041 хил. лв. към 31.12.2015 г., основно в резултат на намалените данъчни задължения.

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,16, 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 2015 г. е 1,55 и показва, че дружеството разполага с достатъчно собствен финансов ресурс да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 2 214 хил. лв. на 1 078 хил. лв. или с 1 136 хил. лв., като разликата над отчетената стойност е за покриване на предвидени и неизвършени планирани ремонти от предходни ценови периоди и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 064 хил. лв. на 1 954 хил. лв. или със 110 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2015 г., завишена с 4% и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за съдебни разходи са коригирани от 150 хил. лв. на 103 хил. лв. или с 47 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;
- разходите за такса събрано инкасо са коригирани от 150 хил. лв. на 127 хил. лв. или с 23 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;
- разходите за проверка на уреди в преноса на топлинна енергия са коригирани от 40 хил. лв. на 10 хил. лв. или с 30 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;
- разходите за външни услуги са коригирани от 1 412 хил. лв. на 935 хил. лв. или с 477 хил. лв., като е изключена сумата за небаланс, съгласно обосновката на дружеството и в съответствие с т. 1 от общия подход;
- разходите за закупена енергия в преноса са коригирани от 303 хил. лв. на 285 хил. лв. или с 18 хил. лв. до нивото на отчетената стойност за 2015 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;
- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 643 хил. лв. на 241 хил. лв. или с 402 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 16 177 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 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 8,01% на 5,73%, 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 500 knm^3, до приблизително изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2015 г. и икономията на първичен енергиен ресурс (гориво) спрямо разделно производство, в съответствие с т. 5 от общия подход.

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) – 129,30 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 91,30 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 42,64 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 19 741 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 18 758 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 274 хил. лв. и променливи

– 13 484 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 14 943 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,58%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 003 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 138 526 MWh.

5. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД

Дружеството е подало заявления с вх. № Е-14-53-9 от 05.04.2016 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявленията дружеството е представило следните документи с приложена на хартиен и електронен носител информация:

1. Прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9);
2. Отчетна информация за 2015 г. и за текущия ценови период 01.07.2015 г.–30.06.2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване (справки от № 1 до № 9);
3. Средна цена на природния газ за 2015 г. и за текущия ценови период (Приложение № 2);
4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г. и за текущия ценови период - Приложение № 3;
5. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за 2015 г. и за текущия ценови период - Приложение № 3;
6. Отчетна информация за продажбите на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и за текущия ценови период – Приложение № 4;
7. Счетоводна политика на и Сметкоплан на дружеството;
8. Данни за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса;
9. Копие от публикация за предварително оповестяване на предложените цени на страницата на дружеството в интернет, като публикуваните цени на енергия са различни от заявените в Комисията;
10. Документ за платени такси за разглеждане на заявленията;
11. Договор за продажба на електрическа енергия – копие;
12. Договор за доставка на природен газ – копие;
13. Копие на пълномощно.

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

1. Пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 72,00 лв./MWh, при изчислена еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода - 92,61 лв./MWh;
2. Цена на електрическа енергия, произвеждана по комбиниран начин – 155,13 лв./MWh при изчислена 148,13 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 312,21 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал.3 от ЗЕ – 43.00 лв./MWh.

Към заявленията са изложени следните аргументи и пояснения, относно технико икономическите и финансови прогнози за новия регулаторен и ценови период:

1. Производствена програма и продажби на енергия:

През ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. се предвиждат следните производствени показатели:

Производство на ТЕ	*86 636MWh*
Доставена ТЕ за реализация, без включени търговски отстъпки	*60 660 MWh*
Собствени нужди и потребление на ТЕ	*1 370 MWh*
Загуби по преноса на ТЕ	*24 606 MWh*
Производство на високоефективна комбинирана ЕЕ	*68 750 MWh*
Продажба на ЕЕ	*66 027 MWh*

Собствени нужди на ЕЕ	*2 722 MWh*
Потребление на горива (природен газ)	*196 858 MWh*
Обща брутна ефективност на инсталацията	*76,80%*

Предложените количества и производствената рамка се основават на:

- Резултатите от отчетния период 2015 г. - 2016 г.;

- Прогнозните данни за ден-градуси за следващия отоплителен период 2016 г. - 2017 г., на база средни данни за последните 5 отоплителни сезона;

- Планирано въвеждане на когенератор 5 в експлоатация като базова мощност, след 01.11.2016 г.;

- Планирани мерки за привличане на нови клиенти за отопление, подменяне на щрангове за БГВ, увеличаващо уплътнението в ползващи сгради, и повишаване на качеството на услугите.

2. Условно-постоянни разходи:

Разходи за ремонт и поддръжка

Разходите са определени на база плановите ремонти през 2015 г., частта за второто полугодие на годината, както и първото полугодие на 2016 г.

В УПР са включени и разходите за:

• Превантивна планова поддръжка на съоръженията, на база отработени часове, като подмяна на свещи, масла, филтри, антифриз, други консумативи;

• Планово обслужване на КГ№ 1, по отработени часове и изискване на завода-производител, включващ профилактика на турбоапаратите, както и подмяна на лагерите на генераторите;

• Планово обслужване на КГ № 2, по отработени часове и изискване на завода-производител, включващ профилактика на турбоапаратите;

• Планово обслужване на КГ № 3, по отработени часове и изискване на завода-производител, включващ профилактика на турбоапаратите;

• Планово обслужване на КГ № 4, по отработени часове и изискване на завода-производител, включващ профилактика на турбоапаратите;

• Планово обслужване на КГ № 5, по отработени часове и изискване на завода-производител, включващ профилактика на турбоапаратите;

• Извършване на ремонт на топлообменник по димни газове на КГ № 3, поради голям брой изолирани топлообменни тръби.

• Извършване на ремонт на утилизатор към КГ № 5;

• Планова профилактика на един маслен трансформатор на средно напрежение, както и профилактика на ел. уредби, прекъсвачи, релейни защити, измервателни уреди, токови трансформатори и т.н.;

• Включени са разходите за ремонт на основна и второстепенна топлопроводна мрежа, ревизия и ремонт на камери, арматура и компенсатори.

Други разходи, пряко свързани с лицензионната дейност

Тези разходи възлизат на 2 569 хил. лв., и са с 8% намалени спрямо отчетените през базовия период (отчетната 2015 г.) Преобладаваща част в състава на тези разходи са разходите за външни услуги.

Разходи за амортизации

Разходите са определени на база амортизационната политика на Дружеството, и при спазване указанията на КЕВР и отчитат движенията на активите през базисната година, включително и капитализираните към 31.12.2015 г. Те са 1 910 хил. лв., и са незначително увеличени (с 4,31%) спрямо отчетените разходи за 2015 г.

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 916 хил. лв. и са увеличени спрямо базовата година с около 7%. Разходите за осигурителни вноски и социални плащания са на нивото от 2015 г.

3. 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 влошени, спрямо нивата на отчетната 2015 г., поради редуцираните разходи за ремонти и инвестиции.

Цената на горивото, заложена в модела, е 312,21 лв./knm^3, съгласно решение на КЕВР.

Общият размер на променливи разходи е 7 990 хил. лв. Същите са с 3 103 хил. лв. (28%) по-малко, спрямо базовата година.

4. РБА и инвестиции

Регулаторната база на активите е изготвена според изискванията, на база наличните дълготрайни активи по баланса на дружеството към 31.12.2015 г.

Съгласно указанията на комисията, инвестициите за 2016 г. не са отчетени в РБА за новия ценови период, независимо от планираната дата на капитализация на съответните активи.

5. 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 за прогнозния период.

Дружеството счита, че е редно към него да се добави и сума за покриване на разходите за доставката на природен газ по условията на договора от 2015 г. между дружеството и „Булгаргаз“ ЕАД, наложени от различните падежни дати на плащанията към доставчика и плащанията по фактури за продадената ЕЕ. Тези разходи възлизат на над 2 000 хил. лв. месечно, в отоплителен сезон. В модела за ценообразуване е въведен работен капитал на стойност 2 846 хил. лв., стриктно определена по методиката на Комисията. Предложено е да се включат и разходи за небаланси по въвеждане на пазара за балансираща енергия.

6. Норма на възвръщаемост на собствения капитал

Дружеството предлага Комисията да приеме норма на възвръщаемост на собствения капитал от 8%. В подкрепа на това, нормата на възвръщаемост на капитала за производствени инсталации и топлопреносната мрежа, според утвърдените практики в ЕС за подобни дейности и инфраструктура, е над 10%. Подобен подход ще компенсира, макар и частично, непризнати разходи при търговията с електроенергия, извънредните парични разходи по условията на договора за доставка на природен газ и др.

7. Норма на възвръщаемост на привлечения капитал

„Веолия Енерджи Варна” ЕАД има действащ договор за краткосрочно кредитиране, под формата на овърдрафт по разплащателна сметка, предоставено от БНП Париба С.А. – клон София. Това кредитно улеснение е необходимо на дружеството, за да покрива регулярния дефицит в паричния поток, дължащ се на различните падежни дати на плащанията към основния доставчик на природен газ и плащанията от основния клиент за продадената ЕЕ. Средно месечно този дефицит възлиза на около 950 хил. лв. през отоплителен сезон и на около 450 хил. лв. през летните месеци.

В справка № 3 обаче не са посочени данни за този договор, тъй като в баланса на дружеството към края на 2015 г. няма не погасени задължения по него. В резултат от това в модела за изчисляване на цените не се отчитат разходите за лихви по овърдрафта. Сумата на тези лихви, по преценка на мениджмънта, ще бъде между 40 и 50 хил. лв.

8. Добавка за високоефективно комбинирано производство

Намаляването на добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ от 55 лв./MWh до 43 лв./MWh води до драстично увеличение на цената на топлинната енергия с почти 13 лв./MWh. Такова увеличение не е приемливо от гледна точка на платежоспособността на клиентите и ще предизвика проблеми за компанията, както във връзка със събираемостта на вземанията от продажби, така и по отношение запазването на клиентския портфейл. Единствената възможност за избягване на такива проблеми би било прилагането на цена на топлинна енергия (ТЕ), значително по-ниска от изчислената в модела. От друга страна, с цена на електрическата енергия, намалена с 12 лв./MWh само от намаляването на добавката, дружеството няма да бъде в състояние да реализира резултати от дейността, които да позволят поддържането на изкуствено заниженатa цена на ТЕ.

С това се обосновава искането на дружеството за бъдещия ценови период да бъде определена стойност на добавката от 50 лв./MWh, а намаляването на надбавката да се прави постепенно в следващите години.

Резултатите, които се получават в модела за цените, при описаната производствена и разходна рамка, която изцяло покрива реалността на функциониране на дружеството, водят до следните изводи, според дружеството:

1) Сега действащите цени не покриват разходите на дружеството;

2) Цената на топлинната енергия, която се получава за 2016 г., както и за новия ценови период, е много над нивата, на които реално дружеството продава, принудено да прави това, за да съществува;

3) Сегашните нива на продажба на топлинна енергия са съобразени с възможностите на клиентите и наличните маркетингови инструменти;

4) Тези нива са естествено ограничени от конкуренцията на цената на ЕЕ за бита и цената на природния газ за битови клиенти. Все повече системите с въздушни термопомпи, използващи ЕЕ за битови нужди, се налагат като алтернатива на централизираното топлоснабдяване в малките и средни градове. Като пример - при сегашните цени на ЕЕ за бита и коефициент на трансформация 3:1 цената на 1 MWh енергия за отопление възлиза на близо 65 лв., с ДДС;

5) Изкуственото понижение и задържане на цената на ЕЕ за бита, особено на нощната тарифа, води до силен отлив на клиенти от услугата битово-горещо водоснабдяване;

6) Тази тенденция е силно изразена през последните години, въпреки предприетите мероприятия и мерки за енергийно-ефективни инсталации и постигане на ниски нива на специфичен разход на ТЕ за БГВ.

В допълнение на обосновката по-горе, в сегашната икономическа обстановка и отчитайки конкурентостта на електроенергията за бита и природния газ, както и платежоспособността на населението, в частност на клиентите на дружеството, следва да се отбележи, че единствено и само при пределна цена на топлинната енергия на нива под 72 лв./MWh, без ДДС, прилаганата търговска политика на дружеството ще позволи продължение на усилията по уплътняване на мрежата и поне запазване на нивата на продажбите на топлинна енергия.

В резултат на горното заявените цени са:

- ***Пределна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 72,00 лв./MWh, без ДДС, при изчислена еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода 92,61 лв./MWh, без ДДС;***
- ***Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 155,13 лв./MWh, без ДДС, при изчислена 148,13 лв./MWh.***

С писмо вх. № Е-14-53-9 от 21.04.2016 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД настоява да бъдат утвърдени по-ниски цени на енергия от изчислените в ценовия модел за следващия регулаторен период от 01.07.2016 г., които са цитирани по-горе.

С писмо изх. № Е-14-53-9 от 27.04.2016 г. на КЕВР на основание чл. 41, ал.11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи допълнително следните подробни писмени обосновки:

1. на разходите за ремонт с направен отчет и анализ по позиции и стойност, както и прогноза за разходи за ремонт с отчет и анализ по позиции, стойност и необходимост;
2. на отчетени и прогнозни, експертни и одиторски разходи в производство и пренос;
3. на отчетени и прогнозни разходи за външни услуги в производство и пренос.

С писмо вх. № Е-14-53-9 от 11.05.2016 г. дружеството е представило исканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 1,25% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 11,79% 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 0,39% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 1,99% спрямо отчетената през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), в резултат на намалените разходи с 8,74%, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, въпреки увеличените разходи за ремонт с 20,92% и разходите за заплати и възнаграждения с 4,21%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 45,37%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	4 657	6 046	6 221	6 097	-124	-1,99%	1 440	30,92%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 741	1 831	1 917	1 910	-7	-0,37%	169	9,71%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	524	319	368	445	77	20,92%	-79	-15,08%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	845	854	879	916	37	4,21%	71	8,40%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	244	253	242	257	15	6,20%	13	5,33%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	133	143	137	141	4	2,92%	8	6,02%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	111	110	105	116	11	10,48%	5	4,50%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 303	2 789	2 815	2 569	-246	-8,74%	1 266	97,16%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	814	846	932	766	-166	-17,81%	-48	-5,90%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	512,26	406,92	312,21	-95	-23,27%	-172	-35,53%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	524	319	368	445	77	20,92%	-79	-15,08%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	404	272	273	420	147	53,85%	16	3,96%
I.2.	по преноса	хил. лв.	120	47	95	25	-70	-73,68%	-95	-79,17%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	1 651	1 737	1 338	731	-607	-45,37%	-920	-55,72%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	516	568	1 014	731	-283	-27,91%	215	41,67%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 135	1 169	324	0	-324	-100,00%	-1 135	-100,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	81 894	83 278	78 964	85 266	6 302	7,98%	3 372	4,12%
1.1.	гореща вода	MWh	81 894	83 278	78 964	85 266	6 302	7,98%	3 372	4,12%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	1 500	1 134	1 312	1 370	58	4,42%	-130	-8,67%
2.1.	гореща вода	MWh	1 500	1 134	1 312	1 370	58	4,42%	-130	-8,67%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,80%	1,34%	1,63%	1,58%	-0,001	-3,24%	-0,002	-12,08%
3.1.	гореща вода	%	1,80%	1,34%	1,63%	1,58%	-0,001	-3,24%	-0,002	-12,08%
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	83 394	84 412	80 276	86 636	6 360	7,92%	3 242	3,89%
4.1.	гореща вода	MWh	83 394	84 412	80 276	86 636	6 360	7,92%	3 242	3,89%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	19 894	27 881	18 482	16 216	-2 266	-12,26%	-3 678	-18,49%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	66 500	62 702	66 421	68 750	2 329	3,51%	2 250	3,38%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 290	952	1 211	2 723	1 512	124,86%	1 433	111,09%
		%	1,94%	1,52%	1,82%	3,96%	0,021	117,24%	0,020	104,18%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	65 210	61 750	65 210	66 027	817	1,25%	817	1,25%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕЦ**	MWh	65 210	61 750	65 210	66 027	817	1,25%	817	1,25%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕЦ	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	189 953	179 001	182 029	196 858	14 829	8,15%	6 905	3,63%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	168 000	148 849	162 374	179 424	17 050	10,50%	11 424	6,80%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	21 953	30 152	19 655	17 434	-2 221	-11,30%	-4 519	-20,59%
9	ОБЩА ефективност	%	76,49%	79,34%	78,15%	76,80%	-0,014	-1,73%	0,003	0,41%
10	Топлинна ефективност	%	36,90%	37,22%	37,25%	38,48%	0,012	3,32%	0,016	4,28%
11	Електрическа ефективност	%	39,58%	42,12%	40,91%	38,32%	-0,026	-6,33%	-0,013	-3,20%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	90,62%	92,47%	94,03%	93,01%	-0,010	-1,08%	0,024	2,64%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	183	163	178	188	10	5,45%	5	2,56%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	139	133	131	132	1	1,09%	-7	-4,93%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	59 655	60 186	54 262	60 660	6 398	11,79%	1 005	1,68%
10.1.	гореща вода	МВтч	59 655	60 186	54 262	60 660	6 398	11,79%	1 005	1,68%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	22 239	23 092	24 702	24 606	-96	-0,39%	2 367	10,64%
		%	27,16%	27,73%	31,28%	28,86%	-0,024	-7,75%	0,017	6,27%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	22 239	23 092	24 702	24 606	-96	-0,39%	2 367	10,64%
		%	27,16%	27,73%	31,28%	28,86%	-0,024	-7,75%	0,017	6,27%
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	0	0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5= 4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	4 657	**7 499**	2 842
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	11 245	11 102	-143
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**1 294**	**-438**	-1 732
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	17 196	**18 163**	967
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	65 210	66 027	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	65 210	66 027	817
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	66 178	60 660	
с гореща вода	МВтч	66 178	60 660	-5 518
с водна пара	МВтч	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	200,47		
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	140,47		
Ц вп	лв/МВтч	0,00		
Ц гв	лв/МВтч	69,10		
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	28 996	28 996	
Собствен капитал	хил. лв.	12 662	12 662	
Дял на собствения капитал	%	46,11%	46,11%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	14 799	14 799	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	22	22	
- кредити	хил. лв.	14 777	14 777	
Дял на привлечения капитал	%	53,89%	53,89%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	3,53%	3,53%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	4,46%	-1,51%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**0,76%**	

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 4) е 0,76%, което се дължи на намалените продажби на топлинна енергия, независимо от отчетения ръст на продадените количества електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, както и на ръста на условно-постоянните разходи.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2015 г. „Веолия Енерджи Варна" ЕАД отчита ***загуба*** в размер на 438 хил. лв., спрямо 2014 г., когато дружеството отчита нетна ***печалба*** в размер на 455 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 2015 г., спрямо 2014 г. със 17,77%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г., спрямо 2014 г. с 11,23 %.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2015 г. в размер на 28 743 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 29 077 хил. лв., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи на дружеството също намаляват през 2015 г. на 6 415 хил. лв. при 7 611 хил. лв. за 2014 г. в резултат на намалените вземания от клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2015 г. в размер на 12 118 хил. лв. при 12 556 хил. лв. за 2014 г. в резултат на отчетената загуба.

Общо задълженията на дружеството намаляват през 2015 г. в размер на 20 170 хил. лв. от 21 678 хил. лв. за 2014 г., което се дължи на намалените задължения към доставчици и към предприятия от групата.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г., е видно, че:

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 обща ликвидност (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) за 2015 г. е 0,63, 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 0,60, което е индикатор, че дружеството не 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 амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 639 хил. лв. на 369 хил. лв., т.е. с 270 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите от позиция "машини, съоръжения и оборудване" в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма при 30 г. срок за амортизация и т. 1.1 от общия подход;

- разходите за експертни и одиторски в преноса на топлинна енергия са коригирани от 188 хил. лв. на 177 хил. лв., т.е. с 11 хил. лв. до отчетеното ниво на разхода през изминалия ценови период, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за услуги граждански договори в преноса на топлинна енергия са коригирани от 113 хил. лв. на 93 хил. лв., т. е. с 20 хил. лв. до отчетеното ниво на разхода през изминалия ценови период, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „консултантски услуги по управление" е коригирана от 728 хил. лв. на 0 хил. лв., или със 728 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през ценовия период от 780 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „отписани вземания"е коригирана от 300 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 300 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „такси за дялово разпределение на ТЕ"е коригирана от 82 хил. лв. на 0 хил. лв., или с 82 хил. лв., поради факта, че този разход не е част от лицензионната дейност на дружеството и се генерират допълнително приходи от нерегулираната дейност „Дялово разпределение на топлинна енергия", съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за външни услуги в преноса на топлинна енергия са коригирани от 134 хил. лв. на 82 хил. лв., т.е. с 52 хил. лв. до отчетеното ниво на разхода през изминалия ценови период, в съответствие с т.1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 395 хил. лв. на 248 хил. лв. или със 147 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 16 628 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 4 „ТИП в производството" разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 330 knm^3, до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през изминалия ценови период, в съответствие с т. 5 от общия подход.

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) – 140,22 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 102,22 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 62,36 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 13 041 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 11 722 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 686 хил. лв. и променливи – 7 037 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 27 816 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,74%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 66 027 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 60 660 MWh.

6. „Топлофикация Враца" ЕАД

С писмо вх. № Е-14-06-9 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявления за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към които е приложило на хартиен и електронен носител:

1. Отчетна информация за 2015 г. и текущия ценови период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., както и прогнозна такава за новия ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., с приложени справки от № 1 до № 9;

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. - Приложение № 3;

3. Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажби за 2014 г., 2015 г. и текущия ценови период до 30.06.2016 г.;

4. Договор за доставка на природен газ с договорени помесечни количества за 2016 г. с „Булгаргаз" ЕАД;

5. Договор за изкупуване на ел. енергия с „ЧЕЗ електро България" АД от 2007 г. без приложени помесечни спецификации за количества електрическа енергия и съответния анекс за 2016 г.;

6. Договори за доставка на слънчогледови пелети от 28.10.2015 г. и от 08.01.2016 г.;

7. Договор за доставка на дървесен чипс от 15.10.2015 г. и анекс № 1 от 15.11.2015 г.;

8. Договор за покупко-продажба на пелетизирана слънчогледова люспа от 09.03.2016 г.;

9. Договор за междинен основен ремонт на когенератор от 09.03.2016 г.;

10. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г., вкл. доклад на независимия одитор;

11. Обосновка на прогнозните разходи за новия ценови период;

12. Справка за определяне на необходимия оборотен капитал;

13. Копие от публикация за предварително оповестяване на цени на електрическа и топлинна енергия във в. „Конкурент" от 09.03.2016 г., като публикуваните цени на енергия са различни от заявените в Комисията;

14. Документи за платени такси за разглеждане на заявленията.

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

- преференциална цена на електрическа енергия – 177,93 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 75,09 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 312,21 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал.3 от ЗЕ – 45,00 лв./MWh.

Обосновката на предложението за цени на дружеството е следната:

Като база за изготвяне на прогнозата за формирането на цените на топлинната енергия и електрическата енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период, започващ от 01.07.2016 г., е използвана отчетната информация за 2015 г. Предвид отчетения от НСИ нисък процент на инфлация за 2015 г., както и предположението, че през периода от 01.07.2016 г. до 30.06.2017 г. не се очаква влияние на външни фактори, които драстично да повлияят върху дейността на дружеството /рязко увеличение цените на горивата, резервни части и консумативи, химикали и реагенти и аварийни ситуации, изискващи значителен паричен ресурс/, разчетените прогнозни разходи са съпоставими с отчетените такива през предходната година. Увеличение е извършено само на разходите, за които е налице обективна причина за промяната им. По групи, разходите са, както следва:

Условно постоянни разходи (УПР)

Прогнозата на УПР за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2015 г. и очакваните промени по видове разходи за прогнозния период , в това число:

Разходи за амортизации са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. В сравнение с отчетените разходи за 2015 г. за новия регулаторен период има увеличение на разходите за амортизации в резултат на увеличената стойност на ДА в следствие на отчетени разходи за основни ремонти, както и във връзка с новопридобити през 2015 г. амортизуеми активи.

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

Ремонтът на газовия двигател в ОЦ „Младост" на 30 хил. h пробег, съгласно предписанието на производителя, беше е извършен в периода ноември – декември 2015 г. Ремонтът беше е бил наложителен и не е можело да бъде прескочен, поради влошеното състоянието на двигателя, но в новия ценови период предстоят плащания за техническо обслужване на база работни часове, без аварийни ремонти, като това е отразено в ремонтната програма (приложение 1), както и в договора и офертата за обслужването (Приложение 2.1 и 2.2.).

Предстоящ е ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска" на 20 хил. часа за когенератор 1 на 10 хил. часа за когенератор 2, съгласно предписанието на производителя. Ремонтите ще гарантират безаварийна работа през следващия отоплителен сезон и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Стойността на резервните части е 588 хил. лв., без ДДС. Офертата за доставка на оригинални резервни части за един когенератор е дадена в Приложение 3, като в ремонтната програма са включени и 30% непредвидени разходи за извършване на непланови ремонти, с цел гарантиране на безаварийната работа на съоръженията. Самите ремонти ще бъдат извършени със собствени сили и средства.

Предстоят основни ремонти на турбокомпресорите, които са сериозно амортизирани, и състоянието им се отразява на енергийната ефективност на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Ценово предложение от оторизирания сервиз за България само за турбокомпресорите на един когенератор е дадено в Приложение 4.

Подмяната на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност ще бъде извършена със собствени сили.

Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са разчетени на база достигнати разходи през 2015 г. През новия ценови период не се предвижда промяна в числеността на персонала.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности, са прогнозирани на база постигнати такива по отчет за 2015 г. В прогнозата за следващия регулаторен период тези разходи бележат увеличение спрямо отчета за 2015 г. с 203 хил. лв. По-съществените промени са:

- Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали и материали за текущо поддържане се запазват на нивото от 2015 г.

- Намаление на разходите за застраховки с 23 хил. лв. във връзка с постигнати по-добри ценови условия в резултат на проведена процедура по ЗОП.

- Разходите за данъци и такси са увеличени с 287 хил. лв. спрямо отчета за 2015 г. Сумата на увеличението представлява разходите за вноската от 5% към Министерството на енергетиката за гарантиране сигурността на енергийната система, влязла в сила от м. юли 2015 г. Сумата е пресметната на база прогнозираните нетни количества електрическа енергия за новия ценови период и утвърдената към момента цена за електрическа енергия от комбинирано производство.

- Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, разходите за наеми и абонаментно поддържане се запазват на нивата от 2015 г.

- Разходите за проверка на уреди са увеличени с 13 хил. лв. спрямо отчета за 2015 г., поради предстоящата през 2016 г. задължителна метрологична проверка на топломерите.

- За прогнозния период е заложено намаление на съдебните разходи с 48 хил. лв., поради очаквания по-малък брой дела и съдебни процедури, свързани със събирането на просрочените вземания по съдебен ред.

- Разходите за одиторски и експертни услуги, вода осветление и отопление, предпазна храна, охрана на труда се запазват в размерите за 2015 г..

- Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, ПИБ, 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 под изпълнители на „Топлофикация-Враца“ ЕАД. Тези разходи се запазват в размера, постигнат като отчет за 2015 г..

Променливи разходи

Разходите за гориво за прогнозния период 2016 г. - 2017 г. са изчислени на база количество гориво и утвърдената от 01.04.2016 г. цена на природния газ – 312.21 лв./knm^3, без ДДС. Използваната цена на биомаса в прогнозата за новия ценови период е определена като среднопретеглена цена за двата вида използвано биогориво – дървесен чипс и пелети от слънчогледова люспа.

Разходите за енергия, вода и консумативи са запазени на нивата от 2015 г. В разходите за консумативи/химикали и реагенти/ са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане. В това перо не са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация.

Разходи за външни услуги – включени са разходите по доставката на биомаса и разходите за балансиране. Спрямо отчета за 2015 г. е заложено завишение в размер на 29 хил. лв. във връзка с очакваните по-ниски разходи за балансиране, поради оптимизиране процеса на производство на електрическа енергия..

Регулаторна база на активите

Стойността на дълготрайните активи и размера на амортизациите в справка № 2 – РБА са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2015 г.

Размерът на финансиранията за дълготрайни активи са съгласно изготвения баланс към 31.12.2015 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в размер на 1/8 от оперативните парични разходи за дейността без амортизациите, съгласно „Указания НВ“, тъй като резултатът от изчислението на оборотния капитал съгласно приложената формула е с отрицателна величина–(-2 104 хил. лв.).

Цени

В резултат на така прогнозираните разходи, количества произведена и реализирана топлинна и електрическа енергия и използвания ценови модел на Комисията за новия ценови период от 01.07.2016 г. са формирани следните цени:

Цена топлинна енергия - 75,09 лв./MW без ДДС

Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 177.93 лв./MWh без ДДС

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 и 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 е предложено 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 потребителите в гр. Враца.

С писмо с изх. № Е-14-06-9 от 27.04.2016 г. на основание чл. 41, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал.9 от НРЦТЕ Комисията е изискала от дружеството да представи следните подробни писмени обосновки:

1. на разходите за ремонт с направен отчет и анализ по позиции и стойност, както и прогноза за разходи за ремонт с отчет и анализ по позиции, стойност и необходимост;

2. на отчетените и прогнозните разходи за данъци и такси в производство и пренос на топлинна енергия.

С писмо с вх. № Е-14-06-9 от 10.05.2016 г. дружеството е представило исканата информация, както и отчетна информация за 2015 г. с приложени справки по ЕССО.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 2,94% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 6,98% 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 8,37% 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 27,25% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 90,92%, последвани от разходите за амортизации с 14,58% 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	4 184	4 794	5 137	6 537	1 400	27,25%	2 353	56,24%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	603	738	830	951	121	14,58%	348	57,71%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	823	1 145	1 277	2 438	1 161	90,92%	1 615	196,23%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 560	1 599	1 610	1 600	-10	-0,62%	40	2,56%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	262	258	263	260	-3	-1,14%	-2	-0,76%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	244	253	260	255	-5	-1,92%	11	4,51%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	18	5	3	5	2	66,67%	-13	-72,22%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	936	1 054	1 157	1 288	131	11,32%	352	37,61%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	728	870	992	1 096	104	10,48%	368	50,55%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	518,40	429,18	312,21	-117	-27,25%	-172	-35,53%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	823	1 145	1 277	2 438	1 161	90,92%	1 615	196,23%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	758	1 094	1 257	2 318	1 061	84,41%	1 560	205,80%
I.2.	по преноса	хил. лв.	65	51	20	120	100	500,00%	55	84,62%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	124 527	125 302	121 304	122 893	1 589	1,31%	-1 633	-1,31%
1.1.	гореща вода	MWh	124 527	125 302	121 304	122 893	1 589	1,31%	-1 633	-1,31%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	1 343	1 400	1 439	1 410	-29	-2,04%	67	4,98%
2.1.	гореща вода	MWh	1 343	1 400	1 439	1 410	-29	-2,04%	67	4,98%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,07%	1,11%	1,17%	1,13%	-0,0004	-3,27%	0,0007	6,31%
3.1.	гореща вода	%	1,07%	1,11%	1,17%	1,13%	-0,0004	-3,27%	0,0007	6,31%
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	125 870	126 702	122 743	124 303	1 560	1,27%	-1 566	-1,24%
4.1.	гореща вода	MWh	125 870	126 702	122 743	124 303	1 560	1,27%	-1 566	-1,24%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	66 807	66 096	61 266	61 356	91	0,15%	-5 450	-8,16%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	61 810	59 732	59 894	62 826	2 932	4,90%	1 016	1,64%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	4 547	4 561	4 468	5 771	1 303	29,16%	1 224	26,91%
		%	7,36%	7,64%	7,46%	9,19%	0	23,13%	0	24,86%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	57 263	55 171	55 426	57 055	1 629	2,94%	-208	-0,36%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	57 263	55 171	55 426	57 055	1 629	2,94%	-208	-0,36%
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	232 004	227 754	224 746	233 658	8 912	3,97%	1 654	0,71%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	158 860	153 200	156 552	165 690	9 138	5,84%	6 830	4,30%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	73 143	74 554	68 194	67 968	-226	-0,33%	-5 176	-7,08%
9	ОБЩА ефективност	%	75,24%	77,64%	76,61%	75,06%	-0,016	-2,02%	-0,002	-0,25%
10	Топлинна ефективност	%	36,33%	38,65%	38,35%	37,14%	-0,012	-3,16%	0,008	2,22%
11	Електрическа ефективност	%	38,91%	38,99%	38,26%	37,92%	-0,003	-0,89%	-0,010	-2,55%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	91,34%	88,66%	89,84%	90,27%	0,004	0,48%	-0,011	-1,16%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	154	148	155	165	10	6,14%	11	7,01%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	158	158	157	157	0	0,25%	-1	-0,64%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	81 905	80 499	76 524	81 862	5 338	6,98%	-42	-0,05%
10.1.	гореща вода	МВтч	81 905	80 499	76 524	81 862	5 338	6,98%	-42	-0,05%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	42 622	44 803	44 780	41 031	-3 749	-8,37%	-1 591	-3,73%
		%	34,23%	35,76%	36,92%	33,39%	-0,035	-9,56%	-0,008	-2,45%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	42 622	44 803	44 780	41 031	-3 749	-8,37%	-1 591	-3,73%
		%	34,23%	35,76%	36,92%	33,39%	-0,035	-9,56%	-0,008	-2,45%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5=4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	4 184	**5 889**	1 705
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	12 829	13 289	460
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**748**	**234**	982
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	17 761	**19 412**	1 651
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	57 263	55 426	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	57 263	55 426	-1 837
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	81 905	76 524	
с гореща вода	МВтч	81 905	76 524	-5 381
с водна пара	МВтч	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	206,53		
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	146,53		
Ц вп	лв/МВтч	0,00		
Ц гв	лв/МВтч	72,46		
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	12 806	12 806	
Собствен капитал	хил. лв.	10 465	10 465	
Дял на собствения капитал	%	72,24%	72,24%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	4 021	4 021	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	73	73	
- кредити	хил. лв.	3 948	3 948	
Дял на привлечения капитал	%	27,76%	27,76%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	6,59%	6,59%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,84%	1,83%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**0,00%**	

Нормата на възвръщаемост на база приходи и разходи по ОПР /колона № 4/ е 1,83% в резултат на по-ниските продажби и на ръста на разходите.

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 4) е 0,00%, получена като разлика между нормата на възвръщаемост на капитала и дела на привлечения капитал по средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал с отчитане на данъчните задължения и дела на собствения капитал

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. „Топлофикация Враца“ ЕАД отчита нетна ***печалба*** в размер на 234 хил. лв. спрямо отчетената през 2014 г. **загуба**, в размер на 1 129 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 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 5,41 %;

- Разходи от оперативната дейност намаляват със 7,61%.

Нетекущите активи за 2015 г. незначително са нараснали спрямо предходната година в резултат на ръста на нетекущите вземания по договори за цесия. Текущите активи намаляват на 7 695 хил. лв. за 2015 г. от 8 328 хил. лв. за 2014 г., основно от намалените текущи търговски и други вземания.

Собственият капитал за 2015 г. е увеличен на 9 571 хил. лв. спрямо 2014 г., когато е 9 336 хил. лв., като увеличението се дължи на натрупани загуби в минали периоди.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,49, което от своя страна означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Дългосрочните задължения към 31.12.2015 г. са 4 854 хил. лв. и спрямо предходната година нарастват с 3,3% от 4 700 хил. лв., което се дължи на ръст на задължения по договори за цесия.

Наблюдава се намаление на текущите задължения към 31.12.2015 г. спрямо предходната 2014 г. от 13 295 хил. лв. на 12 878 хил. лв. в резултат на намалените задължения към доставчици.

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,60, 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 0,54. Стойността на този показател е свързана с недостиг на собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните задължения.

Въз основа на направения анализ на обща балансова структура може да се направи изводът, че през 2015 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 да покрива финансовите си задължения.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации са коригирани от 951 хил. лв. на 688 хил. лв. или с 263 хил. лв., както следва:

- в производството от 749 хил. лв. на 619 хил. лв. или със 130 хил. лв. в съответствие отчетната стойност на активите в производството и т. 1.1 от общия подход;

- в преноса на топлинна енергия от 202 хил. лв. на 69 хил. лв. или със 133 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на ДМА в преноса на топлинна енергия, съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма при 30 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 2 318 хил. лв. на 1 216 хил. лв. или с 1 102 хил. лв., като коригираната стойност е посочената от дружеството 30% непредвидени разходи за ремонт при отчетен размер 1 094 хил. лв. през 2015 г., като разликата от 122 хил. лв. или 11,51% над отчетената стойност е за покриване на предвидени ремонти на когенераторите при изтекъл пробег, съгласно т. 1.2 от общия подход;

- разходите за ремонт в преноса са коригирани от 120 хил. лв. на 51 хил. лв. или с 69 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 380 хил. лв. на 300 хил. лв. или с 80 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 20 107 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2014 г. от 7,62 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

- разходите за данъци и такси са коригирани с 287 хил. лв., представляващи разходите за вноската от 5% към Министерството на енергетиката за гарантиране сигурността на енергийната система.

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 7,83% на 5,73% в съответствие с т. 41 от „Указания НВ"- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход;

4. В справка № 4 „ТИП в производството" е коригиран разхода на природен газ в комбинираната част на централата с 592 knm^3, до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2015 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

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) – 154,95 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 116,95 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 59,39 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 13 702 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 12 913 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 818 хил. лв. и променливи – 8 095 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 12 355 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,39%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 57 055 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81 862 MWh.

7. „Топлофикация ВТ" АД, гр. Велико Търново

С писмо вх. № Е-14-05-9 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител:

1. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и отчетна за 2015 г. и текущия ценови период с приложени справки от № 1 до № 9 от ценовия модел;
2. Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи;
3. Справка за цени на горива /Приложение №2/;
4. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г., /Приложение № 4/;
5. Прогнозна информация за количествата електрическа енергия за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и отчетна такава за 2015 г. и текущия ценови период;
6. Неодитиран годишен финансов отчет за 2015 г., с всички пояснителни приложения към него, вкл. доклад за дейността на дружеството;
7. Отчетна информация за 2015 г. по приложения № 3 и № 4;,
8. Отчетна информация за 2015 г. с приложени справки по прилагането на ЕССО;
9. Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружена с доказателства - справки, договори, производствена, ремонтна и инвестиционна програма от 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., извлечения от сметки и др. в подкрепа на подаденото заявление;
10. Инвестиционна програма за 2016 г. и ремонтна за новия ценови период;
11. Договор за продажба на електрическа енергия от 12.08.2009 г. с „Е.ОН България Продажби" АД, без спецификация на помесечни количества за 2016 г.;
12. Договор за разпределение и снабдяване с природен газ № ВТ 64/15.05.2011 г. с „Овергаз Север" ЕАД;
13. Копие на договор за доставка на слънчогледова люспа;
14. Копие на публикации на цени на енергия във в. „Янтра Днес", бр. 53/2016 г. и в. „Борба", бр. 53/2016 г., като обявените цени са различни от заявените в Комисията;
15. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия от 01.07.2016 г., без ДДС:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – **193,00 лв./MWh,** с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - **60 лв./MWh;**
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – **69,43 лв./MWh.**

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

- цена на природен газ – 404,63 лв./knm^3;
- цена на биогориво – 41,33 лв./t.

Обосновката на дружеството е следната:

I. УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. РАЗХОДИ ЗА АМОРТИЗАЦИИ

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2015 г. са 277 хил. лв., в т. ч. 213 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 64 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Приложени са извлечения /Оборот по сметка/ от счетоводна сметка 603 „Разходи за амортизации за 2015 г.“ за действително начислените разходи за амортизации на ДА, използващи се при извършване на лицензираните дейности.

Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период от 01.07.2016 г.-30.06.2017 г. са 283 хил. лв. Завишени са с 6 хил. лв., както следва:

1. Разходи за амортизации, отнесени към електрическата енергия, с 1 хил. лв. - амортизации на въведена през 2015г. система за предаване на данни в реално време за произведена ел. енергия;

2. Разходи за амортизации за пренос на топлинна енергия с 5 хил. лв. – амортизации на въведени през м. 11 и м. 12.2015 г. реконструкция на тръбопровод I-ва магистрала и реконструкция на тръбопровод II – ра магистрала.

В прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. Приложена е справка за разходите за амортизации на изградени и предстоящи за въвеждане ДА от 01.07.2016 г.

На консервираните активи не са начислени амортизации, не се предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период.

Прогнозни разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия - 214 хил. лв., в т.ч. за производство на електрическа енергия 44 хил. лв., общо за двата продукта 103 хил. лв.и 67 хил. лв. за производство на топлинна енергия.

В разходите за амортизации, отнесени към производството само на топлинна енергия - 67 хил. лв., не са включени амортизации на котли, поради пълното им изхабяване.

Прогнозни разходи за амортизации на ДА в пренос на топлинна енергия за ценовия период от 01.07.2016 г.-30.06.2017 г.- 69 хил. лв.

Завишени са отчетените за 2015 г. амортизации в преноса с 5 хил. лв., представляващи амортизации на реконструиран частично тръбопровод до НВУ „В. Левски“, тръбопровод от топлообменна станция до камера № 27 и тръбопровод бл. „Витоша“.

Други промени в амортизациите дружеството не предвижда, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. РАЗХОДИ ЗА РЕМОНТИ

Отчетените разходи за ремонт през 2015 г. общо са 129 хил. лв., в т.ч. отнесени към производството на електрическа енергия 107 хил. лв., към производството на топлинна енергия 4 хил. лв., общо за двата продукта 4 хил. лв. /текущ ремонт/ и към преноса на топлинна енергия 14 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт в производството за ценовия период 01.07.2016 г.-30.06.2017 г. са 185 хил. лв. За ремонт в производството на ЕЕ - 150 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия – 5 хил. лв. и общо за двата продукта - 30 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт в преноса – 25 хил. лв. Общо разходите за ремонт са 210 хил. лв.

3. РАЗХОДИ ЗА ЗАПЛАТИ И ВЪЗНАГРАЖДЕНИЯ

Предвидените разходи за заплати (РЗ) и възнаграждения за прогнозирания ценови период от 01.07. 2016 г. са 546 хил. лв. Завишени са с 62 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2015 г. В отчетените разходи за РЗ 2016 г. не са включени 8 хил. лв., начислени разходи за неизползвани отпуски /компенсируеми/ за 2015 г. Намалението на отчетените разходи за РЗ за 2015 г. във връзка с предвидените през предходния ценови период се дължи на:

1. Намаляването на списъчния състав на персонала със 7 работника и служители.

На 01.01.2015 г. списъчният състав на персонала по трудов договор е 49 работника и служители, а на 31.12.2015 г. списъчният състав на персонала по трудов договор е 42 работника и служители. През м.06.2015 г. е спряно подаването на природен газ поради големи задължения към „Овергаз Мрежи“ АД и дружеството не е работило 3 месеца. Това е довело и до забавяне изплащането на работните заплати и напускане на 4 -ма работника по тази причина. През 2015 г. са прекратили трудовото си правоотношение общо 7 работника и

служителя и до края на годината местата им не са заети. През 2016 г. е започнало запълването на свободните длъжности- назначени са вече 2-ма работника;

2. Отсъствието на 4 –ма работници и служители поради отпуск по болест за по-дълъг период от време през 2015 г. - общо намаление на ФРЗ поради отпуск по болест - 11850,00 лв.

Увеличението на ФРЗ за предстоящият ценови период с 62 хил. лв. в сравнение с отчетения за 2015 г. се налага от:

1. Назначаване на 6 работника в производството на ЕЕ и ТЕ до м.05. и 06.2016 г.;

2. Пенсиониране на работник м. 08.2016 г. и изплащане на обезщетение от шест РЗ, съгласно чл. 222, ал.3 от КТ;

3. Завръщане на работа м.12.2015 г. на служителка, ползвала отпуск по майчинство 2 години;

4. Увеличение на РЗ от 01.01.2016 г. на 5 работника и служителя, работещи на минимална РЗ, поради увеличение на минималната РЗ от 01.01.2016 г. с 40 лв.

4. РАЗХОДИ ЗА СОЦИАЛНИ И ЗДРАВНИ ОСИГУРОВКИ, СОЦИАЛНИ РАЗХОДИ

Прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период от 01.07. 2016г. до 30.06.2017 г. 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 01.07.2016 г. до 30.06.2017 г. разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са 402 хил. лв.

5.1. Горива за транспорт – 22 хил. лв., завишени с 4 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2015 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на котел ПТ 10 с дървесен чипс.

5.2. Материали за текущо поддържане – 28 хил. лв.

Разходите включват подмяната на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, свещи и др. В дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с непрекъснатите аварии по мрежата, която вече е много остаряла и се нуждае от основен ремонт. Липсата на финансови средства за основни ремонти и инвестиции в мрежата изисква повече средства за текуща поддръжка.

5.3.Въоръжена и противопожарна охрана – 30 хил. лв.

Разходите за охрана са завишени с 5 хил. лв., поради нуждата от поддръжка и смяна на част от остарялата охранителна техника.

5.4. Разходи за наем включват:

5.4.1. Наем на „Газов генераторен комплект №7 – 5027/когенератор/ съгласно Договор за наем на движимо имущество от 05.01.2015 г. с „Топлофикация Бургас“ ЕАД.

5.4.2. Наем на телехендер „MANITU“ /телескопичен манипулатор/ съгласно Договор от 01.02.2010 г. с „МИНА Станянци“ АД, гр. София/. Използва се да зарежда биогориво в котлите и като вътрешнозаводски транспорт.

5.5. Разходи за лицензионни такси

5.6. Разходи за екология включват:

Верификация годишни доклади емисии парникови газове, във връзка с участие в Европейска схема на търговия с квоти на емисии парникови газове 2 000 лв.
Такса на депониране на отпадъци 6 000 лв.

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 действащата цена на природен газ от 01.04.2016 г. - 404,63 лв./knm^3 без ДДС и добавка /312,21 лв.+92,42 лв./knm^3/ за „Овергаз Север“ АД, който е доставчик на природен газ за „Топлофикация ВТ“ АД.

Отчетените разходи за вода за производство и пренос общо за 2015 г. са 137 хил. лв. Приложена е справка за количества, цени и направления на разхода за вода.

За ценовия период 01.07.2016 г.-30.06.2017 г. разходите за вода са завишени с 14 хил. лв.

в производството във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие – за технологични нужди – очистване на димни газове от прах чрез воден скрубер, а в преноса с 9 хил. лв., поради увеличаващите се аварии по топлопроводната мрежа, която се нуждае от капитален ремонт.

Разходите за акциз за 2015 г. са 145 хил. лв.

През ценовия период 01.07.2016 г.- 30.06.2017 г. разходите за акциз са 170 хил. лв., увеличението е от увеличеното количество природен газ за новия ценови период, тъй като през 2015 г. за 3 месеца е било прекъснато газоподаването и е изразходено по-малко количество природен газ.

„Топлофикация ВТ“ АД не е лицензирана по ЗЕ като производител на електрическа енергия, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MWe. По тази причина дружеството плаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия.

Заложена е добавка от 60,00 лв./MWh съгласно чл. 33, ал. 3 от ЗЕ, като дружеството отбелязва, че е с цел достигане на социално поносима цена на топлинната енергия за битови нужди и връщане на отказали се битови клиенти към използване на топлинната енергия за отопление.

IV. СПРАВКА ЗА СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНА НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА ПРИВЛЕЧЕНИЯ КАПИТАЛ КЪМ 31.12.2015 г.

Средната норма на възвращаемост на привлечения капитал е 7,83%.

Приложени са извлечения от счетоводни сметки за остатъците по заемите към 31.12.2015 г., последни анекси към договорите за заем, показващи лихвения процент и срока за погасяване на заемите.

Поради забавените плащания за топлоенергия от битови, бюджетни, общински абонати „Топлофикация ВТ“ АД се затруднява при плащане на авансовите вноски за природен газ, особено при започване на отоплителния сезон. Дружеството отбелязва, че трябва да се има в предвид и по- високата цена на природния газ, по която купува от „Овергаз мрежи“ АД – с 92,42 лв./knm^3, без ДДС, което налага ползването на кредити за оборотни средства и търсенето на други алтернативни горива за производство на топлинна енергия с цел намаляване зависимостта на „Топлофикация ВТ“ АД от „Овергаз мрежи“ АД.

V. РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ НА ДРУЖЕСТВОТО

При определяне признатата стойност на активите за базисна година дружеството приема 2015 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2015 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

Разпределение на дълготрайните активи между комбинирано и разделно производство. Разпределението е извършено в зависимост от дела (%) на участие в производствения процес на двата продукта – електрическа и топлинна енергия. Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ /котли, помпи, резервоари и др./ са отнесени към производството на топлинна енергия.

Разпределение на дълготрайните активи при производството между електрическа и топлинна енергия. Отчетната стойност на ДА участващи в производството на електрическа енергия е 48% от отчетната стойност на всички активи участващи в комбинираното производство. База за разпределение е мощността на когенератора – 5,9 MW, в т.ч. 2,8 MW електрическа - 48% и 3,1 MW топлинна енергия - 52%.

Отчетната стойност на всички останали активи в производството е отнесена към топлинната енергия.

Разпределението на дълготрайните активи между производството на ЕЕ и ТЕ и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете лицензирани дейности се отнасят.

VI. ОБОРОТЕН КАПИТАЛ

Оборотният капитал е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите за 2015 г., като не са включени разходите за амортизации.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано

следното:

За предходния ценови период дружеството отчита със 18,60% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 10,40% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 44,28%, прогнозните за новия ценови период са 48,32%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 5,83% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 г. – 30.06.2016 г.), в резултат на намалените разходи със 73,09%, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, въпреки увеличените разходи за ремонт със 60,31%, последвани от разходите за амортизации с 5,60% и начисленията, свързани с т. 3 по действащото законодателство с 21,18%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период повишение на общата стойност на инвестиционните разходи със 192,68%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 505	1 326	1 321	1 244	-77	-5,83%	-261	-17,34%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	305	277	268	283	15	5,60%	-22	-7,21%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	98	129	131	210	79	60,31%	112	114,29%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	517	484	458	546	88	19,21%	29	5,61%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	113	90	85	103	18	21,18%	-10	-8,85%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	109	90	85	101	16	18,82%	-8	-7,34%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	4	0	0	2	2	0,00%	-2	-50,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	472	346	379	102	-277	-73,09%	-370	-78,39%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	353	261	307	297	-10	-3,26%	-56	-15,86%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	576,68	616,55	504,31	404,63	-100	-19,77%	-172	-29,83%
III.	Цена на биогориво	лв./t	105,00	102,12	102,12	100,00	-2	-2,08%	-5	-4,76%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	98	129	131	210	79	60,31%	112	114,29%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	91	115	121	185	64	52,89%	94	103,30%
I.2.	по преноса	хил. лв.	7	14	10	25	15	150,00%	18	257,14%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	238	46	41	120	79	192,68%	-118	
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	188	21	17	100	83	488,24%	-88	-46,81%
II.2.	по преноса	хил. лв.	50	25	24	20	-4	-16,67%	-30	-60,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**Разлика** Прогноза 2016 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2016 – Прогноза 2015г.	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	38 451	33 264	31 211	37 150	5 939	19,03%	-1 301	-3,38%
1.1.	гореща вода	MWh	38 451	33 264	31 211	37 150	5 939	19,03%	-1 301	-3,38%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	4 816	5 129	4 644	4 700	56	1,21%	-116	-2,40%
2.1.	гореща вода	MWh	4 816	5 129	4 644	4 700	56	1,21%	-116	-2,40%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	11,13%	13,36%	12,95%	11,23%	-0,017	-13,29%	0,001	0,90%
3.1.	гореща вода	%	11,13%	13,36%	12,95%	11,23%	-0,017	-13,29%	0,001	0,90%
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	43 267	38 392	35 855	41 850	5 995	16,72%	-1 417	-3,27%
4.1.	гореща вода	MWh	43 267	38 392	35 855	41 850	5 995	16,72%	-1 417	-3,27%
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	20 566	20 075	16 294	13 150	-3 144	-19,29%	-7 416	-36,06%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	22 200	17 197	18 538	22 500	3 962	21,37%	300	1,35%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 170	0	0	0	0	0,00%	-1 170	-100,00%
		%	5,27%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	21 030	17 196	18 538	22 500	3 962	21,37%	1 470	6,99%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	21 030	15 531	16 948	20 100	3 152	18,60%	-930	-4,42%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh		1 665	1 590	2 400	810	50,97%	2 400	0,00%
		%	0,00%	9,68%	8,58%	10,67%	0,021	24,39%	0,107	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	81 769	71 385	71 602	82 153	10 551	14,74%	385	0,47%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	58 950	46 221	49 446	61 170	11 724	23,71%	2 220	3,77%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	22 818	25 164	22 156	20 983	-1 173	-5,29%	-1 835	-8,04%
9	ОБЩА ефективност	%	68,00%	65,74%	67,66%	76,02%	0,084	12,35%	0,080	11,79%
10	Топлинна ефективност	%	30,34%	28,53%	30,17%	39,23%	0,091	30,05%	0,089	29,32%
11	Електрическа ефективност	%	37,66%	37,21%	37,49%	36,78%	-0,007	-1,89%	-0,009	-2,33%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	90,13%	79,78%	73,54%	62,67%	-0,109	-14,78%	-0,275	-30,47%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	159	163	172	192	20	11,35%	33	20,58%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	155	163	164	168	4	2,48%	13	8,44%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	21 551	18 375	17 391	19 200	1 809	10,40%	-2 351	-10,91%
10.1.	гореща вода	МВтч	21 551	18 375	17 391	19 200	1 809	10,40%	-2 351	-10,91%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	16 900	14 889	13 821	17 950	4 129	29,88%	1 050	6,21%
		%	43,95%	44,76%	44,28%	48,32%	0,040	9,12%	0,044	9,93%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	16 900	14 889	13 821	17 950	4 129	29,88%	1 050	6,21%
		%	43,95%	44,76%	44,28%	48,32%	0,040	9,12%	0,044	9,93%
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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5= 4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 505	**1 944**	439
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	5 233	4 789	-444
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**109**	**-1 384**	-1 275
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	6 847	**5 349**	-1 498
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	21 030	16 948	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	21 030	16 948	-4 082
некомбинирана електрическа енергия	МВтч		0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	21 551	17 391	
с гореща вода	МВтч	21 551	17 391	-4 160
с водна пара	МВтч	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	225,34		
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	150,34		
Ц вп	лв/МВтч	0,00		
Ц гв	лв/МВтч	78,06		
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	1 940	1 940	
Собствен капитал	хил. лв.	100 000	100 000	
Дял на собствения капитал	%	94,98%	94,98%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	5 282	5 282	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	
- кредити	хил. лв.	5 282	5 282	
Дял на привлечения капитал	%	5,02%	5,02%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	6,59%	6,59%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,61%	-71,34%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**-67,28%**	

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 4) е -67,28%, вследствие на отчетените по-високи разходи, спрямо приходите и реализиране на отрицателен финансов резултат за годината.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет на „Топлофикация ВТ“ АД, гр. Велико Търново за 2015 г. дружеството отчита ***загуба*** в размер на 1 384 хил. лв., която намалява спрямо 2014 г., когато е в размер на 1 698 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 2015 г., спрямо 2014 г. с 19,85%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г., спрямо 2014 г. с 19,52%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2015 г. и са в размер на 3 223 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 3 420 хил. лв., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи на дружеството също намаляват през 2015 г. и са в размер на 1 437 хил. лв. при 1 538 хил. лв. за 2014 г., в резултат на намалените вземания от клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружество и през 2015 г. е отрицателна величина в размер на 3 869 хил. лв., която се увеличава спрямо 2014 г., когато е в размер на 2 485 хил., в резултат на натрупаната непокрита загуба от минали години.

Дългосрочните задължения намаляват през 2015 г. в размер на 3 155 хил. лв. при 3 224 хил. лв. за 2014 г., което се дължи на намалените задължения към финансови предприятия.

Краткосрочните задължения нарастват през 2015 г. и са в размер на 5 337 хил. лв. при 4 086 хил. лв. за 2014 г., в резултат на увеличените задължения към доставчици и другите задължения.

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, отчита ниска обща ликвидност, което е индикатор за 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.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2015 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2015 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита загуба в размер на 863 хил. лв. при 1 118 хил. лв. за 2014 г., от дейността „пренос и реализация на топлинна енергия“ дружеството също отчита загуба в размер на 521 хил. лв. при 580 хил. лв. за 2014 г.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 210 хил. лв. на 140 хил. лв. или с 129 хил. лв., при отчетен размер 129 хил. лв. през 2015 г., като разликата от 11 хил. лв. над отчетената стойност е за покриване на предвидени, но неизвършени ремонти през предходния ценови период, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 546 хил. лв. на 484 хил. лв. или с 62 хил. лв., до размера на отчетената стойност през 2015 г., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 91 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 91 хил. лв., 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 7,83% на 5,73%, в съответствие с т. 41 от „Указания НВ“- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 164,64 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 118,64 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 73,72 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 5 171 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 071 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 412 хил. лв. и променливи – 3 659 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 745 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,73%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 19 200 MWh.

8. „Топлофикация-Разград“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-16-8 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявления за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към които е приложило следната информация на хартиен и електронен носител:

1. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността на дружеството;

2. Отчетна информация за 2015 г. със справки по ЕССО;

3. Отчетна информация за 2015 г., за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и прогноза за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за 2015 г., за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и за ценовия период

01.07.2016 - 30.06.2017 г. за технико - икономическите показатели (Приложение 3);

5. Отчетна и информация за 2015 г., за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и прогнозна за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. за инвестиционните и ремонтни мероприятия за лицензионните дейности;

6. Цени на горива, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. (Приложение № 4);

8. Обосновка за формиране на разходите за производство на топлинна и електрическа енергия и за пренос на топлинна енергия;

9. Копие от договор за изкупуване на електрическа енергия от 2008 г. с „Енерго-Про продажби" АД с приложени помесечни количества ел. енергия от 01.01.2016 г. – 30.06.2017 г.;

10. Копия от договори за кредит и анексите към тях;

11. Технологични разходи при пренос на топлинна енергия;

12. Информация за 2015 г., за периода 01.07.2015 - 30.06.2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. за електрическата енергия;

13. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация – публикация на страницата в интернет на дружеството, като обявените цени са различни от заявените;

14. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия 172,14 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 117,14 лв./MWh;

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 55,00 лв./MWh,

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 78,47 лв./MWh.

Така предложените цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 405,56 лв./knm^3.

Обосновка за образуване на разходите за периода 01.07.2016 – 30.06.2017 г. за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:

Годишните разходи са планирани като функция от разходите, реализирани през 2015 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, а именно:

Произведена топлинна и електрическа енергия;

Инсталирана топлинна и електрическа мощност;

Отчетна и балансова стойност на активите за производство на електрическа и топлинна енергия;

Брой персонал;

Съгласно ЕССО разходите са планирани по видове лицензионна дейност.

I. Условно постоянни разходи

1. Разходи за амортизации

Срокът на годност на амортизуемите активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи.

2. Разходи за ремонт

Планирани са съгласно техническите изискванията за ремонт на Ко – генераторната инсталация и реализираните разходи за ремонт през 2015 г.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Включват разходите за заплати на персонала зает в съответната дейност. Предвидено е да бъдат назначени 4 служители (2 служители – съгласно щатното разписание на дружеството и други двама, поради пенсиониране). Планирано е да бъдат изплатени обезщетения за пенсиониране на 2 служители.

4. Начисления свързани с т. 3, по действащото законодателство

Включват социално осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на

персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

***5. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** - планирани на база отчетените разходи през 2015 г.*

*6. **Разходи, свързани с нерегулираната дейност –** планирани са на база постигнатите разходи през 2015 г.*

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

II. Променливи разходи

1. Разходи за материали

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия.

1.2. Разходи за гориво за производство на топлинна енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на топлоенергия.

1.3. Разходи за вода - на база годишните разходи за 2015 г.

1.4. Разходи за закупена енергия - на база постигнатите разходи за 2015 г.

1.5. Консумативи (химикали, реагенти)- планирани са на база постигнатите разходи през 2015 г.

***2. Разходи за външни услуги** – планирани са на база постигнатите разходи през 2015 г.*

***3. Акциз на природния газ** – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.*

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

***5. Разходи за емисии парникови газове (CO_2)** – планирани са като произведение от закупеното количество емисии и тяхната цена.*

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 50,88% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,34% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 26,94% при прогнозирани 24,97% за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 2,90% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 6,71% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 3,12%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период запазване на общата стойност на инвестиционните разходи на нивото на отчетената през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.).

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 532	1 566	1 586	1 632	46	2,90%	100,00	6,53%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	329	337	337	330	-7	-2,08%	1,00	0,30%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	35	50	50	50	0	0,00%	15,00	42,86%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	417	432	432	461	29	6,71%	44,00	10,55%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	126	126	126	130	4	3,17%	4,00	3,17%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	74	76	76	78	2	2,63%	4,00	5,41%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	52	50	50	52	2	4,00%	0,00	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	625	621	641	661	20	3,12%	36,00	5,76%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	344	334	354	374	20	5,65%	30,00	8,72%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	528,97	416,00	405,00	-11	-2,64%	-79,26	-16,37%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00%	0,00	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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	35	50	50	50	0	0,00%	15,00	42,86%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	29	37	37	37	0	0,00%	8,00	27,59%
I.2.	по преноса	хил. лв.	6	13	13	13	0	0,00%	7,00	116,67%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	97	68	68	0	0,00%	68,00	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	31	0	0	0	0,00%	0,00	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	66	68	68	0	0,00%	68,00	0,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	37 565	32 935	33 648	34 840	1 192	3,54%	-2 725	-7,25%
1.1.	гореща вода	MWh	37 565	32 935	33 648	34 840	1 192	3,54%	-2 725	-7,25%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	965	717	857	955	98	11,44%	-10	-1,04%
2.1.	гореща вода	MWh	965	717	857	955	98	11,44%	-10	-1,04%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,50%	2,13%	2,48%	2,67%	0,002	7,42%	0,002	6,53%
3.1.	гореща вода	%	2,50%	2,13%	2,48%	2,67%	0,002	7,42%	0,002	6,53%
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	38 530	33 652	34 505	35 795	1 290	3,74%	-2 735	-7,10%
4.1.	гореща вода	MWh	38 530	33 652	34 505	35 795	1 290	3,74%	-2 735	-7,10%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	20 530	21 528	23 743	18 595	-5 148	-21,68%	-1 935	-9,43%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	20 190	13 433	12 028	18 200	6 172	51,31%	-1 990	-9,86%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 190	946	828	1 300	472	57,10%	110	9,24%
		%	5,89%	7,04%	6,88%	7,14%	0,003	3,83%	0,012	21,19%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	19 000	12 487	11 201	16 900	5 699	50,88%	-2 100	-11,05%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	19 000	12 487	11 201	16 900	5 699	50,88%	-2 100	-11,05%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	71 523	57 655	56 517	65 784	9 267	16,40%	-5 739	-8,02%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	49 994	32 518	29 108	45 328	16 220	55,72%	-4 666	-9,33%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	21 528	25 137	27 408	20 455	-6 953	-25,37%	-1 073	-4,98%
9	ОБЩА ефективност	%	74,46%	76,39%	75,35%	75,99%	0,006	0,85%	0,015	2,06%
10	Топлинна ефективност	%	34,07%	35,08%	34,03%	35,84%	0,018	5,32%	0,018	5,18%
11	Електрическа ефективност	%	40,38%	41,31%	41,32%	40,15%	-0,012	-2,83%	-0,002	-0,58%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	95,36%	85,64%	86,63%	90,90%	0,043	4,94%	-0,045	-4,68%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	155	123	113	153	40	35,02%	-2	-1,31%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	155	168	169	158	-11	-6,48%	2	1,45%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	28 000	24 592	24 582	26 140	1 558	6,34%	-1 860	-6,64%
10.1.	гореща вода	MBтч	28 000	24 592	24 582	26 140	1 558	6,34%	-1 860	-6,64%
10.2.	пара	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	9 565	8 343	9 066	8 700	-366	-4,04%	-865	-9,04%
		%	25,46%	25,33%	26,94%	24,97%	-0,020	-7,32%	-0,005	-1,93%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	9 565	8 343	9 066	8 700	-366	-4,04%	-865	-9,04%
		%	25,46%	25,33%	26,94%	24,97%	-0,020	-7,32%	-0,005	-1,93%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5= 4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 533	**1 830**	297
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	3 875	3 553	-322
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**235**	**-709**	-474
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	5 643	**4 674**	-969
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	19 000	16 900	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	19 000	16 900	-2 100
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	28 000	25 140	
с гореща вода	МВтч	28 000	25 140	-2 860
с водна пара	МВтч	0	0	0
Ц преф.	лв/МВтч	190,27		
Ц инд	лв/МВтч	130,27		
Ц вп	лв/МВтч	0,00		
Ц гв	лв/МВтч	72,42		
РБА (ЕП)	хил.лв	3 847	3 847	
Собствен капитал	хил. лв.	1 848	1 848	
Дял на собствения капитал	%	46,71%	46,71%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	2 108	2 108	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	
- кредити	хил. лв.	2 108	2 108	
Дял на привлечения капитал	%	53,29%	53,29%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	6,59%	6,59%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	6,11%	-18,43%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**-28,74%**	

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 4) е -28,74 % вследствие на ниските продажби на електрическа и топлинна енергия.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет общият всеобхватен доход на „Топлофикация Разград" ЕАД за 2015 г. е отрицателен в размер на 715 хил. лв., формиран от ***загуба*** на стойност 709 хил. лв. и друг всеобхватен доход, нетно от данъци в размер на 6 хил. лв. и е увеличен спрямо предходната година, когато е ***загуба*** от 312 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 2015 г., спрямо 2014 г. с 26,55%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 19,73%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2015 г. и са в размер на 3 070 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 3 260 хил. лв., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини, съоръжения и оборудване.

Текущите активи също намаляват през 2015 г. на 2 261 хил. лв. от 2 729 хил. лв. през 2014 г., в резултат на намалените текущи търговски и други вземания.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2015 г. и е в размер на 823 хил. лв., спрямо 2014 г., когато е в размер на 1 536 хил. лв., в резултат на увеличената текуща загуба и натрупаните непокрити загуби от минали години.

Нетекущите пасиви на дружеството намаляват през 2015 г. на 1 071 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 2 027 хил. лв., в резултат на намалените други нетекущи финансови пасиви.

Текущите пасиви нарастват през 2015 г. и са в размер на 3 427 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 2 426 хил. лв., в резултат на увеличените текущи търговски и други задължения и другите текущи финансови пасиви.

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.

Образуване на цените

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

- разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 255 хил. лв. на 215 хил. лв. или с 40 хил. лв., до отчетената стойност на разхода през 2015 г. съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „транспортни услуги" е коригирана от 56 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 56 хил. лв. при отчетено ниво на разхода през ценовия период от 56 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „информационно обслужване" е коригирана от 58 хил. лв. на 0 хил. лв., или с 58 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през ценовия период от 58 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „управление на човешките ресурси" е коригирана от 17 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 17 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през ценовия период от 17 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнителното добавената разходна позиция "други разходи" е коригирана от 11 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 11 хил. лв. при отчетено ниво на разхода през ценовия период от 11 хил. лв., като недоказан разход, съгласно т. 1 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала" НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,53% на 5,73% в съответствие с т. 41 от „Указания НВ"- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ 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 25 knm^3 до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 5 от общия подход.

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) – 137,71 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 99,71 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 58,68 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 3 861 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 650 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 436 хил. лв. и променливи – 2 214 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 3 513 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,00%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 16 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 26 140 MWh.

9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД” ЕООД, гр. Пловдив

С писмо с вх. № Е-14-56-3 от 19.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин, към което е приложена следната информация:

1. Отчетна информация за 2015 г., разработена във форма и съдържание, съгласно справки от № 1 до № 9;

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., съгласно справки от № 1 до № 9;

3. Отчетна информация за 2015 г., за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. на технико-икономическите показатели за лицензионните дейности (Приложение № 3).

4. Цени на горива, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);

5. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. (Приложение № 4);

6. Неодитиран годишен финансов отчет;

7. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

- преференциална цена на електрическа енергия – 230,08 лв./MWh;
- цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 61,50 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните параметри:

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 43,00 лв./MWh;
- цена на природен газ – 321.12 лв./knm^3.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 9,94% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са равни на прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството не е представило коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.) на отделните елементи на УПР, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените УПР спрямо прогнозните им стойности.

Изменението на отчетените технико-икономически показатели през регулаторния период спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 -30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	186	298	0	290	290	0,00%	104	55,91%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	51	120		110	110	0,00%	59	115,69%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	30	40		40	40	0,00%	10	33,33%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	41	50		50	50	0,00%	9	21,95%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	32	36	0	36	36	0,00%	4	12,50%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	32	35		35	35	0,00%	3	9,38%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	1		1	1	0,00%	1	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	32	52		54	54	0,00%	22	68,75%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	17	27		23	23	0,00%	6	35,29%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	415,20		312,21	312	0,00%	-172	-35,53%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 -30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	30	40	0	40	40	0,00%	10	33,33%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	30	40	0	40	40	0,00%	10	33,33%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	2 496	2 426	2 082	2 496	414	19,88%	0	0,00%
1.1.	гореща вода	MWh	2 496	2 426	2 082	2 496	414	19,88%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	256	506	377	256	-121	-32,10%	0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh	256	506	377	256	-121	-32,10%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	9,30%	17,26%	15,33%	9,30%	-0,06	-39,33%	0,00	0,00%
3.1.	гореща вода	%	9,30%	17,26%	15,33%	9,30%	-0,06	-39,33%	0,00	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	2 932	2 459	2 752	293	11,92%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	2 752	2 932	2 459	2 752	293	11,92%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	1 997	2 104	1 826	1 997	171	9,36%	0	0,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	121	170	156	161	5	3,21%	40	33,06%
		%	6,06%	8,08%	8,54%	8,06%	-0,005	-5,63%	0,020	33,06%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 876	1 934	1 670	1 836	166	9,94%	-40	-2,13%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 876	1 934	1 670	1 836	166	9,94%	-40	-2,13%
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	5 685	5 850		5 726	5 726	0,00%	41	0,72%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	5 685	5 850		5 726	5 726	0,00%	41	0,72%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	79,03%	77,43%	0,00%	78,46%	0,785	0,00%	-0,01	-0,72%
10	Топлинна ефективност	%	43,90%	41,47%	0,00%	43,59%	0,436	0,00%	0,00	-0,72%
11	Електрическа ефективност	%	35,13%	35,96%	0,00%	34,87%	0,349	0,00%	0,00	-0,72%
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	221	221		224	224	0,00%	3	1,44%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	114	120		117	117	0,00%	3	2,84%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	1 384	1 350	1 384	1 384	0,00	0,00%	0,00	0,00%
10.1.	гореща вода	MBтч	1 384	1 350	1 384	1 384	0,00	0,00%	0,00	0,00%
10.2.	пара	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	1 112	1 076	698	1 112	414	59,31%	0	0,00%
		%	44,55%	44,35%	33,53%	44,55%	0,110	32,89%	0	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	1 112	1 076	698	1 112	414	59,31%	0	0,00%
		%	44,55%	44,35%	33,53%	44,55%	0,110	32,89%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5=4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	186	7 210	7 024
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	386	509	123
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**34**	**80**	46
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	606	7 799	7 193
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	1 876	1 065	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	1 876	1 065	-811
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	1 384	1 511	
с гореща вода	МВтч	1 384	1 511	127
с водна пара	МВтч	0	0	0
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	248,07		
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	188,07		
Ц вп	лв/МВтч	0,00		
Ц гв	лв/МВтч	67,01		
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	612	612	
Собствен капитал	хил. лв.	100 000	100 000	
Дял на собствения капитал	%	96,35%	96,35%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	3 785	3 785	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	
- кредити	хил. лв.	3 785	3 785	
Дял на привлечения капитал	%	3,65%	3,65%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	6,59%	6,59%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,59%	13,07%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**11,99%**	

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 4) е 11,99% и се дължи на отчетения положителен финансов резултат и по-високи продадени количества топлинна енергия, независимо от по-ниските продажби на електрическа енергия спрямо утвърдените от Комисията.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

„Юлико Евротрейд" ЕООД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. отчита нетна ***печалба*** в размер на 80 хил. лв., която нараства спрямо 2014 г., когато е в размер на 54 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на продукция нарастват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 8,36%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 25,55%.**

Общата стойност на нетекущите активи нараства през 2015 г. е в размер на 2 010 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 1 634 хил. лв., вследствие на увеличените дълготрайни материални активи в частта на машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи намаляват през 2015 г. в размер на 4 012 хил. лв. от 4 024 хил. лв. за 2014 г., в резултат на намалените вземания от клиенти и доставчици, въпреки ръста на материалите запаси в частта на стоките и паричните наличности.

Собственият капитал на дружеството нараства през 2015 г. в размер на 1 111 хил. лв., спрямо 2014 г., когато е в размер на 1 057 хил. лв., в резултат на увеличената неразпределена печалба от минали години.

Общо задълженията на дружеството намаляват през 2015 г. в размер на 5 175 хил. лв. при 5 353 хил. лв. за 2014 г., основно от намалените краткосрочни задължения към 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, 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:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 110 хил. лв. на 60 хил. лв., т.е. с 50 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала” НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,92% на 5,73%, в съответствие с т. 41 от „Указания НВ“- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 161 MWh (8,06%) на 106 MWh (5,31%), или с 55 MWh в съответствие със средните стойности на разхода за подобни инсталации, пониженото годишно производство на инсталацията и съгласно т. 4 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса” технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 112 MWh (44,55%) на 392 MWh (15,71%), или със 720 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

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) – 205,31 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 167,31 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 38,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 56,71 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 508 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 464 хил. лв., от които условно-постоянни – 240 хил. лв. и променливи – 224 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 765 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,73 %
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 891 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 2 104 MWh.

10. „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“

С писмо с вх. № Е-15-57-16 от 31.03.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на топлинна енергия за следващия ценови период, към което е приложило следната информация и документи на хартиен и електронен носител:

1. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. с всички пояснителни приложения към него, включително доклад за дейността на дружеството.

2. Отчетна информация за 2015 г. с приложени справки по ЕССО;

3. Отчетна информация за 2015 г., за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание съгласно правилата за ценообразуване съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация на технико – икономическите показатели и на инвестиционните и ремонтни мероприятия за лицензионните дейности за 2015 г., за периода 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. (Приложение № 3);

5. Цени на горива, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);

6. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за

2014 г., 2015 г. и за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. (Приложение № 4);

7. Обосновка за формиране на разходите за производство на топлинна и електрическа енергия и за пренос на топлинна енергия;

8. Копие от договор за изкупуване на електрическа енергия;

9. Технологични разходи при пренос на топлинна енергия;

10. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация – публикация на страницата в интернет на дружеството;

11. Доказателства за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

1. Преференциална цена за комбинирана електрическа енергия – 251,94 лв./MWh (вкл. индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 181,94 лв./MWh и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 70,00 лв./MWh без ДДС).

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 103,66 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 528,76 лв./knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2015 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност.

I. Условно постоянни разходи

1. Разходи за амортизации

Срокът на годност на амортизуемите активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи.

2. Разходи за ремонт

Планирани са съгласно техническите изискванията за ремонт на Ко - генераторната инсталация и реализираните разходи за ремонт през 2015 г.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Включват разходите за заплати на персонала, зает в съответната дейност – планирани са на нивото на 2015 г. .

4. Начисления, свързани с т. 3, по действащото законодателство

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

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ.

5.1. Горива за автотранспорт - не са планирани.

5.2. Работно облекло - не е планирано.

5.3. Канцеларски материали - не са планирани.

5.4. Материали за текущо поддържане - планирани са на база постигнатите разходи през 2015 г.

5.5. Застраховки - включват застраховки на имущество и персонал. Планирани са на база постигнатите разходи през 2015 г.

5.6. Данъци и такси - на база постигнатите разходи през 2015 г.

5.7. Пощенски разходи, телефони и абонаменти - на база постигнатите разходи през 2015 г.

5.8. Абонаментно поддържане - на база постигнатите разходи през 2015 г.

5.9. Въоръжена и противопожарна охрана - не са планирани.

5.10. Наеми - на база постигнатите разходи през 2015 г.

5.11. Проверка на уреди - не са планирани.

5.12. Съдебни разходи - не са планирани.

5.13. Експертни и одиторски разходи - не са планирани.

5.14. Вода, отопление и осветление - не са планирани.

5.15 Безплатна храна - не е планирана.

5.16. Охрана на труда - не са планирани.

5.17. Служебни карти и пътувания - не са планирани.

5.18. Командировки - не са планирани.

5.19. Услуги граждански договори - не са планирани.

5.20. Разходи за публикации - не са планирани.

5.21. Изпитания на съоръженията - не са планирани.

5.22. Разходи за лицензионни такси - не са планирани.

5.23. Такса събрано инкасо - не са планирани.

5.24. Информационно обслужване - включва разходи за ползване и поддръжка на компютри, интернет и софтуер, издаване на фактури и експорт на финансови документи за разпределените количества топлинна енергия в система САП. Планирани са на база годишните разходи за 2015 г., като е предвидена икономия.

5.25. Обслужване на човешките ресурси - включва администриране на трудовите договори на служителите, изчисляване на възнаграждения, болнични и осигуровки, изготвяне на документи във връзка с Кодекса за социално осигуряване и данъчното законодателство. Планирани са на база годишните разходи за 2015 г., като е предвидена икономия.

5.26. Транспорт- включва наем и поддръжка на автомобил. Планирани са на база годишните разходи за 2015 г., като е предвидена икономия.

Други външни разходи и други разходи - планирани са на база годишните разходи за 2015 г., като е предвидена икономия.

6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност - не са планирани.

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

8. Приходи от топлоносител - не са планирани.

II. Променливи разходи

1. Разходи за материали

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формирани са на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия.

1.2. Разходи за гориво за производство на топлинна енергия - формирани са на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на топлоенергия.

1.3. Разходи за вода - не са планирани.

1.4. Разходи за закупена енергия - на база постигнатите разходи за 2015 г.

1.5. Консумативи (химикали, реагенти)- не са планирани.

2. Разходи за външни услуги - не са планирани променливи разходи за външни услуги.

***3. Акциз на природния газ** - формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.*

4. Акциз на въглищата за производство на топлинна енергия - не е планиран.

5. Разходи за емисии парникови газове (CO_2) - не са планирани.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 2,28% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски със 7,89% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 2,13% по- ниски, а за топлинна енергия с гореща вода са с 9,24% по- ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 11,06% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на намалените разходи за амортизации с 10,81% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 32,76%. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	157	220	208	185	-23	-11,06%	28,00	17,83%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	31	37	37	33	-4	-10,81%	2,00	6,45%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	15	9	9	9	0	0,00%	-6,00	-40,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	72	87	87	87	0	0,00%	15,00	20,83%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	14	17	17	17	0	0,00%	3,00	21,43%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	14	17	17	17	0	0,00%	3,00	21,43%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0,00	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	25	70	58	39	-19	-32,76%	14,00	56,00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	16	23	23	18	-5	-21,74%	2,00	12,50%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	603,69	637,19	542,73	528,76	-14	-2,57%	-74,93	-12,41%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00%	0,00	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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	15	9	9	9	0	0,00%	-6,00	-40,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	13	9	9	9	0	0,00%	-4,00	-30,77%
I.2.	по преноса	хил. лв.	2	0	0	0	0	0,00%	-2,00	-100,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0,00	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0,00	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0,00	0,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	2 522	1 851	1 758	1 898	140	7,94%	-624	-24,75%
1.1.	гореща вода	MWh	2 522	1 851	1 758	1 898	140	7,94%	-624	-24,75%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	14	7	10	10	0	0,00%	-4	-25,71%
2.1.	гореща вода	MWh	14	7	10	10	0	0,00%	-4	-25,71%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,55%	0,40%	0,59%	0,55%	-0,0004	-7,32%	-0,0001	-1,27%
3.1.	гореща вода	%	0,55%	0,40%	0,59%	0,55%	-0,0004	-7,32%	-0,0001	-1,27%
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	2 536	1 859	1 768	1 908	140	7,89%	-628	-24,76%
4.1.	гореща вода	MWh	2 536	1 859	1 768	1 908	140	7,89%	-628	-24,76%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	990	707	395	417	22	5,46%	-573	-57,87%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	1 210	896	1 140	1 166	26	2,28%	-44	-3,64%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	64	60	75	78	3	4,41%	14	22,55%
		%	5,28%	6,72%	6,58%	6,72%	0,001	2,08%	0,014	27,17%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	1 146	836	1 065	1 088	23	2,13%	-58	-5,10%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	1 146	836	1 065	1 088	23	2,13%	-58	-5,10%
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	4 518	3 330	3 617	3 717	100	2,77%	-801	-17,73%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	3 370	2 467	3 135	3 190	54	1,73%	-180	-5,34%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	1 149	863	481	527	46	9,57%	-621	-54,08%
9	ОБЩА ефективност	%	81,37%	82,71%	79,82%	82,97%	0,032	3,95%	0,016	1,97%
10	Топлинна ефективност	%	45,47%	46,37%	43,46%	46,42%	0,030	6,81%	0,010	2,10%
11	Електрическа ефективност	%	35,91%	36,34%	36,36%	36,56%	0,002	0,54%	0,006	1,80%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	86,20%	81,98%	82,17%	79,09%	-0,031	-3,75%	-0,071	-8,25%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	160	158	191	184	-7	-3,75%	24	14,86%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	147	150	137	135	-2	-1,29%	-12	-8,19%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	2 246	1 503	1 511	1 651	140	9,24%	-595	-26,51%
10.1.	гореща вода	MBтч	2 246	1 503	1 511	1 651	140	9,24%	-595	-26,51%
10.2.	пара	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	276	348	247	247	0	0,00%	-29	-10,48%
		%	10,94%	18,81%	14,05%	13,02%	-0,010	-7,36%	0,021	18,97%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	276	348	247	247	0,000	0,00%	-29	-10,48%
		%	10,94%	18,81%	14,05%	13,02%	-0,010	-7,36%	0,021	18,97%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	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%

„Овергаз мрежи” АД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ПО ЕССО за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение
1	2	3	4	5= 4-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	158	**231**	73
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	301	197	-104
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**44**	**-79**	-123
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	503	**349**	-154
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	1 146	1 065	
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	1 146	1 065	-81
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	2 246	1 511	
с гореща вода	МВтч	2 246	1 511	-735
с водна пара	МВтч	0	0	0
Ц преф.	лв/МВтч	257,34		
Ц инд	лв/МВтч	182,34		
Ц вп	лв/МВтч	0,00		
Ц гв	лв/МВтч	92,39		
РБА (ЕП)	хил.лв	786	786	
Собствен капитал	хил. лв.	733	733	
Дял на собствения капитал	%	100,00%	100,00%	
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	0	0	
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	
- кредити	хил. лв.	0	0	
Дял на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	0,00%	0,00%	
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,56%	-10,05%	
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**-9,05%**	

НВск на база приходи и разходи за регулираната дейност по данни от предоставените справки по ЕССО (колона 4) е -9,05% и се дължи на отрицателния финансов резултат и по-ниските количества продадена електрическа и топлинна енергия спрямо утвърдените от КЕВР.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет на „Овергаз мрежи“ АД за 2015 г. общият всеобхватен доход на дружеството е положителен в размер на 5 168 хил. лв., формиран е от ***печалба*** в размер на 5 400 хил. лв. и отрицателна стойност от преоценка на задължения за обезщетения при пенсиониране, нетно от данъци в размер на 232 хил. лв. Печалбата спрямо предходната година е увеличена, когато е била в размер на 2 321 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на природен газ нарастват през 2015 г. спрямо 2014 г. със 123,29%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват през 2015 г. спрямо 2014 г. с около 120%.**

Общата стойност на нетекущите активи нараства през 2015 г. и са в размер на 305 578 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 93 011 хил. лв., основно от увеличените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини и съоръжения и ръст на инвестициите в дъщерни предприятия.

Текущите активи на дружеството също се увеличават през 2015 г. и са в размер на 18 845 хил. лв. при 7 284 хил. лв. за 2014 г., в резултат на увеличените търговски и други вземания, материални запаси и парични наличности и парични еквиваленти.

Собственият капитал на дружеството се увеличава и през 2015 г. е в размер на 178 932 хил. лв. при 42 886 хил. лв. за 2014 г., в резултат на ръста на основния капитал, общите резерви и на финансовия резултат.

Нетекущите пасиви се увеличават през 2015 г. в размер на 121 631 хил. лв. при 40 345 хил. лв. за 2014 г., основно от увеличените заеми от свързани лица.

Текущите пасиви също се увеличават през 2015 г. и са в размер на 23 860 хил. лв. при 17 064 хил. лв. за 2014 г., основно от увеличените текущи търговски и други задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г. спрямо 31.12.2014 г., е видно, че:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,58 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 2015 г. е 0,78, 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 1,22, което е индикатор, че дружеството е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2015 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, отнасяща се за ЛОЦ „Овча купел“, от които е видно, че през 2015 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита загуба в размер на 24 хил. лв. при 25 хил. лв. за 2014 г., от дейността „пренос и реализация на топлинна енергия“ дружеството също отчита загуба в размер на 55 хил. лв. при 58 хил. лв. за 2014 г.

Образуване на цените

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

- допълнително добавената разходна позиция „Транспорт“ е коригирана от 5 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 5 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през 2015 г. от 12 хил. лв., като неприсъщ разход съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „информационно обслужване“ е коригирана от 7 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 7 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през 2015 г. от 15 хил. лв., като неприсъщ разход съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Обслужване на човешките ресурси“ е коригирана от 1 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 1 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през ценовия период от 1 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Други външни разходи“ е коригирана от 5 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 5 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през 2015 г. от 15 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

2. В справка № 4 „ТИП в производството” са извършени следните корекции:

- разходът на природен газ във водогрейната част на централата е коригиран с 2 knm^3 в съответствие с т. 5 от общия подход и реалните възможности за ефективно производство на топлинна енергия в рамките на постигнатата обща енергийна ефективност;

- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 78 MWh на 40 MWh или с 38 MWh, в съответствие със средните стойности на разхода за подобни инсталации и съгласно т. 4 от общия подход.

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) – 213,96 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 167,96 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 46,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 88,38 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 387 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 336 хил. лв., от които условно-постоянни – 168 хил. лв. и променливи – 168 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 765 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,67%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 126 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 651 MWh.

11. „Топлофикация Русе" ЕАД

С писмо вх. № Е-14-09-8 от 04.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени следните документи:

1. Отчетна информация за 2015 г. за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и прогноза за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;
2. Отчетна информация за 2015 г., за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. на технико - икономическите показатели (Приложение № 3);
3. Цени на горива, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложение № 2);
4. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. (Приложение № 4);
5. Обосновка за формиране на разходите за производство на топлинна и електрическа енергия и за пренос на топлинна енергия;
6. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г.;
7. Отчетна информация за 2015 г. за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и прогнозна за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. за инвестиционните и ремонтни мероприятия за лицензионните дейности;
8. Справка за признатата стойност на активите по чл. 27 от „Указания НВ";
9. Копие на договори за продажба на ел. енергия за 2016 г. (анекси) с „Енерго Про Продажби" - АД, НЕК ЕАД, „Гранд Енерджи Дистрибюшън" ЕООД и „Ойрошпед" АД;
10. Договор за доставка на природен газ с „Булгаргаз" ЕАД;
11. Договор за пристанищни услуги, за контрол и замерване на въглища и за пренос на въглища;
12. Доказателство за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението за изменение на действащите цени – копие на публикация във в. „Утро" и в. „Бряг" от 02.03.2016 г., като обявените цени на енергия са различни от заявените в КЕВР;
13. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

1. Цена за комбинирана електрическа енергия - 159,56 лв./ MWh
2. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител пара - 80,00 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 71,66 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 – 312,21 лв./knm^3;
- въглища – 211,82 лв./t при калоричност 6 000 kcal/kg;
- мазут – 1 219, 41 лв./t при калоричност 9 566 kcal/kg]
- биогориво – 30,38 лв./t.

Обосновката на дружеството е следната:

Производствени показатели

Електрическа и топлинна енергия

За прогнозния ценови период „Топлофикация Русе" ЕАД предвижда увеличение на продажбите на топлинна енергия. Производството и продажбите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода през новия ценови период ще са по-високи от тези през текущия период по две причини:

1/ В резултат на прилаганата от дружеството програма „лоялен клиент” се отчита тенденция към нарастване на потреблението на топлинна енергия;

2/ Потреблението на топлинна енергия през новия ценови период е прогнозирано при типичните за региона температурни условия, които през отоплителния сезон 2015 г./2016 г. се характеризират с неестествено високи зимни температури.

През новия период ще са по-високи от базовата година и продажбите на топлинна енергия с топлоносител пара, във връзка със стартиралата в началото на 2016 г. доставка на пара за нов потребител – пелетираща инсталация.

В съответствие с това ще нарасне отпуснатата от топлоизточника топлинна енергия.

Количеството на произведената електрическа енергия от инсталациите за комбинирано производство ще е по-голямо от отчетената през 2015 г. във връзка с прогнозираното по-голямо натоварване на турбините съобразно увеличените обеми на топлинната енергия. Увеличено е и количеството на електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство в съответствие с увеличеното топлопроизводство.

Процентният дял на електрическата енергия за собствени нужди за новия ценови период е равен на отчетения през базовата година. Абсолютната стойност на електрическата енергия за собствени нужди е по-малък от разчетния за новия период във връзка със спирането на централата за ремонт през август 2015 г.

Горива за производство

Планираното количество въглища за новия ценови период съответства на работата на съоръженията при натоварване, обезпечаващо производството на прогнозните количества топлинна и електрическа енергия и при запазване на общата ефективност, отчетена през базовия период. Не се предвижда увеличение на количествата мазут и природен газ за новия ценови период спрямо отчетените през 2015 г. Поради планирана промяна, в съотношението на електрическата и топлинната енергия се изменя и разпределението на горивата между двата продукта.

Икономически показатели

I. Разходи за основно гориво

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

1. Складовата наличност към 01.03.2016 г.: 19 407 t въглища, доставени през м.януари и февруари 2016 г. по средна цена 213,59 лв./t.

2. Очаквани доставки на въглища :през периода от 01.03. 2016 г. -30.06. 2016 г.- 60 000 t по доставна цена 120,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе при калоричност 6 000 kcal/kg.

За периода са предвидени допълнителни разходи за разтоварване и съхранение в размер на 4,55 лв./t;

През периода 01.07. 2016 г. – 31.12.2016 г.: 115 000 t по доставна цена 120,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, при калоричност 6000 kcal/kg.

Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 4,55 лв./t;

Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.-30.06.2017 г.: 115 000 t по доставна цена 120,00 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, при калоричност 6 000 kcal/kg, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение: 4,55 лв./t.

Среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.03.2016 г. и по доставки в рамките на ценовия период - 211,85 лв./t.

В разработката е ползван валутен курс на долара от 30.03.2016 г. на БНБ – 1,72715 лв./USD.

II. Цена на природния газ: За целия разглеждан период е приложена цена в размер на 312,21 лв./knm^3, съгл. Решение на КЕВР № Ц-4/31.03.2016 г. за второ тримесечие на 2016 г.

III. Цената на мазута за разглеждания период е определена на база наличните количества на склад към 01.07.2016 г.:1 157,95 лв./t.

Условно-постоянните разходи са разчетени при отчитане влиянието на следните фактори:

1. Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други), са прогнозирани на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период, представени подробно в справка „Отчет и разчет на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията";

2. Разходите за работна заплата са формирани при средносписъчен брой персонал по отчет за 2015 г. и размер на средната брутна заплата на 1 лице от персонала,достигнат през 2012 г. Информация е представена в справка „Обосновка за числеността на персонала и размера на работната заплата". Средствата за осигурителни вноски са изчислени при среден % на осигуровките от 2015 г. Разходите за социални дейности в размер на 72 хил. лв. са гласувани на Общо събрание на работниците и служителите,съгласно чл. 45 ал. 1 и ал. 2 от КТД.

3. Разходите за ремонт са планирани на база потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията. Предвидено е увеличение през новия ценови период на тези разходи във връзка с необходим основен ремонт на генератора и на кондензатора на ТГ5.

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

5. При изчисляване на РБА са спазени изискванията на чл. 30 от „Указания НВ".

6. Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост на собствения капитал в размер на 4%.

7. Приложен е разчет на необходимите разходи за квоти CO_2 за 2015 г. Във връзка с факта, че размерът на безплатно разпределяните на дружествата квоти ежегодно намалява, за новия ценови период са планирани по-големи разходи за закупуване на въглеродни квоти. Разходите за CO_2, които ще бъдат закупени през новия период, са изчислени при средна годишна цена на квотите на борса ICE за 2015 г.

В резултат на извършените изчисления по справки от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2016-2017 г.), са прогнозирани необходимите приходи от дейността в размер на 67 275 хил. лв. При прилагане на коефициентите за разделяне на разходите в енергийната част, изчислени в справка № 6 , се формират цени за енергия, както следва :

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 159.56 лв./ MWh;

2. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител пара – 89,73 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с гореща вода – 106,21 лв./MWh.

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 утвърдения им размер за настоящия ценови период.

С писмо изх. № Е-14-09-8 от 04.05.2016 г. на КЕВР на основание чл. 41, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Подробна писмена обосновка на разходи за ремонт, с направен отчет и анализ по позиции и стойност, както и прогноза на разходите за ремонт с отчет и анализ по позиции, стойност и необходимост;

2. Копия на митнически декларации и фактури за последните извършени доставки на въглища.

С писмо вх. № Е-14-09-8 от 17.05.2016 г. дружеството е представило исканата допълнителна информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За предходния ценови период дружеството отчита с 8,05% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 3,04% намаление на топлинната енергия с гореща вода и със 142,10% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с пара са намалени с 19,23%, а за гореща вода са занижени с 0,04% 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 14,00% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), основно от увеличените разходи за ремонт със 153,78%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период увеличение на общата стойност на инвестиционните разходи с 323,13%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	13 800	12 269	13 182	15 027	1 845	14,00%	1 227	8,89%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	3 462	3 482	3 541	3 588	47	1,33%	126	3,64%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	1 840	268	1 045	2 652	1 607	153,78%	812	44,13%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	4 755	4 706	4 782	4 898	116	2,43%	143	3,01%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 183	1 163	1 204	1 252	48	3,99%	69	5,83%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 124	1 132	1 145	1 180	35	3,06%	56	4,98%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	59	31	59	72	13	22,03%	13	22,03%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	2 890	2 868	2 828	2 855	27	0,95%	-35	-1,21%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	933	1 049	1 029	1 005	-24	-2,33%	72	7,72%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	330	218	218	218	0	0,00%	-112	-33,94%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	524,00	486,09	412,41	312,21	-100,20	-24,30%	-211,79	-40,42%
III.	Цена на въглища	лв./t	170,24	224,00	210,28	211,85	1,57	0,75%	41,61	24,44%

№	Ремонти и Инвестиции	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Ремонти ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	1 840	268	1 045	2 652	1 607	153,78%	812	44,13%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 097	136	1 028	2 229	1 201	116,83%	1 132	103,19%
I.2.	по преноса	хил. лв.	743	132	17	423	406	2388,24%	-320	-43,07%
II.	Инвестиции ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	7 227	1 847	2 961	12 529	9 568	323,13%	5 302	73,36%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	6 300	1 273	2 722	11 542	8 820	324,03%	5 242	83,21%
II.2.	по преноса	хил. лв.	927	574	239	987	748	312,97%	60	6,47%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	530 105	350 922	427 193	486 958	59 765	13,99%	-43 146	-8,14%
1.1.	гореща вода	MWh	441 624	337 847	381 904	389 153	7 249	1,90%	-52 471	-11,88%
1.2.	пара	MWh	88 481	13 075	45 290	97 805	52 516	115,96%	9 324	10,54%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	137 876	127 318	152 176	126 965	-25 211	-16,57%	-10 911	-7,91%
2.1.	гореща вода	MWh	14 551	22 625	34 720	28 016	-6 704	-19,31%	13 465	92,53%
2.2.	пара	MWh	123 325	104 693	117 457	98 949	-18 508	-15,76%	-24 376	-19,77%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	20,64%	26,62%	26,27%	20,68%	-0,056	-21,26%	0,0004	0,19%
3.1.	гореща вода	%	3,19%	6,28%	8,33%	6,72%	-0,016	-19,41%	0,0353	110,54%
3.2.	пара	%	58,23%	88,90%	72,17%	50,29%	-0,219	-30,32%	-0,0793	-13,63%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	667 981	478 240	579 370	613 923	34 554	5,96%	-54 058	-8,09%
4.1.	гореща вода	MWh	456 175	360 472	416 623	417 169	546	0,13%	-39 006	-8,55%
4.2.	пара	MWh	211 806	117 768	162 746	196 754	34 008	20,90%	-15 052	-7,11%
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	261 577	296 237	308 022	303 857	-4 166	-1,35%	42 280	16,16%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	54 926	53 692	54 336	56 812	2 476	4,56%	1 886	3,43%
		%	21,00%	18,12%	17,64%	18,70%	0,011	5,99%	-0,023	-10,96%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	206 650	242 545	253 686	247 045	-6 642	-2,62%	40 394	19,55%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	180 002	128 440	180 002	194 500	14 498	8,05%	14 498	8,05%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh		27 304	0		0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	26 648	86 801	73 684	52 545	-21 140	-28,69%	25 896	97,18%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 407 742	1 219 836	1 313 562	1 489 437	175 875	13,39%	81 695	5,80%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 407 742	1 219 836	1 313 562	1 489 437	175 875	13,39%	81 695	5,80%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	56,24%	53,05%	55,97%	53,09%	-0,029	-5,14%	-0,031	-5,59%
10	Топлинна ефективност	%	37,66%	28,77%	32,52%	32,69%	0,002	0,53%	-0,050	-13,18%
11	Електрическа ефективност	%	18,58%	24,28%	23,45%	20,40%	-0,030	-13,00%	0,018	9,79%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,000	0,00%	0,000	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	433,76	417,64	407,42	449,27	42	10,27%	16	3,58%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	157,17	138,41	135,83	147,85	12	8,86%	-9	-5,93%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	411 601	202 802	268 300	315 108	46 808	17,45%	-96 493	-23,44%
10.1.	гореща вода	MBтч	361 432	196 512	240 506	247 818	7 312	3,04%	-113 614	-31,43%
10.2.	пара	MBтч	50 169	6 290	27 794	67 290	39 496	142,10%	17 121	34,13%
11	Технологични разходи - общо	MWh	118 504	148 120	158 893	171 850	12 957	8,15%	53 346	45,02%
		%	22,35%	42,21%	37,19%	35,29%	-0,019	-5,12%	0,129	57,87%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	80 192	141 335	141 397	141 335	-62	-0,04%	61 143	76,25%
		%	18,16%	41,83%	37,02%	36,32%	-0,007	-1,91%	0,182	100,01%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	38 312	6 785	17 496	30 515	13 020	74,42%	-7 797	-20,35%
		%	43,30%	51,89%	38,63%	31,20%	-0,074	-19,23%	-0,121	-27,94%

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	13 801	13 182	**32 446**	-619	18 645
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	38 940	42 606	42 314	3 666	3 374
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**2 651**	**-7 907**	**-1 571**	-5 255	1 080
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	55 392	47 881	**73 189**	-7 511	17 797
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	206 650	253 686	253 686		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	180 002	180 002	180 002	0	0
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	26 648	73 684	73 684	47 036	47 036
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	411 601	268 300	268 300		
с гореща вода	МВтч	361 432	240 506	240 506	-120 926	-120 926
с водна пара	МВтч	50 169	27 794	27 794	-22 375	-22 375
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	130,52	130,52			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	65,00	65,00			
Ц вп	лв/МВтч	85,03	85,03			
Ц гв	лв/МВтч	71,66	71,66			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	46 971	46 971	46 971		
Собствен капитал	хил. лв.	72 140	72 140	72 140		
Дял на собствения капитал	%	91,39%	91,39%	91,39%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	6 794	6 794	6 794		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	6 794	6 794	6 794		
Дял на привлечения капитал	%	8,61%	8,61%	8,61%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	6,59%	6,59%	6,59%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,64%	-16,83%	-3,34%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**-16,02%**	**-2,74%**		

НВск е формирана на база отчетените регулирани приходи от продажби (колона 4) като произведение на утвърдените цени на електрическа и топлинна енергия и отчетените количества електрическа и топлинна енергия и е -16,02%, вследствие на по-малкото количество реализирана топлинна енергия, въпреки по-голямото количество продадена електрическа енергия спрямо утвърдените от Комисията.

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 5) е -2,74% и се дължи на ръста на условно-постоянните разходи и ниските продажби.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Общият всеобхватен доход за 2015 г. на „Топлофикация Русе“ ЕАД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, е *загуба* в размер на 1 686 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 1 571 хил. лв. и преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи в размер на 115 хил. лв. За 2014 г. общият всеобхватен доход е *загуба* в размер на 9 889 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 9 742 хил. лв. и преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи в размер на 147 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 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 23,28%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 12,92%.

Общите активи на дружеството незначително намаляват от 107 578 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 107 506 хил. лв. към 31.12.2015 г., вследствие на намалението на нетекущите активи, най-вече в частта на имоти, машини съоръжения и оборудване.

Текущите активи се увеличават от 40 767 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 45 871 хил. лв. към 31.12.2015 г. от увеличените търговски и други вземания.

Собственият капитал намалява от 62 398 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 60 712 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на натрупаната загуба и намалените резерви.

Нетекущите пасиви се увеличават от 6 600 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 6 638 хил. лв. към 31.12.2015 г. Текущите пасиви се увеличават от 38 580 хил. лв. за 2014 г. на 40 156 хил. лв. за 2015 г. най-вече в резултат на увеличените търговски и други задължения.

Коефициентът на обща ликвидност за 2015 г. е 1,14, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,99, 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 1.30, което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи" са коригирани разходите за емисии парникови газове (CO_2) от 4 204 хил. лв. на 1 701 хил. лв. или с 2 503 хил. лв. съгласно т. 13 от общия подход, като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 114 212 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 евро/t;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала" НВ на привлечения капитал е коригирана от 6,64% на 5,73%, в съответствие с т. 41 от „Указания НВ"- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" цената на вносните въглища е коригирана от 211,85 лв./t на 166,25 лв./t, като към приетата за базова стойност 75 USD/t при калоричност 6000 kcal/kg са добавени транспортните и товароразтоварни дейности, съотносими към съответното дружество.

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) – 130,29 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 120,29 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,31 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 93,31 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
- Необходими годишни приходи – 54 808 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 51 938 хил. лв., от които условно-постоянни – 15 026 хил. лв. и променливи – 36 912 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 43 558 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,59%

Електрическа енергия – 247 045 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 194 500 MWh, в т.ч.;
- от некомбинирано производство – 52 545 MWh

-Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 67 290 MWh

-Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 247 818 MWh

Цена на въглищата – 156,41 лв./t при калоричност 6 000 kcal/kg.

12. „Топлофикация Перник" АД

С писмо вх. № Е-14-03-5 от 31.03.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило следната информация на хартиен и електронен носител:

1. Отчетна информация за 2015 г. за ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. с приложени справки от № 1 до № 9;

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. - 01.07.2017 г., съгласно справки от № 1 до № 9;

3. Справки за цени на горивата, изчислени като средно претеглени спрямо количествата

горива за съответен период на действие на цените (Приложение № 2);

4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. (Приложение № 3);

5. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. (Приложение № 3);

6. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. (Приложение № 4);

7. Комплексно разрешително;

8. Копие на договор за продажба на електрическа енергия с НЕК ЕАД;

9. Копие на договор за продажба на електрическа енергия с „ЧЕЗ Електро България“ АД;

10. Копие на действащи договори за доставка на въглища;

11. Копие на действащ договор за доставка на природен газ с „Булгаргаз” ЕАД;

12. Копия на действащи договори за продажба на топлинна енергия с топлоносител водна пара;

13. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г.;

14. Отчетна информация за 2015 г. с приложени справки по ЕССО;

15. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 29 от НРЦТЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация в едномесечен срок преди подаването на заявлението в КЕВР – публикация във в. „Съперник“ от 29.02.2016 г., като публикуваните цени на топлинна енергия са различни от заявените в КЕВР;

16. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

- преференциална цена на електрическа енергия – 158,36 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66,71 лв./MWh.
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 45,91 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на:

- природен газ – 405,56 лв./knm^3.
- въглища – 49,79 лв./t при калоричност 1 900 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

Всички отчетни данни на „Топлофикация – Перник“ АД за 2015 г. са предоставени в одитирания годишен финансов отчет за 2015 г. Прогнозната информация е определена въз основа избраната за базисна година - календарната 2015 г., съгласно „Указания НВ“.

За новия регулаторен период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., съгласно актуализираната производствена програма на „Топлофикация — Перник“ АД, са заложени по-големи количества на произведена електрическа енергия и съответно по-голям разход на горива. Цените на използваните въглища и брикети на основание сключени договори са:

- *цена на въглища 165 лв./t уг;*
- *цена на брикети 145 лв./t уг;*
- *цената на природния газ към момента на подаване на заявлението е 405,56 лв./knm^3.*

На основание повишената консумация на топлинна енергия очакванията на дружеството са за постигане на показателите за високоефективна ел. енергия за 212 900 MWh и комбинирана ел. енергия без постигнати показатели за високоефективност 9 000 MWh.

Основният режим на работа е ПГ 5 в блок с ТГ 5. С оглед качественото топлоснабдяване и задоволяване нуждите на битовите и стопанските потребители през месеците януари и февруари се предвижда работа на ПГ4 и ПГ 5 с ТГ 3 и ТГ 5. През м. август, поради планирания ремонт на СОИ, се предвижда работа на ПГ3 с ТГ4. Планиран е и годишен ремонт на ПГ5, както и ремонтни дейности по ПГ4.

Съгласно Комплексно разрешително ПГ 3 запазва състоянието си на резервна мощност,

както досега. За новия регулаторен период има заявени за доставка по-големи количества топлинна енергия от консуматорите – „Мини открит въгледобив“ ЕАД и „Хийт Енерджи“ ЕООД, което обосновава и заложените по-големи количества на топлинна енергия с топлоносител пара.

Завишени са разходите за ремонт, материали, резервни части и външни услуги. Увеличението се дължи на влошеното качество на горивото, водещо до износване и аварии на основните и спомагателните съоръжения.

С писмо изх. № Е-14-03-5 от 04.05.2016 г. на КЕВР на основание чл. 41, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Подробна писмена обосновка на разходите за ремонт, с направен отчет и анализ по позиции и стойност, както и прогноза за разходите за ремонт с отчет и анализ по позиции, стойност и необходимост;
2. Писмена обосновка на отчетените и прогнозни разходи за материали за текущо поддържане;
3. Писмена обосновка на отчетените и прогнозни разходи за проверка на уреди;
4. Писмена обосновка на отчетените и прогнозни други разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ.

С писмо вх. № Е-14-03-5 от 17.05.2016 г. дружеството е представило исканата информация.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 10,92% по-ниски количества реализирана електрическа енергия с 31,18% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 1,38% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 3,59% 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 4,18% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт със 103,57% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 7,77%. Дружеството предвижда ръст в инвестиционните разходи през следващия регулаторен период със 145,38%.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	16 814	17 196	17 327	18 051	724	4,18%	1 237	7,36%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	4 209	6 219	6 219	6 219	0	0,00%	2 010	47,75%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	587	452	448	912	464	103,57%	325	55,37%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	7 137	6 060	6 124	6 140	16	0,26%	-997	-13,97%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1 383	1 439	1 449	1 453	4	0,28%	70	5,06%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1 383	1 439	1 449	1 453	4	0,28%	70	5,06%
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.	3 498	3 026	3 087	3 327	240	7,77%	-171	-4,89%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 504	1 461	1 473	1 473	0	0,00%	-31	-2,06%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	415,20	405,56	405,56	0	0,00%	-79	-16,25%
III.	Цена на въглища	лв./t	35,63	42,97	47,50	49,79	2	4,82%	14	39,74%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	587	452	448	912	464	103,57%	325	55,37%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	451	287	314	640	326	103,82%	189	41,91%
I.2.	по преноса	хил. лв.	136	165	134	272	138	102,99%	136	100,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	5 483	1 331	1 331	3 266	1 935	145,38%	-2 217	-40,43%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5 358	1 270	1 270	2 956	1 686	132,76%	-2 402	-44,83%
II.2.	по преноса	хил. лв.	125	61	61	310	249	408,20%	185	148,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**Разлика** Прогноза 2015 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2015 – Прогноза 2014 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	739 296	555 308	690 514	755 450	64 936	9,40%	16 154	2,19%
1.1.	гореща вода	MWh	270 048	280 000	296 732	356 250	59 518	20,06%	86 202	31,92%
1.2.	пара	MWh	469 248	275 308	393 782	399 200	5 418	1,38%	-70 048	-14,93%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	31 960	137 353	119 728	50 650	-69 078	-57,70%	18 690	58,48%
2.1.	гореща вода	MWh	31 960	88 802	81 728	39 750	-41 978	-51,36%	7 790	24,37%
2.2.	пара	MWh		48 551	38 000	10 900	-27 100	-71,32%	10 900	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	4,14%	19,83%	14,78%	6,28%	-0,085	-57,48%	0,021	51,63%
3.1.	гореща вода	%	10,58%	24,08%	21,59%	10,04%	-0,116	-53,52%	-0,005	-5,15%
3.2.	пара	%	0,00%	14,99%	8,80%	2,66%	-0,061	-69,80%	0,027	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	771 256	692 661	810 242	806 100	-4 142	-0,51%	34 844	4,52%
4.1.	гореща вода	MWh	302 008	368 802	378 460	396 000	17 540	4,63%	93 992	31,12%
4.2.	пара	MWh	469 248	323 859	431 782	410 100	-21 682	-5,02%	-59 148	-12,60%
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	358 273	296 782	281 809	305 900	24 091	8,55%	-52 373	-14,62%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	93 060	84 276	81 759	84 000	2 241	2,74%	-9 060	-9,74%
		%	25,97%	28,40%	29,01%	27,46%	-0,016	-5,35%	0,015	5,72%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	265 213	212 506	200 050	221 900	21 850	10,92%	-43 313	-16,33%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	250 698	158 243	191 059	212 900	21 841	11,43%	-37 798	-15,08%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh		54 263	8 991	9 000	9	0,10%	9 000	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	14 515				0	0,00%	-14 515	-100,00%
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	2 047 123	1 534 657	1 387 060	1 607 474	220 414	15,89%	-439 650	-21,48%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	2 047 123	1 534 657	1 387 060	1 607 474	220 414	15,89%	-439 650	-21,48%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	53,62%	55,52%	70,10%	66,03%	-0,041	-5,81%	0,124	23,15%
10	Топлинна ефективност	%	36,11%	36,18%	49,78%	47,00%	-0,028	-5,60%	0,109	30,13%
11	Електрическа ефективност	%	17,50%	19,34%	20,32%	19,03%	-0,013	-6,34%	0,015	8,73%
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	489	477	393	418	25	6,29%	-71	-14,56%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	165	157	131	139	8	6,34%	-26	-15,84%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	675 296	465 142	595 606	663 950	68 344	11,47%	-11 346	-1,68%
10.1.	гореща вода	MBтч	206 048	189 834	201 824	264 750	62 926	31,18%	58 702	28,49%
10.2.	пара	MBтч	469 248	275 308	393 782	399 200	5 418	1,38%	-70 048	-14,93%
11	Технологични разходи - общо	MWh	64 000	90 166	94 908	91 500	-3 408	-3,59%	27 500	42,97%
		%	8,66%	16,24%	13,74%	12,11%	-0,016	-11,88%	0,035	39,91%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	64 000	90 166	94 908	91 500	-3 408	-3,59%	27 500	42,97%
		%	23,70%	32,20%	31,98%	25,68%	-0,063	-19,70%	0,020	8,37%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	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

ПОКАЗАТЕЛИ	Дименсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	16 814	17 327	**28 895**	513	12 081
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	41 543	38 864	35 255	-2 679	-6 288
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**4 046**	**-4 594**	**-9 126**	-548	-13 172
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	62 403	51 597	**55 024**	-10 806	-7 379
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	265 213	200 050	200 050		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	250 698	191 059	191 059	-59 639	-59 639
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	14 515	8 991	8 991	-5 524	-5 524
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	675 296	595 606	595 606		
с гореща вода	МВтч	206 048	201 824	201 824	-4 224	-4 224
с водна пара	МВтч	469 248	393 782	393 782	-75 466	-75 466
Ц преф.	лв/МВтч	121,21	121,21			
Ц инд	лв/МВтч	65,00	65,00			
Ц вп	лв/МВтч	39,23	39,23			
Ц гв	лв/МВтч	61,47	61,47			
РБА (ЕП)	хил.лв	75 818	75 818	75 818		
Собствен капитал	хил. лв.	97 337	97 337	97 337		
Дял на собствения капитал	%	94,90%	94,90%	94,90%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	5 227	5 227	5 227		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	32	32	32		
- кредити	хил. лв.	5 195	5 195	5 195		
Дял на привлечения капитал	%	5,10%	5,10%	5,10%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	1,26%	1,26%	1,26%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,34%	-6,06%	-12,04%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**-5,69%**	**-11,35%**		

НВск е формирана на база отчетените регулирани приходи от продажби (колона 4) като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества електрическа и топлинна енергия и е -5,69% вследствие на по-малкото количество реализирана енергия и увеличените с около 3% УПР спрямо утвърдените от Комисията.

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 5) е - 11,35% и се дължи на намалените приходи от продажби на енергия при ръст на разходите, включващи разходи за емисии парникови газове и за обезценка на вземанията.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет текущият финансов резултат на „Топлофикация - Перник“ АД за 2015 г. е *загуба* в размер на 9 126 хил. лв. при отчетена *печалба* от 9 343 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 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 15,79%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават с 18,8%.**

Увеличението на разходите спрямо предходната година се дължи на увеличените разходи за гориво и на другите оперативни разходи, в т. ч. разходи за квоти на емисии парникови газове.

Общата стойност на нетекущите активи намалява от 94 020 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 89 416 хил. лв. към 31.12.2015 г., което се дължи основно на намалените ДМА в частта „машини, оборудване и съоръжения“.

Текущите активи намаляват от 55 855 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 53 904 хил. лв. към 31.12.2015 г., а причината е в намалените търговски и други вземания и материални запаси.

Дългосрочните пасиви на дружеството намаляват от 17 363 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 11 999 хил. лв. основно в резултат на намалените правителствени субсидии (финансиране на ДМА), задълженията по оздравителен план и задълженията по дългосрочни заеми.

Краткосрочните пасиви са увеличени от 25 832 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 33 762 хил. лв. към 31.12.2015 г. от увеличените търговски и други задължения.

Коефициентът на обща ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,60, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 1,09, което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 2,13, което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 4 692 хил. лв. на 3 692 хил. лв., или с 1 000 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 912 хил. лв. на 474 хил. лв. или с 438 хил. лв., както следва:

- В производството разходите за ремонт са коригирани от 640 хил. лв. на 340 хил. лв. или с 300 хил. лв., като разликата от 26 хил. лв. над отчетената стойност за 2015 г. е за покриване на предвидени и неизвършени планирани ремонти от предходния ценови период и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- В преноса разходите за ремонт са коригирани от 272 хил. лв. на 134 хил. лв. или с 138 хил. лв. до отчетената стойност на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 717 хил. лв. на 478 хил. лв. или с 239 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи" е коригирана от 157 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 157 хил. лв., като недоказан разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- в позицията „приходи от услуги" е отразена стойността от 287 хил. лв. приходи от възстановени разходи от спечелени съдебни дела;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 5 692 хил. лв. на 4 663 хил. лв. или с 1 029 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 374 000 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 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. Посочената от дружеството стойност от 20 142 хил. лв. е коригирана на 6 429 хил. лв.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала" НВ на привлечения капитал е коригирана от 0% на 0,82%, в съответствие с т. 41 от „Указания НВ" и представена справка от дружеството „Привлечен капитал към 31.12.2015 г."

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- разходът на въглища в комбинираната част на централата е коригиран с 63 000 t на обща стойност 2 707 хил. лв., 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 49,79 лв./тнг на 42,97 лв./тнг (с 6,82 лв./тнг) и годишна корекция от 4 261 хил. лв. до отчетената стойност за 2015 г. съгласно т. 8 от общия подход.

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) – 124,33 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 114,33 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 60,63 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 40,77 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
- Необходими годишни приходи – 59 825 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 55 768 хил. лв., от които условно-постоянни – 15 930 хил. лв. и променливи – 39 838 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 64 809 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,26%

Електрическа енергия - 221 900 MWh
-от високоефективно комбинирано производство – 212 900 MWh
-невисокоефективно комбинирано производство – 9 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 264 750 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 399 200 MWh
Цена на въглищата – 42,97 лв./t при калоричност - 1 900 kcal/kg.

13. „Топлофикация Сливен" ЕАД

С писмо вх. № Е-14-07-6 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило следните документи:

1. Отчетна информация за 2015 г. и прогнозна за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;

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. Справки за цените на горивата (Приложение № 2);

4. Отчетна информация за приходите от продажби на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (Приложение № 4);

5. Справки относно ЕССО за целите на регулирането;

6. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия;

7. Обосновка при разработване на заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия през 2016 г.;

8. Копие на Рамково споразумение за покупко – продажба на електрическа енергия по свободно договорни цени с „Гранд Енерджи Дистрибюшън" ЕООД (С НЕК ЕАД е в процес на договаряне);

9. Предвидени ремонтни и инвестиционни мероприятия за 2016 г.;

10. Копие на договор за доставка на въглища;

11. Копие на фактура за покупка квоти CO_2 за 2015 г.;

12. Доказателство за оповестяване на предложените цени в средствата за масово осведомяване – обявление във в- к „Сливенски новини" бр. 9/2016 г.;

13. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

1. Преференциална на за електрическа енергия - 157,51 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара - 85,08 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 78,23 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на:
- въглища – 70,93 лв./t при калоричност 2 560 kcal/kg;
- мазут – 1 200 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg.

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. Прогнозата за предстоящия ценовия период е за увеличение на реализираната топлинна енергия с пара и с гореща вода сравнено с отчетната 2015 г. Очаква се да бъдат присъединени сгради с консервирани абонатни станции и нови сгради, чрез изграждане на нови топлопроводи. Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. 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, съответно няма да работят тези съоръжения. Консервирани са и са изведени от експлоатация всички съоръжения топлофикационни отклонения и абонатни станции, чрез които няма да се реализира топлоенергия.

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.

Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство 18.06.2017 г. – 10.07.2017 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

2. Разходи

2.1. Променливи разходи. Променливите разходи са за горива, ел. енергия, вода за технологични нужди, такса за водоползване съгл. Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване, реагенти за обработка на водата, консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен двуокис, акциз съгл. Закона за акцизите и данъчните складове, квоти за емисии парникови газове.

Разходи за вода за технологични нужди. Прогнозната сума на този разход е изчислена при работа на сероочистващата инсталация. Заложените разходи за сероочистващата инсталация са съобразно работата на инсталацията и постигане минимални разходи, съотв. по- ниски цени на електрическата и топлинна енергия.

Вследствие включените АС за битови потребители през последните години е отчетен увеличен разход за ел .енергия. Очаква се и през следващия ценови период да има увеличение на този разход, предвид присъединяването на нови клиенти. Сумата за акцизите за електрическа и топлинна енергия са получените, съгласно ценовия модел.

Разходи за закупуване на емисии парникови газове.

За 2015 г. верифицираните количества са 229 003 t. За предстоящия ценови период прогнозното количество емисии е 230 788 t. Закупените през 2015 г. квоти са 149 600, на обща стойност 2 033 692.32 лв. Прогнозният брой необходими квоти за следващия ценови период 2016 – 2017 г. е показан в справка № 4 в ценовия модел. Броят им е получен след изваждане на полагащите се за топлинна енергия за битови нужди и тези по плана за дерогация – общо 74 533. Разходите за тях са изчислени при цена от 16.00 лв./бр., действаща пазарна цена.

2.2. Условно- постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2015 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.

Ремонтната кампания през базовата година 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.

Разходите за ремонти през 2015 г. са на обща стойност 998 хил. лв. В сравнение с 2014 г. (1 097 хил. лв.) разходите са намалели със 100 хил. лв. Направените разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления, са както следва:

Ремонт на съоръженията по ЕК № 1 за 103 хил. лв., включващ: ревизия и ремонт на мелници, бункери сурови въглища, прахов бункер, сепаратори, циклони, комина и базалтиране течките на мелниците.

Ремонт на съоръженията по ЕК N 2 за 98 хил. лв., включващ: ревизия и ремонт на ПСВ, бункери сурови въглища, прахов бункер, сепаратори, мелници, предна стена на ПК, ЕФ и базалтиране течките на мелниците.

Ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване за 55 хил. лв., включващ: проверка и ремонт на лагери, клапанна кутия, клапани ВН, сервомотори, маятникова настройка, регулираща и маслена системи.

Ремонт на съоръженията в Горивоподаване за 28 хил. лв., на приемни бункери сурови въглища, лентови трасета.

Ремонтите на Ел., КИП и А съоръжения са за 164 хил. лв., включващи: профилактика и ремонт на трансформатори, ел.уредби, ел.двигатели, апаратура и прибори.

Ремонта по съоръженията в ХВО са за 3 хил. лв.

Извършената ремонтна дейност по транспортните средства от автотранспорта е за 84 хил. лв.

В направление Пренос и разпределение на топлинна енергия е извършена ремонтна дейност за 48 хил. лв., включваща: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС и помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии.

За текуща поддръжка са изразходвани общо 418 хил. лв.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, липсата на средства през 2015 г. не е позволило изпълнение на пълния обем планирани ремонтни дейности.

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. Осигуряване на непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия. Заложените средства за ремонти са минимизирани с оглед намаляване на разходите. Поради нарушено изолационно съпротивление през предходната година е направен частичен ремонт на ротор на генератора, след който при извършеното измерване се установило, че не се постига нужното подобрение. Поради това, през настоящата година е планирано извършване на основен ремонт, който да доведе до постигане на нормативните стойности на изолационно съпротивление на ротора на генератора. Във връзка с увеличения брой пробити и запушени тръби от кондензатора на турбината, водещо до влошаване на химичния състав – повишаване на твърдостта на турбинния кондензат и влошено охлаждане на циркулационна вода, дружеството предвижда да извърши подмяна на целия тръбен сноп, състоящ се от 4 000 броя тръби. Предвижда се ремонт на трансформатор Т103, вкл. смяна на уплътнения на казана, смяна на масло и др.

Отделените от изгарянето на въглищата сгуро-пепелни маси ще бъдат периодично транспортирани до шламохранилището на дружеството. За целта е предвидено разходите за тази дейност да възлязат на 235 хил. лв./годишно.

В УПР не са включени разходите, извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи, и др. Разходите за заплати и осигуровки са запазени в размера отчетен през 2015 г.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи, консервирани и изведени от експлоатация и др.
Стойността на оборотния капитал е определен съгл. т.32.5 от „Указания НВ“.

С писмо вх. № Е-14-07-7 от 06.04.2016 г. дружеството е представило допълнителна информация (Приложение № 3).

С писмо изх. № Е-14-07-6 от 10.05.2016 г. на КЕВР на основание чл. 41, ал. 11 от НРЦЕЕ и чл. 26, ал. 9 от НРЦТЕ от заявителя е изискано да представи:

1. Подробна писмена обосновка на разходи за ремонт, с направен отчет и анализ по

позиции и стойност, както и прогноза на разходите за ремонт с отчет и анализ по позиции, стойност и необходимост;

2. Подробна писмена обосновка за прогнозните разходи за транспортиране на сгуро-пепелни маси до шламохранилище;

3. Писмена обосновка на отчетените и прогнозни разходи за консумативи (химикали, реагенти);

4. Годишен финансов отчет за 2015 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността на дружеството.

На 20.05.2016 г. дружеството е представило по електронна поща допълнителна информация към заявлението.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага със 1,78% по-ниски количества реализирана електрическа енергия от ВЕКП и с 12,49% увеличение количествата на топлинната енергия с гореща вода и съответно с пара - със 7,10% спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 2,65%, съответно за пара са намалени с 5,63% 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 9,84% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 51,23% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 14,34%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 40,00%.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	7 960	7 530	8 190	8 996	806	9,84%	1 036	13,02%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	988	1 132	1 135	1 135	0	0,00%	147	14,88%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	725	510	1 015	1 535	520	51,23%	810	111,72%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 120	3 278	3 270	3 278	8	0,24%	158	5,06%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	745	816	818	816	-2	-0,24%	71	9,53%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	745	816	818	816	-2	-0,24%	71	9,53%
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.	2 382	1 794	1 952	2 232	280	14,34%	-150	-6,30%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	637	629	907	725	-182	-20,07%	88	13,81%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	81,68	69,74	70,46	70,93	0	0,67%	-11	-13,16%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	725	510	1 015	1 535	520	51,23%	810	111,72%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	570	462	952	1 440	488	51,26%	870	152,63%
I.2.	по преноса	хил. лв.	155	48	63	95	32	50,79%	-60	-38,71%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	3 241	2 358	2 105	1 263	-842	-40,00%	-1 978	-61,03%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	2 306	2 300	1 961	946	-1 015	-51,76%	-1 360	-58,98%
II.2.	по преноса	хил. лв.	935	58	144	317	173	120,14%	-618	-66,10%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	286 788	244 778	258 023	271 934	13 911	5,39%	-14 854	-5,18%
1.1.	гореща вода	MWh	133 621	147 682	146 472	156 404	9 932	6,78%	22 783	17,05%
1.2.	пара	MWh	153 167	97 096	111 550	115 530	3 979	3,57%	-37 637	-24,57%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	5 996	2 176	3 123	4 352	1 229	39,37%	-1 643	-27,41%
2.1.	гореща вода	MWh	1 291	1 328	1 358	1 514	156	11,50%	223	17,27%
2.2.	пара	MWh	4 705	848	1 765	2 838	1 073	60,81%	-1 866	-39,67%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,05%	0,88%	1,20%	1,58%	0,0038	31,73%	-0,0047	-23,08%
3.1.	гореща вода	%	0,96%	0,89%	0,92%	0,96%	0,0004	4,38%	0,0000	0,18%
3.2.	пара	%	2,98%	0,87%	1,56%	2,40%	0,0084	53,95%	-0,0058	-19,54%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	292 784	246 954	261 146	276 286	15 141	5,80%	-16 497	-5,63%
4.1.	гореща вода	MWh	134 912	149 010	147 830	157 918	10 088	6,82%	23 006	17,05%
4.2.	пара	MWh	157 871	97 944	113 315	118 368	5 053	4,46%	-39 503	-25,02%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		6 724	3 018		-3 018	-100,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	150 205	157 652	165 756	162 246	-3 509	-2,12%	12 041	8,02%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	31 543	34 171	41 759	45 754	3 995	9,57%	14 211	45,05%
		%	21,00%	21,67%	25,19%	28,20%	0,030	11,94%	0,0720	34,29%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	118 662	123 481	123 996	116 493	-7 504	-6,05%	-2 170	-1,83%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	98 002	72 483	85 043	83 529	-1 514	-1,78%	-14 473	-14,77%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	20 660	50 998	38 953	32 963	-5 990	-15,38%	12 303	59,55%
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	768 817	697 041	730 440	719 048	-11 391	-1,56%	-49 768	-6,47%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	768 817	697 041	730 440	719 048	-11 391	-1,56%	-49 768	-6,47%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	56,84%	56,77%	57,60%	60,38%	0,028	4,82%	0,035	6,23%
10	Топлинна ефективност	%	37,30%	34,15%	34,91%	37,82%	0,029	8,33%	0,005	1,38%
11	Електрическа ефективност	%	19,54%	22,62%	22,69%	22,56%	-0,001	-0,57%	0,030	15,49%
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	479	406	430	437	6	1,47%	-42	-8,77%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	131	153	143	138	-5	-3,38%	6	4,94%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	174 858	166 324	171 873	188 992	17 119	9,96%	14 134	8,08%
10.1.	гореща вода	МВтч	90 191	95 091	91 244	102 642	11 398	12,49%	12 450	13,80%
10.2.	пара	МВтч	84 667	71 233	80 629	86 351	5 721	7,10%	1 684	1,99%
11	Технологични разходи - общо	MWh	111 930	78 454	86 150	82 942	-3 207	-3,72%	-28 988	-25,90%
		%	39,03%	32,05%	33,39%	30,50%	-0,029	-8,65%	-0,085	-21,85%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	43 430	52 591	55 229	53 763	-1 466	-2,65%	10 333	23,79%
		%	32,50%	35,61%	37,71%	34,37%	-0,033	-8,84%	0,019	5,76%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	68 500	25 863	30 921	29 179	-1 742	-5,63%	-39 321	-57,40%
		%	44,72%	26,64%	27,72%	25,26%	-0,025	-8,88%	-0,195	-43,53%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Топлофикация Сливен” ЕАД

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ЕССО за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	7 960	8 189	**10 525**	229	2 565
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	18 651	23 282	20 413	4 631	1 762
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**948**	**-4 534**	**-5 658**	-3 586	-6 606
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	27 559	26 937	**25 280**	-623	-2 279
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	118 662	123 996	123 996		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	98 002	85 043	85 043	-12 959	-12 959
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	20 660	38 953	38 953	18 293	18 293
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	174 858	171 873	171 873		
с гореща вода	МВтч	90 191	91 244	91 244	1 053	1 053
с водна пара	МВтч	84 667	80 629	80 629	-4 038	-4 038
Ц преф.	лв/МВтч	132,41	132,41			
Ц инд	лв/МВтч	65,00	65,00			
Ц вп	лв/МВтч	85,30	85,30			
Ц гв	лв/МВтч	68,68	68,68			
РБА (ЕП)	хил.лв	17 055	17 055	17 055		
Собствен капитал	хил. лв.	100 000	100 000	100 000		
Дял на собствения капитал	%	99,51%	99,51%	99,51%		
Привлечен капитал, в т. ч.	хил. лв.	489	489	489		
- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0	0	0		
- кредити	хил. лв.	489	489	489		
Дял на привлечения капитал	%	0,49%	0,49%	0,49%		
Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	6,59%	6,59%	6,59%		
Данъчни задължения	%	10,0%	10,00%	10,00%		
НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	%	5,56%	-26,59%	-33,18%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**-24,02%**	**-29,97%**		

НВск е формирана на база отчетените регулирани приходи от продажби (колона 4) като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества електрическа и топлинна енергия и е -24,02%, в резултат на по-малкото количество реализирана топлинна енергия, въпреки по-голямото количество продадена електрическа енергия и увеличените с около 3% УПР спрямо утвърдените от Комисията.

НВск на база приходи и разходи общо за дружеството по данни от представените справки по ЕССО (колона 5) е -29,97%, което се дължи на отчетения отрицателен финансов резултат.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

От представените от „Топлофикация - Сливен" ЕАД справки по ЕССО е видно, че от регулираната дейност за 2015 г. е реализирана счетоводна ***загуба*** в размер на 4 798 хил. лв., формирана от ***загуба*** за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" – 3 871 хил. лв. и ***загуба*** за дейността „пренос и реализация на топлинна енергия" – 927 хил. лв. За 2014 г. от регулираната дейност е реализирана ***печалба*** в размер на 177 хил. лв., включваща ***печалба*** от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" – 1 058 хил. лв. и ***загуба*** от дейността „ пренос и реализация на топлинна енергия" – 881 хил. лв.

Спрямо предходната година е отчетен спад на приходите с 9,65% и ръст на разходите с 9,40%, което пряко е оказало влияние върху финансовия резултат.

От цялостната дейност дружеството за 2015 г. отчита ***загуба*** в размер на 5 658 хил. лв. при ***печалба*** за предходната година от 3 509 хил. лв.

Общата стойност на нетекущите активи към 31.12.2015 г. е незначително увеличена с 1,5% спрямо предходния отчетен период, вследствие на отчетените по-високи стойности на капитализираните разходи.

Текущите активи намаляват с 1,55% на 12 038 хил. лв. за 2015 г. от 12 227 хил. лв. за 2014 г. от намалените текущи търговски и други вземания.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е отрицателна величина и в тази връзка може да се направи изводът, че дружеството не разполага със собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Дългосрочните задължения са намалени спрямо предходната година с 63% на 371 хил. лв. от 1 009 хил. лв. за 2014 г., което се дължи на намалените задължения по търговски заеми.

Наблюдава се ръст на текущите задължения към 31.12.2015 г. с 19% спрямо предходната година на 40 190 хил. лв. от 33 763 хил. лв. за 2014 г., основно от задълженията към клиенти и доставчици.

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е под единица, 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 с отрицателен финансов резултат, какъвто е бил и за 2014 г. Тези стойности определят 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 2015 г. може да бъде направен извод, че „Топлофикация Сливен" ЕАД през текущата година не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения, както и че не разполага със собствен капитал да покрива финансовите си задължения и за придобиване на нови дълготрайни активи.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 1 535 хил. лв. на 510 хил. лв. или с 1 025 хил. лв., до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за горива за автотранспорт са коригирани от 325 хил. лв. на 273 хил. лв. или с 52 хил. лв. до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 561 хил. лв. на 548 хил. лв. или с 13 хил. лв. до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 146 хил. лв. на 125 хил. лв. или с 21 хил. лв. до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за експертни и одиторски разходи са коригирани от 35 хил. лв. на 8 хил. лв. или с 27 хил. лв. до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Транспортиране на сгуро- пепелни маси до шламохранилище е коригирана от 235 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 235 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през 2015 г. от 0 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Други" е коригирана от 25 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 25 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през 2015 г. от 25 хил. лв., като недоказан разход, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за вода са коригирани от 274 хил. лв. на 207 хил. лв. или със 67 хил. лв., до отчетеното ниво през 2015 г. в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за консумативи (химикали, реагенти) са коригирани от 1 842 хил. лв. на 608 хил. лв., или с 1 234 хил. лв. до отчетеното ниво през 2015 г. в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са намалени от 2 500 хил. лв. на 2 229 хил. лв., или с 271 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 149 600 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 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 12,50% на 5,73%, в съответствие с т. 41 от „Указания НВ"- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" е коригирана цената на въглищата от 70,93 лв./тнг на 69,74 лв./тнг до нивото на отчетената стойност през 2015 г. съгласно т. 8 от общия подход.

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) – 143,13 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 133,13 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,50 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 76,36 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
- Необходими годишни приходи – 30 277 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 29 126 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 598 хил. лв. и променливи – 21 528 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 17 208 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,69%

Електрическа енергия– 116 493 MWh
-от високоефективно комбинирано производство – 83 529 MWh
-от комбинирано производство – 32 963 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 102 642 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 86 351 MWh
Цена на въглищата - 69,74 лв./t при калоричност - 2 560 kcal/kg.

14. „Топлофикация Габрово” ЕАД

С писмо вх. № Е-14-11-11 от 05.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител:

1. Прогнозна информация за ценовия период от 01.07.2016 г. до 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. до 30.06.2016 г. (Приложение № 3);
3. 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);
4. Отчетна информация за 2015 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
5. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. съгласно справки от № 1 до № 9.
6. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. за ел. енергия;
7. Справка за цената на горивата;
8. Отчетна информация за приходите от продажба на ел. и топлинна енергия (Приложение № 4);
9. Годишен финансов отчет за 2015 г.;
10. Стойност на ДМА към 31.12.2015 г.;
11. Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи;
12. Договори за продажба на ел. енергия;
13. Копия на действащите договори за доставка на горива;
14. Доказателства за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация;
16. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 243,23 лв./MWh
2. Цена на топлинната енергия с гореща вода – 123,07 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на:

- въглища – 126,00 лв./t при калоричност – 4 250 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 130 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса - 118 лв./t при калоричност – 2 900 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

„Топлофикация Габрово" ЕАД е търговско дружество на територията на гр. Габрово с предмет на дейност производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия за промишлени и битови консуматори.

Настъпилите през последните години съществени изменения в промишленото и социално развитие на гр. Габрово оказват негативно влияние върху дейността на топлофикационното дружество и неговите финансови резултати. „Топлофикация-Габрово" ЕАД е загубила индустриалните си потребители на топлинна енергия. Повишаването на цените на топлинната енергия за битовия сектор и ниската платежоспособност на голяма част от населението се е отразило неблагоприятно и върху продажбите на топлина енергия с топлоносител гореща вода. Някои от съоръженията имат над 35 г. експлоатационен живот и техническото им състояние се оценява като незадоволително. За стабилизиране и подобряване на това състояние е необходимо, освен провеждане на периодични ремонтно-възстановителни работи, да се осъществят и значителни по обем и стойност реконструкции и модернизации, за да могат съоръженията да продължат експлоатационния си живот още 10-15 години.

В изпълнение на инвестиционната програма за 2015 г. в дружеството е монтиран нов котел на биомаса с паропроизводство – 20 t/h.

В тази връзка ще бъдат изведени от експлоатация и демонтирани Котел № 1 тип ЧКД 39/35, включен в експлоатация през 1965 г. и в лошо техническо състояние (дефекти по главен тръбопровод, екранна система, икономайзери и т.н.) и котел № 7 – тип ДЕ 25/14-225, мазутен, поради висока цена на мазута и ниски параметри на парата.

Така общата инсталирана мощност ще бъде – 44 MW, с което ще се гарантира производството на топлинна и електрическа енергия. Тази инвестиция ще доведе до енергийна независимост с намаляването на използване на вносни въглища.

Топлофикационното дружество притежава парна мрежа с обща дължина на тръбите 11, 7 km, от които понастоящем се използват само 2,5 km и водни мрежи с обща дължина на тръбите 39,5 km; (главни магистрали, отклонения и дворни мрежи). При консуматорите са монтирани 212 бр. АС, от които 51 бр. са директни и 161 бр. индиректни (някои от които не се нуждаят от автоматизация). За разлика от поддържането на генериращите съоръжения в ТЕЦ през последните години бе обърнато значително по-голямо внимание върху инвестиционната програма за модернизация и рехабилитация на топлопреносните мрежи и АС. През 1998 г. във всички абонатни станции са монтирани топломери, а от 1999 г. е въведена системата „топлинно счетоводство" за всички битови консуматори. Топлинното счетоводство се осъществява от дружеството. Техническото състояние на мрежата е добро. Бъдещите рехабилитационни работи са свързани главно с реализиране на замяна на участъка, положен в пенобетон с предварително изолирани тръби, замяна на салниковите компенсатори с линзови и подобряване на изолацията на тръбопроводи, положени въздушно и в канали.

I. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

„Топлофикация-Габрово" ЕАД няма промишлен консуматор и разчита основно на битово топлоснабдяване. То обаче зависи основно от външните температури. При ниски температури абонатите ползват повече топлоенергия, което налага увеличение на производството и от там се увеличава натоварването на турбината, с което се увеличава и електропроизводството и по ефективната работа на централата. Обратното също е в сила.

През отчетния период на 2015 г. беше въведен т. н. „дебаланс" на електросистемата, с което се налага да се заявява производство на ел.енергия за 24 h напред, а в почивните и празничните дни с 48 h и повече. Графикът, който се подава, е усреднен почасов, съобразен с прогнозата за времето, което е непредвидимо, а и никой не може да даде почасова информация за външните температури. По такъв начин е трудно да се поддържа график на температурата на мрежовата вода, съобразен с външната температура. Ясно е, че за да се

спазва графикът за производство на електроенергия (защото се налагат санкции) или се „прегряват“ абонатите или се „охлаждат”. Турбината работи от 1,5 MWh до 3 MWh, което не би било проблем да се поеме от енергийната система, но се отразява отрицателно на производството.

При сравнение на 2014 г. и 2015 г. се констатира чувствително намаление на загубите от 32,4% на 29,3%.

Слабото увеличение на производството на ел. енергия + 141 MWh е индикатор за добре извършени ремонти. Проведената рекламна кампания успява да задържи консуматорите и това дава надежда, че въпреки кризата и отрицателната атака към топлофикациите, дружеството продължи да съществува.

С пускането на котел на биомаса има възможност да се осигури и летен режим на работа, подавайки и топла вода за битови нужди на населението, а с това и заетост на поне 60-70 човека.

Котелът на биомаса ще реши до голяма степен и екологичните проблеми, тъй като постоянно се налагат санкции за превишени норми на прах и серни окиси.

В прогнозата за производство за периода 07.2016 г. – 07.2017 г. е заложен ръст в производството на топло и електроенергия. От 01.09.2016 г. се предвижда да бъде пусната топла вода (БГВ) към абонати – 1,5 MW и паров товар към стопански организации за пелетираща инсталация и сушилни за дървен материал – 10 MW.

II. ИДЕНТИФИКАЦИЯ НА ПАЗАРА

2.1. Клиенти

Клиентите на дружеството по отношение на потреблението на топлоенергия към 31.12.2015 г. са:

	брой потребители
промишлени	
Стопански	95
Бюджетни	17
битови абонати	4302

2.2.Структура на клиентите и консумация

Потребителските типове на дружеството и техния относителен дял в приходите се изразяват по следния начин:

Клиенти	**Продажби хил. MWh**	**Относителен дял в продажбите на топлоенергия**
Топлоенергия	22 167	
• стопански	1 282	5,7%
• бюджетни	3 225	14,3%
• битови абонати	17 660	80,0%

Клиенти	**Приходи хил. лв**	**Относителен дял в общите приходи**
1. Всичко продажби	3 221	
2. Електроенергия	1 319	40,9%
3. Топлоенергия	1 902	59,1%

III. КОНКУРЕНЦИЯ

Около 18% от сградния фонд на гр. Габрово е топлофициран, като в кварталите „Младост“, „Трендафил 1”, „Трендафил 2”, „Русевци 1” и „Русевци 2” са топлофицирани 95% от сградите. Тенденцията при новите строежи е по възможност сградите да са топлофицирани, но строителството в Габрово е сравнително малко в последните години.

Към 31.12.2015 г. към „Топлофикация-Габрово” ЕАД са включени за отопление 143 АС. От тях 116 са на жилищни сгради и 100% са обхванати от системата за дялово разпределение на топлоенергията.

От 2002 г. до 31.12.2015 г. напълно отказали се от ползване на топлоенергия са 45 АС.

Главната причина за отказване от централизирано топлоснабдяване е невъзможността потребителите да заплащат ползваната топлинна енергия. Увеличаването на цената на топлоенергията има вероятност да увеличи броя на отказалите се абонати. Отказалите се заменят топлинната енергия, доставена от „Топлофикация-Габрово" ЕАД с друг вид енергия.

Отказалите се потребители преминават предимно на отопление с твърдо гориво, най-често дърва, поради сравнително лесното и евтиното им доставяне в този регион на страната. Това става въпреки неудобствата, свързани с трудности по доставяне, съхранение и изхвърляне на отпадъците, получени при изгарянето на твърдите горива и непрекъснато нарастващите им цени. При този вид отопление не се държи сметка за екологията, особено от тези, които се отоплявят с брикети, гуми, парцали и др.

Електроенергията, въпреки високата и цена, също се използва като алтернатива на централизираното топлоснабдяване главно в панелни сгради, където няма изградени комини във всички помещения на апартаментите.

Използването на пропан-бутан и нафта за отопление е незначително, поради непрекъснатото нарастващите цени на нефтените продукти.

Габрово е газифициран, но високата цена на газа засега не е конкурентно отопление. Газифицирани са обществени сгради в районите без централно топлоподаване . Абонатите на централно топлоснабдяване започват да се завръщат виждайки и големите предимства пред другите алтернативни източници на отопление.

IV. ФИНАНСОВО СЪСТОЯНИЕ

„Топлофикация-Габрово" ЕАД разполага с 665 574 лв. основен капитал, разпределен в 665 574 поименни акции с номинална стойност 1 лв. всяка една.

Настоящото финансово състояние на дружеството не е много добро. За 2015 г. е реализирана 1 009 хил. лв. загуба. През 2015 г. са извършени значителни инвестиции. За доизграждане на нов котел на биомаса – 538 хил. лв. и за изграждане на утаечно езеро - 18 хил. лв.

Предвижданията са след въвеждане в експлоатация на новия котел на биомаса SZL 20-2.5/400 M разходите за горива да бъдат намалени. Работата на новия котел ще бъде по-ефективна, което ще доведе до значително подобрение на финансовия резултат на дружеството. Освен това се очаква решаване на проблемите със замърсяване на околната среда.

През 2015 г. дружеството е работило със средна продажна цена за топлоенергия 85,00 лв./MWh и за електроенергия 204,50 лв./MWh.

За отчетния период от общо реализираните 22 167 MWh топлоенергия за населението са продадени 17660 MWh, представляващи 80% от тях.

Разходите по отчета за приходи и разходи през 2015 г. са 4 429 хил. лв., в т.ч. балансова стойност на продадени активи 46 хил. лв. и финансови разходи - 170 хил. лв.

Анализирани по елементи разходите, очертават следните тенденции:

1. Най-същественият разход са горивата, които през 2015 г. представляват – 46,08% от разходите за дейността, а в абсолютна стойност сумата е 2 041 хил. лв.

2. Макар и не висок, ръстът на инфлацията през 2015 г. спрямо 2014 г. оказва отрицателно влияние върху разходите на дружеството.

3. „Топлофикация-Габрово" ЕАД отчита през 2015 г. – 741 хил. лв. – средства за работна заплата. Средногодишната работна заплата на едно заето лице е 7 656 лв., а средномесечната е 638 лв. В процент разходите за работна заплата представляват 16,73% от общите разходи.

4. Разходите за ремонт, отчетени през годината са в размер на 86 хил. лв.

5. Отчетените амортизационни отчисления на дружеството през 2015 г. са в размер на 138 хил. лв.

През отчетния период капиталът на дружеството не е променян.

VI. ЗАДЪЛЖЕНИЯ И ВЗЕМАНИЯ НА ДРУЖЕСТВОТО

По отношение събирането на вземанията, които към 31.12.2015 г. по баланса са в размер на 2 192 хил. лв., дружеството посочва следното:

1. По сметка 444 и 445 вземанията са в размер на 1 436 хил. лв. Най-голяма е сумата на обявения в несъстоятелност „Финтекс” ООД – 1100 хил. лв.

Събирането на вземанията от битовите абонати с годините става все по-голям проблем за дружеството. Осъждането на даден гражданин и изваждането на изпълнителен лист съвсем не решава въпроса. Съдия-изпълнителят за много малко от тях е определил срок и опис на имуществото. „Топлофикация-Габрово” ЕАД няма законово основание да прекъсне топлоподаването на отделен апартамент без съгласието на собственика и така едни и същи граждани продължават да трупат задължения. През 2015 г. има увеличение на събираемостта. Много от абонатите, за да избегнат съдебните разноски, се съгласяват на извънсъдебни спогодби и изплащат своите задължения.

VII. ПОДОБРЯВАНЕ НА КАЧЕСТВОТО НА УСЛУГАТА:

С Решение № П-3 от 30.06.2004 г. на Комисията се приемат показатели на качеството на топлоснабдяването и нивото на обслужване.

В съответствие с методиката, която следи множество параметри и показатели, се прави анализ на нивото на обслужване на потребителите. На шестмесечие и в годишен период се изпраща до КЕВР обобщена справка на постъпилите жалби от потребители на дружеството. Непрекъснато се контролира състоянието и режима на работа на АС и ежемесечно се отчитат топломерите. На всички абонати на дружеството е осигурен денонощен телефон за предоставяне на информация или заявяване на авария или проблеми с вътрешните отоплителни инсталации (ВОИ).

VIII. ИНФОРМАЦИОННО ОБСЛУЖВАНЕ НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ

„Топлофикация-Габрово” ЕАД информира регионалните печатни издания и местните радиа за всичко, свързано с топлоподаването през отоплителния сезон, както и наличието на денонощен телефон.

IX. ПОВИШАВАНЕ НА СЪБИРАЕМОСТТА

Събираемостта е много сериозен проблем за дружеството, затова са предприети различни мерки за нейното повишаване:

Редовно се изпращат предупредителни писма на закъснелите абонати;

Посещение на мобилна група на длъжниците на дружеството;

За по-лесно изплащане на сумите се предлага сключване на договори за разсрочено плащане;

След приключване на отоплителния сезон и изготвянето на изравнителните сметки на абонатите на дружеството се дава възможност в срок до два месеца да заплатят дължимото без да им се начисляват лихви;

Завеждат се съдебни дела към неизрядните длъжници.

На 20.05.2016 г. дружеството е представило по електронна поща допълнителна информация към заявлението.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 0,25% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 36,62% 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 завишени с 21,90% 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 9,69% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), като с най-голям ръст са разходите за амортизации с 62,50%, последвани от разходите за ремонт с 10,00%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период запазване размера на общата стойност на инвестиционните разходи на нивото на отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.).

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 616	1 355	1 497	1 642	145	9,69%	26	1,61%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	291	138	160	260	100	62,50%	-31	-10,65%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	90	86	200	220	20	10,00%	130	144,44%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	821	741	745	760	15	2,01%	-61	-7,43%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	199	229	231	237	6	2,60%	38	19,10%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	199	180	182	188	6	3,30%	-11	-5,53%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	49	49	49	0	0,00%	49	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	215	161	161	165	4	2,48%	-50	-23,26%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	68	58	58		-58	-100,00%	-68	-100,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	139,10	126,00	126,00	126,00	0	0,00%	-13	-9,42%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	90	86	200	220	20	10,00%	130	144,44%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	90	76	190	160	-30	-15,79%	70	77,78%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	10	10	60	50	500,00%	60	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	220	548	220	220	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	200	548	200	200	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	20	0	20	20	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	286 788	244 778	258 023	271 934	13 911	5,39%	-14 854	-5,18%
1.1.	гореща вода	MWh	133 621	147 682	146 472	156 404	9 932	6,78%	22 783	17,05%
1.2.	пара	MWh	153 167	97 096	111 550	115 530	3 979	3,57%	-37 637	-24,57%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	5 996	2 176	3 123	4 352	1 229	39,37%	-1 643	-27,41%
2.1.	гореща вода	MWh	1 291	1 328	1 358	1 514	156	11,50%	223	17,27%
2.2.	пара	MWh	4 705	848	1 765	2 838	1 073	60,81%	-1 866	-39,67%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,05%	0,88%	1,20%	1,58%	0,0038	31,73%	-0,0047	-23,08%
3.1.	гореща вода	%	0,96%	0,89%	0,92%	0,96%	0,0004	4,38%	0,0000	0,18%
3.2.	пара	%	2,98%	0,87%	1,56%	2,40%	0,0084	53,95%	-0,0058	-19,54%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	292 784	246 954	261 146	276 286	15 141	5,80%	-16 497	-5,63%
4.1.	гореща вода	MWh	134 912	149 010	147 830	157 918	10 088	6,82%	23 006	17,05%
4.2.	пара	MWh	157 871	97 944	113 315	118 368	5 053	4,46%	-39 503	-25,02%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh		6 724	3 018		-3 018	-100,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	150 205	157 652	165 756	162 246	-3 509	-2,12%	12 041	8,02%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	31 543	34 171	41 759	45 754	3 995	9,57%	14 211	45,05%
		%	21,00%	21,67%	25,19%	28,20%	0,030	11,94%	0,0720	34,29%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	118 662	123 481	123 996	116 493	-7 504	-6,05%	-2 170	-1,83%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	98 002	72 483	85 043	83 529	-1 514	-1,78%	-14 473	-14,77%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	20 660	50 998	38 953	32 963	-5 990	-15,38%	12 303	59,55%
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	768 817	697 041	730 440	719 048	-11 391	-1,56%	-49 768	-6,47%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	768 817	697 041	730 440	719 048	-11 391	-1,56%	-49 768	-6,47%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	56,84%	56,77%	57,60%	60,38%	0,028	4,82%	0,035	6,23%
10	Топлинна ефективност	%	37,30%	34,15%	34,91%	37,82%	0,029	8,33%	0,005	1,38%
11	Електрическа ефективност	%	19,54%	22,62%	22,69%	22,56%	-0,001	-0,57%	0,030	15,49%
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	479	406	430	437	6	1,47%	-42	-8,77%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	131	153	143	138	-5	-3,38%	6	4,94%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	174 858	166 324	171 873	188 992	17 119	9,96%	14 134	8,08%
10.1.	гореща вода	MBтч	90 191	95 091	91 244	102 642	11 398	12,49%	12 450	13,80%
10.2.	пара	MBтч	84 667	71 233	80 629	86 351	5 721	7,10%	1 684	1,99%
11	Технологични разходи - общо	MWh	111 930	78 454	86 150	82 942	-3 207	-3,72%	-28 988	-25,90%
		%	39,03%	32,05%	33,39%	30,50%	-0,029	-8,65%	-0,085	-21,85%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	43 430	52 591	55 229	53 763	-1 466	-2,65%	10 333	23,79%
		%	32,50%	35,61%	37,71%	34,37%	-0,033	-8,84%	0,019	5,76%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	68 500	25 863	30 921	29 179	-1 742	-5,63%	-39 321	-57,40%
		%	44,72%	26,64%	27,72%	25,26%	-0,025	-8,88%	-0,195	-43,53%
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

ПОКАЗАТЕЛИ	Димeнсия	ЦЕНОВА РАМКА ЗА 2015 г., КЕВР	ОТЧЕТ ЗА ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД - РР	ОТЧЕТ ПО ОПР за периода 01.01.2015-31.12.2015 г.	Изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6= 4-3	7= 5-3
УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв	1 616	1 497	**1 755**	-119	139
ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ	хил. лв	4 112	2 610	2 674	-1 502	-1 438
ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА	хил. лв	**101**	**-1 210**	**-1 009**	-1 109	-908
НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил. лв	5 829	2 897	**3 420**	-2 932	-2 409
Продадена електрическа енергия , в т.ч.	МВтч	8 400	6 115	6 115		
комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	8 400	6 115	6 115	-2 285	-2 285
некомбинирана електрическа енергия	МВтч	0	0	0	0	0
Топлинна енергия за разпределение, в т.ч:	МВтч	46 500	19 031	19 031		
с гореща вода	МВтч	36 000	19 031	19 031	-16 969	-16 969
с водна пара	МВтч	10 500	0	0	-10 500	-10 500
$Ц_{преф.}$	лв/МВтч	204,50	204,50			
$Ц_{инд}$	лв/МВтч	194,50	194,50			
Ц вп	лв/МВтч	94,89	94,89			
Ц гв	лв/МВтч	86,51	86,51			
$РБА_{(ЕП)}$	хил.лв	1 812	1 812	1 812		
Собствен капитал	хил. лв.	15	15	15		
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	%	5,56%	-66,78%	-55,68%		
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	**%**	**5,00%**	**-60,10%**	**-50,12%**		

НВск за ценовия период е -60,10% и е формирана на база отчетените регулирани приходи от продажби (колона 4) като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества електрическа и топлинна енергия и е вследствие на по-малкото количество реализирана енергия спрямо утвърдените от Комисията.

НВск на база приходи и разходи по ОПР (колона 5) е -50,12%, което се дължи на отчетените по-ниски продажби на електрическа и топлинна енергия и на отрицателния финансов резултат.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

„Топлофикация Габрово" ЕАД съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2015 г. отчита ***загуба*** в размер на 1 009 хил. лв., която намалява спрямо 2014 г., когато ***загубата*** е била в размер на 1 812 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 2015 г. спрямо 2014 г. с 3,86%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с около 17%.**

Общата стойност на нетекущите активи нараства през 2015 г. в размер на 3 788 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 3 324 хил. лв., вследствие на увеличените дълготрайни материални активи, които са в процес на изграждане.

Текущите активи на дружеството намаляват през 2015 г. в размер на 2 770 хил. лв. при 3 219 хил. лв. за 2014 г. в резултат на намалените материални запаси в частта суровини и материали и другите вземания.

Собственият капитал на дружество за 2015 г. е отрицателна величина в размер на 3 685 хил. лв. и спрямо 2014 г. е увеличена, когато е 2 676 хил. в резултат на натрупаната непокрита загуба от минали години.

Общо задълженията на дружеството нарастват през 2015 г. в размер на 10 243 хил. лв. при 9 219 хил. лв. за 2014 г., вследствие на увеличените задължения към финансови предприятия, към доставчици и другите задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г., е видно, че размерът на собствения капитал е отрицателна величина, което не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, отчита ниска

обща ликвидност, което е индикатор за 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.

Образуване на цените

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

- общите разходи за амортизации са коригирани от 260 хил. лв. на 100 хил. лв. или със 160 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите позиция „машини, съоръжения и оборудване" в преноса съгласно справка № 2 „РБА" и амортизационна норма за регулаторни цели;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 220 хил. лв. на 86 хил. лв. или със 134 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 1 от общия подход;

- общите разходи за заплати и възнаграждения са коригирани от 760 хил. лв. на 741 хил. лв. или с 19 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 1 от общия подход;

- общите разходи за начисления свързани с т. 3 по действащото законодателство са коригирани от 237 хил. лв. на 180 хил. лв. или с 57 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 г., като не са признати социалните разходи на стойност 49 хил. лв., съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за закупена енергия са коригирани от 558 хил. лв. на 58 хил. лв. или с 500 хил. лв., при отчетено ниво на разхода през 2015 г. 500 хил. лв. като неприсъщ разход при постоянен режим на производство на централата и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са увеличени от 0 хил. лв. на 102 хил. лв., или с 102 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 6 830 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 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.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са коригирани собствените нужди от електрическа енергия от 2 200 MWh (26,51%) на 1 600 MWh (19,28%) съгласно т. 7 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса" технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 9 000 MWh (25,71%) на 6 800 MWh (19,43%) в съответствие с т. 6 от общия подход.

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) – 211,27 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 201,27лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,43 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 3 881 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 808 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 272 хил. лв. и променливи – 2 536 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 091 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,67%

Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 700 MWh
Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 28 200 MWh
Цена на въглищата – 126,00 лв./t при калоричност – 3 500 kcal/kg.

15. „АЕЦ Козлодуй" ЕАД

С писмо вх. № Е-14-24-7 от 04.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на топлинната енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител и по електронна поща следното:

1. Отчетна информация за 2015 г. и текущия ценови период и прогноза за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Неодитиран годишен финансов отчет към 31.12.2015 г.;
3. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г., както и прогноза за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. - Приложение № 3;
4. Отчет и анализ на изпълнените и планирани инвестиционни и ремонтни мероприятия за дейността производство и пренос на топлинна енергия на „АЕЦ Козлодуй" ЕАД – Приложение № 3;
5. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна енергия за 2014 г., 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г.- 30.06.2016 г. – Приложение № 4;
6. Обосновка за съдържанието на информацията, попълнена в справките от „АЕЦ Козлодуй" ЕАД;
7. Данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинната енергия при преноса на топлинна енергия;
8. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

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 - разходите за производство на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлоенергия за регулаторен период 01.07.2016-30.06.2017 г. е разработена на база отчетни данни за 2015 г. Прогнозните разходи са разделени на „Условно - постоянни разходи" и „Променливи разходи" съгласно „Указания НВ".

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлоенергията, 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 се прибавят 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 дейностите - електропроизводство и производство и пренос на топлоенергия.

***Разходите за производство** на топлинна енергия са в размер на 143 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 е на стойност 2 915 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2015 г. с изключение на разходите за амортизации, ремонт. Във връзка с предвиденото разширение на топлопреносната мрежа за новия регулаторен период са предвидени приходи от услуги по присъединяване на абонати към мрежата и др. услуги на стойност 40 хил. лв.*

Съгласно изискванията на Закона за счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Единната система за счетоводно отчитане на КЕВР и Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй" ЕАД в отделна сметка 611/2 се отнасят преките и разпределените разходи на цех „ТС", чиято основна дейност е топлоснабдяване на стопански и битови потребители в гр. Козлодуй.

Преките разходи *са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 229 хил. лв., съгласно горецитираните указания, като корекции са нанесени в следните позиции:*

- *Разходите за заплати и възнаграждения са намалени съгласно т. 19 от „Указания НВ“, със 189 хил. лв.*
- *Приходи от присъединяване, услуги и топлоносител - На основание т. 23 от „Указания НВ“, от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от услуги по присъединяване на абонати към мрежата и др. услуги на стойност 40 хил. лв.*
- *Разходи за амортизация - 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 31.01.2016 г. Увеличението на разходите за амортизации на активите, свързани с преноса на топлинна енергия спрямо отчетените за 2015 г. със 73 хил. лв., е в следствие на инвестиции, свързани с разширяването и подновяването на топлопреносната мрежа.*
- *Разходи за ремонт – намалени са с 33 хил. лв. в следствие на разчетен обем на ремонтните дейности, предвидени за изпълнение през новия регулаторен период.*
- *Разпределени разходи - В отчетените за 2015 г. разходи за пренос на топлоенергия са разпределени разходи на обща стойност 886 хил. лв., както следва:*

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2015 г.. персоналът зает в отоплителна централа е 62 души и коефициентът на разпределение е 0.0270 (разчетен на--база численост на персонала -2 295 бр.). Разпределените социални разходи за ОЦ са на стойност 639 хил. лв. Същите са отнесени в следните статии –материали, външни услуги, заплати, амортизации, социално осигуряване.

- *„Други разходи“ - освен преките разходи се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи).*
- ***Административни разходи*** *- разпределят се между електроенергията и топлоенергията на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности- електропроизводство и производство и пренос на топлоенергията. За прогнозния регулаторен период стойността на административните разходи е до нивото на отчетените разходи през 2015 г. на стойност 366 хил. лв.*

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2016-30.06.2017 г. са на стойност 3 424 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 48 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 3 472 хил. лв.

СПРАВКА № 2 „РБА“ на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД

РБА към 31.12.2015 г. е в размер на 7 364 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2015 г., пряко свързани с дейността по лицензията, намалена с натрупаната амортизация за периода на използване на активите на стойност 384 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал - 340 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

Нормата на възвръщаемост на капитала е 0.65% 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 1.89% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2015 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2015 г., 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 справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия.

През регулаторния период се очаква произведената топлинна енергия от бойлерните установки на блоковете да е размер на 175 013 MWh като 38.5% от нея (67 309 MWh) е предназначена за собствени технологични нужди на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, включително и за обезпечаване на мерки за безопасност на оборудването (мерки против замръзване в есенно-зимния период). Съществено влияние върху прогнозните показатели оказват климатичните фактори.

СПРАВКА № 5 „ТИП в преноса“

В справка № 5 е представена информация за очакваната-консумацията топлинна енергия за новия регулаторен период по видове потребители и равнището им спрямо 2015 г.

Прогнозите за общото количество реализирана топлоенергия през следващия регулаторен период са за запазване на нивото от 2015 г., но с промяна в структурата на потреблението по групи клиенти.

Предвижда се нивото на потреблението в гр. Козлодуй да нарасне с около 1 000 MWh спрямо 2015 г. Прогнозата се базира на планираното присъединяване на нови - клиенти преди началото на следващия отоплителен сезон и отчита намаленото потребление през 2015 г., поради необичайно топлата есен на 2015 г. (продължителността на отоплителния сезон 2015 - 2016 г. е с един месец по-малко в сравнение с предходни години).

Прогнозира се по-ниско потребление от стопански обекти на площадката с около 1 000 MWh спрямо 2015 г. Прогнозата за стопанското потребление на площадката отразява намаляващия интензитет на дейностите, изпълнявани в стопанските обекти - потребители на площадката (демонтаж на оборудване в машинните зали на спрените блокове № 1 - № 4, собственост на ДП РАО, които са в процес на извеждане от експлоатация).

За регулаторен период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. е разчетена цена за продажба на топлинна енергия 40,42 лв./MWh.

С писмо вх. № Е-14-24-7 от 11.04.2016 г. дружеството е представило копия от публикации на предложената за утвърждаване цена на топлинна енергия във в-к „Събития“ и в-к „Враца днес“ от 04.04.2016 г.

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 9,92% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР от 0,24% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), в резултат на ръста на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 10,26%, като са намалени разходите за ремонт с 44,90%, последвани от разходите за амортизации с намаление от 2,58%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление с 0,56% на общата стойност на инвестиционните разходи.

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

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	3 178	3 327	3 340	3 348	8	0,24%	170	5,35%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	513	608	699	681	-18	-2,58%	168	32,75%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	88	87	98	54	-44	-44,90%	-34	-38,64%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 551	1 502	1 502	1 502	0	0,00%	-49	-3,16%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	314	302	301	302	1	0,33%	-12	-3,82%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	314	302	301	302	1	0,33%	-12	-3,82%
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.	729	858	770	849	79	10,26%	120	16,46%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	31	43	52	43	-9	-17,31%	12	38,71%
5	Приходи от присъединяване и услуги	хил. лв.	17	30	30	40	10	33,33%	23	135,29%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00%	0	0,00%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	88	87	98	54	-44	-44,90%	-34	-38,64%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	88	87	98	54	-44	-44,90%	-34	-38,64%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	1 427	705	1 076	1 070	-6	-0,56%	-357	-25,02%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	1 427	705	1 076	1 070	-6	-0,56%	-357	-25,02%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	82 008	108 501	101 759	107 704	5 945	5,84%	25 696	31,33%
1.1.	гореща вода	MWh	82 008	108 501	101 759	107 704	5 945	5,84%	25 696	31,33%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	69 283	67 920	65 818	67 309	1 491	2,26%	-1 974	-2,85%
2.1.	гореща вода	MWh	69 283	67 920	65 818	67 309	1 491	2,26%	-1 974	-2,85%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	39,84%	38,50%	39,28%	38,46%	0	-2,08%	0	-3,47%
3.1.	гореща вода	%	39,84%	38,50%	39,28%	38,46%	0	-2,08%	0	-3,47%
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	173 887	176 421	167 577	175 013	7 436	4,44%	1 126	0,65%
4.1.	гореща вода	MWh	173 887	176 421	167 577	175 013	7 436	4,44%	1 126	0,65%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	173 887	176 421	167 577	175 013	7 436	4,44%	1 125	0,65%
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	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	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	0,00%				0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна ефективност	%	0,00%				0	0,00%	0	0,00%
11	Електрическа ефективност	%	0,00%				0	0,00%	0	0,00%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%				0	0,00%	0	0,00%
13	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh					0	0,00%	0	0,00%
14	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh					0	0,00%	0	0,00%
15	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	82 020	85 881	78 147	85 900	7 753	9,92%	3 880	4,73%
15,1	гореща вода	МВтч	59 423	85 881	78 147	85 900	7 753	9,92%	26 477	44,56%
15,2	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
16	Технологични разходи - общо	MWh	22 585	22 620	23 612	21 804	-1 808	-7,66%	-782	-3,46%
		%	27,54%	20,85%	23,20%	20,24%	0	-12,76%	0	-26,49%
17	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	22 585	22 620	23 612	21 804	-1 808	-7,66%	-782	-3,46%
		%	27,54%	20,85%	23,20%	20,24%	0	-12,76%	0	-26,49%
18	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%
19	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	22 597	0	0	0	0	0,00%	-22 597	-100,00%
	гореща вода	MWh	22 597				0	0,00%	-22 597	-100,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„АЕЦ Козлодуй” ЕАД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Финансовият анализ на дружеството е направен в доклада на сектор „Електроенергетика“.

Образуване на цената

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите елементи в заявлението, работната група предлага за „АЕЦ Козлодуй” ЕАД Комисията да утвърди предложената от дружеството цена на топлинна енергия, образувана при прилагане на индивидуалната методика.

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 – 3 472 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 424 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 386 хил. лв. и променливи – 38 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 7 364 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 0,65%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 900 MWh.

16. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-8 от 31.03.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на топлинна енергия за следващия ценови период, към което е приложило следната информация:

1. Обяснителна записка;
2. Отчетна информация за 2015 г. и прогнозна за ценовия период от 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г.с приложени справки от № 1 до № 9;
3. Справка № 4-4 съгласно Наредба № РД-16-267 за 2015 г.;
4. Отчетна информация за продадените количества електрическа и топлинна енергия за 2014 г. и 2015 г.;
5. Договор за покупко-продажба на ел. енергия с „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юръп“ ЕАД и договор за изкупуване на ел. енергия с НЕК ЕАД;
6. Одитиран годишен финансов отчет на „Когрийн” ООД за 2015 г.;
7. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване:

Цена на електрическа енергия - 117,84 лв./MWh
Добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 10,00 лв./MWh
Преференциална цена на електрическа енергия - 127,84 лв./MWh
Цена на топлинната енергия - 48,63 лв./MWh

Така предложените цени на енергия са изчислени с цена на природен газ 405,56 лв./knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

Когенерационната мощност се състои от два комплектни газобутални агрегата тип TCG2032 V12, с единична електрическа мощност по 3 333 kW.

Технологичната схема на инсталацията - два топлинни акумулатора по 1500 m^3. Консуматорите на полезна топлинна енергия от инсталацията са само пряко присъединени купувачи - оранжерийни предприятия на площадката, които чрез собствени тръбопроводи получават топлинна енергия - гореща вода, директно от топлинната схема на „КОГРИЙН“ ООД. Измерването на топлинната енергия се извършва с топломери - търговски прибор в точката на вземането при топлинните акумулатори.

Всички съоръжения са нови - доставени през 2011 г. и въведени в експлоатация в края на м. април 2012 г.

1. Производствена програма

Производствената програма на когенерационната инсталация е подчинена на програмата на оранжерийните предприятия на площадката.

Прогнозната програма на когенерационната инсталация на „Когрийн” ООД през 2016 – 2017 г. е, както следва:

- *Производство на електрическа енергия 31 800MWh*
- *Електроенергия за собствени нужди 1 900 MWh*
- *Електроенергия продадена 29 900 MWh*
- *Отпусната топлинна енергия 34 300 MWh*
- *Топлинна енергия продадена 34 300 MWh*

2. Инвестиционна и ремонтна програма за 2016 г.

През 2016 г. не се предвиждат инвестиционни разходи.

Ремонтната програма предвижда текущото поддържане и ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика. Основните ремонтни операции се извършват от специализирана фирма.

3. Условно постоянни разходи

Когенерационната мощност – 6,66 MW на „Когрийн" ООД е осъществена със собствени средства и кредити, отразени в приложените документи.

Балансовата стойност на дълготрайните материални активи на дружеството, описани по-горе към 31.12.2015 г. са на стойност 57 08 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите.

Прилага се линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма препоръчана от КЕВР в указанията за образуване на цените.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие на указанията.

Разходът за материали отразява стойността на очакваните разходи за материали, като масло, за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омекотителната инсталация и др.

Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги.

Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо ремонтиране на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип.

Трудовите разходи съответстват на одобрения щат на фирмата.

В други разходи се отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

4. Променливи разходи

Над 97% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво са оценени при настоящата цена природния газ – 405,56 лв./knm^3.

Разходът на газ е оценен, като са отчетени: разходните норми и толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пущане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

5. Възвръщаемост на капитала - Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 5%, по указанията на КЕВР и средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 6,875%, съгласно кредитните договори.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита със 14,68% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 14,76% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са със 7,78% по- ниски, а за топлинна енергия с гореща вода са с 14,76% по- ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството не е представило коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.) на отделните елементи на УПР, поради което не може да се направи анализ на изменението на отчетените УПР спрямо прогнозните им стойности.

Изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващите таблици:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 304	1 388	0	1 449	1 449	0,00%	145	11,12%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	463	487		487	487	0,00%	24	5,18%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	400	68		120	120	0,00%	-280	-70,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	305	315		315	315	0,00%	10	3,28%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	38	40	0	40	40	0,00%	2	5,26%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	38	40		40	40	0,00%	2	5,26%
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.	98	478		487	487	0,00%	389	396,94%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	14	396		398	398	0,00%	384	2742,86%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	491,98	529,50		405,56	406	0,00%	-86	-17,57%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	400	68	0	120	120	0,00%	-280	-70,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	400	68		120	120	0,00%	-280	-70,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	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	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**Разлика** Прогноза 2015 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2015 – Прогноза 2014 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	29 000	24 406	29 889	34 300	4 411	14,76%	5 300	18,28%
1.1.	гореща вода	MWh	29 000	24 406	29 889	34 300	4 411	14,76%	5 300	18,28%
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	29 000	24 406	29 889	34 300	4 411	14,76%	5 300	18,28%
4.1.	гореща вода	MWh	29 000	24 406	29 889	34 300	4 411	14,76%	5 300	18,28%
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	27 320	21 605	27 729	31 800	4 071	14,68%	4 480	16,40%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh					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	0,00%	0	0,00%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	26 220	20 730	27 825	29 990	2 165	7,78%	3 770	14,38%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	1 100	875	1 904	1 200	-704	-36,97%	100	9,09%
		%	4,03%	4,05%	6,87%	3,77%	0	-45,04%	0	-6,28%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	68 651	53 461	68 298	80 000	11 702	17,13%	11 349	16,53%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	68 651	53 461	68 298	80 000	11 702	17,13%	11 349	16,53%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0		0	0	0	0,00%	0	-100,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,72%	86,27%	84,36%	82,63%	0	-2,06%	0	2,36%
10	Топлинна ефективност	%	41,57%	45,76%	43,76%	42,88%	0	-2,03%	0	3,14%
11	Електрическа ефективност	%	39,15%	40,51%	40,60%	39,75%	0	-2,09%	0	1,53%
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	201	192		204	204	0,00%	3	1,57%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	109	106		109	109	0,00%	-1	-0,49%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	29 000	24 406	28 986	34 300	5 314	18,33%	5 300	18,28%
10.1.	гореща вода	МВтч	29 000	24 406	29 889	34 300	4 411	14,76%	5 300	18,28%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	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	0,00%	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	0,00%	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 2015 г.

Съгласно представения от „Когрийн" ООД одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. е видно, че отчита нетна *загуба* в размер на 351 хил. лв., която се намалява спрямо предходната година, когато е била 647 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 3,5%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват с 8%.**

Общата стойност на нетекущите активи към 31.12.2015 г. намалява със 7,53% спрямо предходния отчетен период, вследствие на отчетените по-ниски стойности на материални активи в частта машини и съоръжения.

Текущите активи намаляват на 2 495 хил. лв. за 2015 г. от 2 754 хил. лв. за 2014 г. от намалените вземания от клиенти и доставчици.

Дългосрочните задължения се увеличават спрямо предходната година с 8,9% на 5 407 хил. лв. от 4 963 хил. лв., което се дължи на увеличените задължения отнесени в перо „други".

Наблюдава се намаление на текущите задължения към 31.12.2015 г. спрямо предходната година от 5 171 хил. лв. на 4 532 хил. лв. или с 12,36%, в резултат на намалените задължения към доставчици.

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

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,55, което показва, 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 отрицателна величина, което определя невъзможността за покриване със собствен ресурс, както краткосрочните така и дългосрочните задължения.

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 7,5% на 5,73%, в съответствие с т. 41 от „Указания НВ"- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 104,32 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 96,32 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) – 37,75 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 4 414 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 090 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 449 хил. лв. и променливи – 2 641 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 5 638 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,75%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 900 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

С писмо вх. № Е-14-70-7 от 08.04.2016 г. „Оранжерии Гимел” АД за Оранжериен комплекс 500 дка (с. Мокрище и с. Звъничево, обл. Пазарджик) е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложена следната информация:

1. Отчетна информация за изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г.-30.06.2016 г. (Приложение № 3);

2. Отчетна на изпълнените и планираните ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите по производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2015 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;

5 Отчетна информация за 2015 г . и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. за електрическата енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh).;

6. Цени на горивата, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата на горивата (Приложение № 2);

7. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (Приложение № 4).

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 год., в едно със справки от ЕССО;

9. Прогнозна информация в съответствие с „Указания НВ“ по модела – справки от № 1 до № 9 за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.;

10. Копие от инвентарна книга – 3 бр.

12. Технико - икономическа обосновка на предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия;

13. Копие от договор за продажба на ел. енергия;

14. Копие от договор за доставка на природен газ;

15. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване:

1. Преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 140,75 лв./MWh, в т.ч.:
   - индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 132,75 лв./MWh;
   - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Така предложената цена е изчислена при цена на природен газ – 327,48 лв./knm^3 (без ДДС) и при акцизна ставка на природния газ от 01.01.2014 г. – в размер на 0,60 лв./GJ.

Обосновката на дружеството е следната:

Прогнози

1. Производствена програма

Производствената програма на ко-генерационна ТЕЦ 500 дка с два газобутални двигателя Jenbacher JMS 620 GS - NL и Jenbacher JMS 320 GS - NL /КГ1 – етап I и КГ2 – етап II/ е разработена при следните изходни параметри:

- начална дата на ценови период - 01/07/2016
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 - 3,044 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 3,035 MW
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 - 0,900 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2 - 0,972 MW
- собствена консумация на КГ1 и КГ 2 и съп. уредби в работен режим – КГ1 - 150 kW и КГ2 – 50 kW
- собствена консумация на КГ1 и КГ 2 и съп. уредби в неработен режим - КГ1 - 12 kW и КГ2 – 5 kW
- предвид производствената програма на дружеството и климатичните условия в района се предвижда ТЕЦ 500 дка да работи със следната натовареност:

- *КГ1 и КГ2 ще работят едновременно през месеците от октомври – частично, ноември частично и от декември до май на следващата година – на постоянен режим, за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за основното производство на „Оранжерии*

Гимел“ АД. Имено тези нужди от топлина са и причината дружеството да разработи и изпълни и втория етап от ТЕЦ „500 дка“;

- *През топлите месеци ще работи единствено КГ2 и то в ограничен режим - за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за прогонване на росата в сутринните часове и извършване на т.нар. пропарване /и или соларизация/ на почвата. Пропарването /соларизацията/ на почвата е изключително важен процес за борба с нематодите в почвата при биологичното земеделие.*

2. Регулаторна база на активите

Общата стойност на активите, участващи в РБА /т.е. балансовата стойност към 31.12.2015 г./ при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2016-2017 г. е в размер на 7 225,315 хил. лв.

Към заявлението за утвърждаване на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия е представена инвентарна книга към на „ТЕЦ 500 дка“ и на газопроводи.

3. Амортизационна програма на I-ви етап

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 взета отчетната стойност на активите на „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“, като единствено за съществуващия газопровод, изграден преди реализирането на „ТЕЦ 500 дка“, е с прогнозна АН от 4%.

4. Ремонтна програма

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя 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 ко-генераторите, в т.ч.:

- *за двигател Jenbacher JMS 620 GS - NL - 18 евро/моточас*
- *за двигател Jenbacher JMS 320 GS – NL – 6.9 евро/моточас*

В цената на поддръжката не влиза:

- смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото;

- поддръжка и смяна на свещи;

- др. консумативи;

- провеждане на инспекции.

5. Променливи разходи

Променливите разходи за работа на „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“ през следващия ценови период, са изчислени при начална дата на ценови период - 01/07/2016 г. и при предвиждане работата вече на два двигателя целогодишно.

Те са както следва:

разход на природен газ, при цена на природния газ от 327,48 лв./knm^3:

разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 54 хил. лв.

/изчислени на база часове работа на двигателя/

разход за вода - 4 хил. лв.

разход за ел.енергия - 14 хил. лв.

разходи за външни услуги - 2 хил. лв.

разходи за акциз на природен газ - 123 хил. лв.

разходи за емисии на CO_2 - 75 хил. лв.

6. Условно – постоянни разходи

През следващия ценови период са заложени следните прогнозни УПР при работа на ко-генератора:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) - 571 хил. лв.

- разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма) - 255 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) - 150 хил. лв.

По-ниските отчетени разходи за заплати при 2015 г. в „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“ се дължи на 10 месечен отпуск по болест на един от работниците. Същият през м. март 2016 г.

напуска и на негово място е назначен нов работник.

По-високите разходите за заплати и осигуровки отразяват и повишените осигурителни прагове на длъжностите и минималната работна заплата в сила от 01.01.2016 г. при запазване на същата численост на персонала.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

Определянето на капиталовата структура е съгласно чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала" от новоприетите „Указания НВ", според която дружества, с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди, могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

I-ви етап:

През май 2014 г. „Оранжерии Гимел" АД рефинансира всички свои кредитни експозиции към СИБАНК АД и Интерлийз ЕАД от Уникредит Булбанк АД, в едно с извършените до момента самоучастия по проектите под формата на инвестиционен кредит.

II-ри етап:

През март 2015 г. дружеството е подписало нов договор за кредит с Уникредит Булбанк АД за финансиране на II-ри етап от ко-генерационна инсталация на обща стойност 900 000 евро, от които 80% кредит и 20% самоучастие.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия за новия ценови период са с 0,93% по-високи от отчетените.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 1,65% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 6,07% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения със 17,19%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 6,29% и разходите за амортизации с 5,55%. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 -30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	947	913	1 104	1 171	67	6,07%	224	23,65%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	452	482	541	571	30	5,55%	119	26,33%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	201	160	254	255	1	0,39%	54	26,87%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	128	108	128	150	22	17,19%	22	17,19%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	26	20	22	26	4	18,18%	0	0,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	26	20	22	26	4	18,18%	0	0,00%
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.	140	143	159	169	10	6,29%	29	20,71%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	94	124	139	145	6	4,32%	51	54,26%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	512,71	393,98	327,48	-67	-16,88%	-157	-32,38%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 -30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	201	160	254	255	1	0,39%	54	26,87%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	201	160	254	255	1	0,39%	54	26,87%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	16 512	12 930	19 480	19 802	322	1,65%	3 290	19,92%
1.1.	гореща вода	MWh	16 512	12 930	19 480	19 802	322	1,65%	3 290	19,92%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	476	372	561	571	10	1,78%	95	19,96%
2.1.	гореща вода	MWh	476	372	561	571	10	1,78%	95	19,96%
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	0,12%	0	0,03%
3.1.	гореща вода	%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	0	0,12%	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	16 988	13 302	20 041	20 373	332	1,66%	3 385	19,93%
4.1.	гореща вода	MWh	16 988	13 302	20 041	20 373	332	1,66%	3 385	19,93%
4.2.	пара	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ПТК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	17 136	13 199	19 742	19 980	238	1,21%	2 844	16,60%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	893	674	995	1 058	63	6,33%	165	18,43%
		%	5,21%	5,11%	5,04%	5,30%	0	5,07%	0	1,57%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	16 243	12 525	18 747	18 922	175	0,93%	2 679	16,50%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	16 243	12 525	18 747	18 922	175	0,93%	2 679	16,50%
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	44 633	33 476	50 322	51 105	783	1,56%	6 472	14,50%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	44 633	33 476	50 322	51 105	783	1,56%	6 472	14,50%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ПТК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	75,39%	78,05%	77,94%	77,84%	0	-0,13%	0	3,26%
10	Топлинна ефективност	%	37,00%	38,62%	38,71%	38,75%	0	0,10%	0	4,74%
11	Електрическа ефективност	%	38,39%	39,43%	39,23%	39,10%	0	-0,35%	0	1,83%
12	Топлинна ефективност на ВК§ПТК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРут за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	209	202	203	203	0	0,19%	-6	-2,76%
9	СРут за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	112	109	109	109	0	0,18%	-3	-2,77%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	16 512	12 930	19 480	19 802	322	1,65%	3 290	19,92%
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	16 512	12 930	19 480	19 802	322	1,65%	3 290	19,92%
	гореща вода	MWh	16 512	12 930	19 480	19 802	322	1,65%	3 290	19,92%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Оранжерии Гимел“ АД - 500 дка

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Анализ на финансово-икономическото състояние на ТЕЦ „Оранжерии Гимел" АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка"

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. отчита *загуба* в размер на 1 072 хил. лв. при 1 077 хил. лв. за 2014 г.

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

- **Нетните приходи от продажби намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 4,41%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 1,44%.**

Общата стойност на нетекущите активи нараства през 2015 г. на 34 778 хил. лв. от 31 151 хил. лв. през 2014 г., вследствие на увеличените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини и оборудване.

Текущите активи намаляват през 2015 г. в размер на 8 252 хил. лв. спрямо 9 324 хил. лв. за 2014 г. основно от намалените други вземания.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2015 г. на 8 477 хил. лв. от 8 611 хил. лв. за 2014 г., в резултат на отчетената загуба.

Нетекущите пасиви на дружеството намаляват през 2015 г. в размер на 20 592 хил. лв. при 21 007 хил. лв. за 2014 г., в резултат на намалените дългосрочни заеми.

Текущите пасиви нарастват през 2015 г. в размер на 15 732 хил. лв. спрямо 11 030 хил. лв. за 2014 г., вследствие на ръст в задълженията към свързани предприятия, последвани от увеличените краткосрочни банкови заеми.

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.

ТЕЦ „Оранжерии Гимел" АД – е представило към годишния финансов отчет за 2015 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност отделно за ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка".

Съгласно представените справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност е видно, че през 2015 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" дружеството отчита *печалба* в размер на 421 хил. лв., която нараства спрямо отчетената през 2014 г. в размер на 221 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**

2015 г. спрямо 2014 г. с 34,10%;

- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 43,09%.**

Общата стойност на нетекущите активи от регулирана дейност нараства през 2015 г. в размер на 7 225 хил. лв. спрямо 5 927 хил. лв. за 2014 г., в резултат на увеличените дълготрайни материални активи в частта на съоръженията, машини и оборудване.

Текущите активи от регулирана дейност също нарастват през 2015 г. в размер на 520 хил. лв. спрямо 499 хил. лв. за 2014 г., вследствие на увеличените вземания от клиенти и доставчици.

Дългосрочните задължения от регулирана дейност нарастват през 2015 г. в размер на 6 796 хил. лв. при 4 668 хил. лв. за 2014 г. в резултат на увеличените задължения към финансови институции.

Краткосрочните задължения от регулирана дейност намаляват през 2015 г. в размер на 1 088 хил. лв. спрямо 1 220 хил. лв. за 2014 г., основно от намалените задължения към клиенти и доставчици.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 570 хил. лв. на 470 хил. лв. или със 100 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 емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 75 хил. лв. на 121 хил. лв. или с 46 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 8 100 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 евро/t съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 4 „ТИП в производството” разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 15 knm^3, до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 5 от общия подход.

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) – 131,77 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 123,77 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 3 305 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 929 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 071 хил. лв. и променливи – 1 858 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 962 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,40%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 922 MWh

18. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

С писмо вх. № Е-14-70-5 от 05.04.2016 г. „Оранжерии Гимел” АД за Оранжериен комплекс 200 дка (с. Братаница, обл. Пазарджик) е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложена следната информация:

1. Отчетна информация за изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г.-30.06.2016 г. (Приложение № 3);

2. Отчет на изпълнените и планираните ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите по производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за 2015г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. за електрическата енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh);

5. Цени на горивата, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата на горивата (Приложение № 2);

6. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия за 2014 г., 2015г. и ценовия период 01.07.2015 – 30.06.2016г. (Приложение № 4);

7. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г., в едно със справки от ЕССО;

8. Прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;

9. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за

електрическата енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh);

10. Копие от инвентарна книга – 3 бр.;

11. Технико – икономическа обосновка на предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия;

12. Копие от договор за продажба на ел. енергия;

13. Копие от договор за доставка на природен газ;

14. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване:

Преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 134,77 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 126,77 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Така предложената за утвърждаване цена е изчислена при следните параметри:

- при цена на природен газ – 327,48 лв./knm^3 (без ДДС)
- при акцизна ставка на природния газ от 01.01.2014 г. – в размер на 0,60 лв./GJ.

Обосновката на дружеството е следната:

1. Прогнози

1.1. Производствена програма

*Производствената програма на ко-генерационна ТЕЦ 200 дка с два газобутални двигателя **Jenbacher JMS 616 GS - N. LC /КГ1 – етап I и КГ2 – етап II/** е разработена при следните изходни параметри:*

- начална дата на V-ти ценови период - 01/07/2016
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 - 2,679 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 2,745 MW
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 - 2,192 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2 - 2,211 MW
- собствена консумация на КГ1 и съп. уредби в работен режим - 130 kW /всеки/
- собствена консумация на КГ2 и съп. уредби в работен режим - 115 kW /всеки/
- собствена консумация на трансформатори и съп. уредби в неработен режим - 8 kW /всеки/;

Работата на КГ1 и КГ2 е определена на база прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжериен комплекс 200 дка, като изцяло са съобразени с реално произведените и продадени и/или оползотворени количества електрическа и топлинна енергия през текущия ценови период – 01.07.2015-30.06.2016 г. /данните за месеците април, май и юни, 2016г. са прогнозни и отговарят на заложените в одобрения от КЕВР модел за съответния ценови период./

Прогнозната производствената програма наа ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" за сезон 2016/2017 г. е разработена при следните допускания:

- *Програмата за пропарване на площите /поради биологичните методи на производство/ през летния сезон остава непроменена;*
- *КГ1 и КГ2 ще работят едновременно през месеците от ноември до юни на следващата година, за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за основното – зимно производство на „Оранжерии Гимел" АД;*
- *През топлите месеци ще работи единствено КГ2 и то в ограничен режим - за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за прогонване на росата в сутринните часове и извършване на т.нар. пропарване /и или соларизация/ на почвата.*

1.2.Регулаторна база на активите

За целите на изчисляване на РБА стойността на ДМА е балансовата им стойност към 31.12.2015 г., в размер на 9 439,49 хил. лв.

Към заявлението за предложение за утвърждаване на индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия е представена инвентарна книга към 31.12.2015 г. на ТЕЦ Оранжерия 200 дка и на газопроводи „Оранжерии Гимел" АД към 31.12.2015 г.

1.3.Амортизационна програма

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ 200 дка, е с прогнозна АН от 4%.

1.4.Ремонтна програма

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма ***Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия*** *за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател* ***Jenbacher JMS 616 GS*** *от 0 до 59 999 моточаса на двигателя, а именно:*

- цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на КГ1 - 15,5 евро/h

- цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на КГ2 - 14,5 евро/h

В цената на поддръжката не влиза:

- смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото;

- поддръжка и смяна на свещи;

- др. консумативи;

- провеждане на инспекции.

1.5.Променливи разходи

Променливите разходи за работа на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ през този ценови период са изчислени при начална дата на периода - 01/07/2016 г.

Променливите разходи за прогнозна 2016/2017 г., са както следва:

- *разход на природен газ, при цена на природния газ от 327,48 лв./knm^3:*
- *разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 44 хил. лв.*

/изчислени на база часове работа на двигателя/

- *разход за вода - 4 хил. лв.*
- *разход за ел.енергия - 7 хил. лв.*
- *разходи за акциз на природен газ - 173 хил. лв.*
- *разходи за емисии на CO_2 - 109 хил. лв.*

1.6.Условно – постоянни разходи

През следващия ценови период са заложени следните прогнозни условно – постоянни разходи при работа и на двата ко-генератора:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) - 762 хил. лв.

- разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма) - 354 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) – 153 хил. лв.

- разходи за соц. осигуровки - 26 хил. лв.

забележка:* ***Разходите за заплати и осигуровки отразяват запазването на числеността на персонала в ТЕЦ-а и повишените осигурителни прагове на длъжностите и минималната работна заплата в сила от 01.01.2016 г.*

- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 191 хил. лв. в т.ч. разходи за застраховки 51 хил. лв. и въоръжена и противопожарна охрана - 30 хил. лв. и др.

забележка:* ***Разходите за въоръжена охрана, са изчислени на база подписан анекс към Договор с „Хариота“ ЕООД /който е предоставен в КЕВР/ за увеличаване на стойността на услугата, отново в резултат на повишените осигурителни прагове на длъжностите и минималната работна заплата в сила от 01.01.2016 г.*

1.7.Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

Определянето на капиталовата структура е съгласно чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала” от новоприетите „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.

Структурата за финансиране на ко-генерационната инсталация на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е както следва:

*- **I-ви етап: от ТЕЦ 200 дка:** договор за инвестиционен кредит № 386/09.05.2014 г. на обща стойност 10 757,065 хил. лв., от които 3 960,563 хил. лв. рефинансиране на инвестиционни плащания по ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“. Собствен капитал в проекта 0 лв. Собственото участие в проекта, както бе описано по- горе бе рефинансирано от Уникредит Булбанк АД.*

*- **II-ри етап от ТЕЦ 200 дка -** Изпълнен съгласно Договорно споразумение 002 за инженеринг, реализация и строителство „до ключ“ (EPC) съгласно Общите условия на „Сребърната книгата“ – Първо издание 1999 г. ISBN 2-88432-021-0, Фидик от 16.01.2012 г.; Анекс № 1/15.03.2012г.; Анекс № 2/07.05.2012 г.; Споразумение от 11.12.2012 г.; Анекс № 3/25.04.2013 г. и Споразумение от 25.10.2013 г. от Бавариан Енерджи АД, като сумата по договора бе разсрочена на 60 бр. равни месечни вноски.*

Поради забавяне в плащанията от страна на „Оранжерии Гимел“ АД, Бавариан Енерджи АД цедира вземането си по цитирания по- горе договор на фирмата майка „Гимел“ АД. „Гимел“ АД през м. декември 2015 г. стартира процедура по увеличение на капитала на „Оранжерии Гимел“ АД със сумата на цедираното вземане.

Т.е. в резултат – финансирането на втори етап от ко- генерационната централа се трансформира във финансиране със собствен капитал.

*Сумата, касаеща изпълнението на Договорно споразумение 002 и цедирана на „Гимел“ АД, а в последствие с нея предприето увеличение на капитала е в размер на **3 237 515** лв.*

Документите във връзка с цедираното вземане и предприетото увеличение на капитала на „Оранжерии Гимел“ АД са налични в Търговския регистър.

Същата сума е отразена като собствен капитал в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за предходния ценови период са с 2,45% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 2,84% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 1,78% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 1,43%, последвани от разходите за заплати и възнаграждения с 5,52% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ със 7,30%. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	1 467	1 291	1 460	1 486	26	1,78%	19	1,30%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	762	762	762	762	0	0,00%	0	0,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	347	239	349	354	5	1,43%	7	2,02%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	141	138	145	153	8	5,52%	12	8,51%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	26	25	26	26	0	0,00%	0	0,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	26	25	26	26	0	0,00%	0	0,00%
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.	191	127	178	191	13	7,30%	0	0,00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	159	113	161	168	7	4,35%	9	5,66%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	514,12	397,87	327,48	-70	-17,69%	-157	-32,38%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	347	0	349	354	5	1,43%	7	2,02%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	347	0	349	354	5	1,43%	7	2,02%
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%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	27 084	17 966	26 339	27 087	748	2,84%	3	0,01%
1.1.	гореща вода	MWh	27 084	17 966	26 339	27 087	748	2,84%	3	0,01%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	800	533	781	803	22	2,82%	3	0,38%
2.1.	гореща вода	MWh	800	533	781	803	22	2,82%	3	0,38%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	2,87%	2,88%	2,88%	2,88%	0	-0,02%	0	0,35%
3.1.	гореща вода	%	2,87%	2,88%	2,88%	2,88%	0	-0,02%	0	0,35%
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	27 884	18 499	27 120	27 890	770	2,84%	6	0,02%
4.1.	гореща вода	MWh	27 884	18 499	27 120	27 890	770	2,84%	6	0,02%
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	28 667	18 799	27 651	28 419	768	2,78%	-248	-0,87%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	1 492	963	1 404	1 529	125	8,90%	37	2,51%
		%	5,20%	5,12%	5,08%	5,38%	0,003	5,96%	0,002	3,41%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	27 175	17 837	26 247	26 890	643	2,45%	-285	-1,05%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	27 175	17 837	26 247	26 890	643	2,45%	-285	-1,05%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	72 635	46 242	69 762	71 723	1 961	2,81%	-911	-1,25%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	72 635	46 242	69 762	71 723	1 961	2,81%	-911	-1,25%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0,000	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	76,76%	79,51%	77,39%	77,39%	0,0000	0,00%	0,006	0,83%
10	Топлинна ефективност	%	37,29%	38,85%	37,76%	37,77%	0,0001	0,03%	0,005	1,28%
11	Електрическа ефективност	%	39,47%	40,65%	39,64%	39,62%	-0,0001	-0,03%	0,002	0,39%
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	216	198	203	203	0	0,01%	-13	-5,86%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	113	106	109	109	0	0,01%	-4	-3,56%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	27 084	17 966	26 339	27 087	748	2,84%	3	0,01%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	27 084	17 966	26 339	27 087	748	2,84%	3	0,01%
	гореща вода	MWh	27 084	17 966	26 339	27 087	748	2,84%	3	0,01%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Оранжерии Гимел“ АД – 200 дка

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представените справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност е видно, че през 2015 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия ***ТЕЦ „Оранжерия 200 дка”*** отчита *печалб*а в размер на 176 хил. лв., която намалява спрямо отчетената през 2014 г. в размер на 669 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**

2015 г. спрямо 2014 г. с 42,70%;

- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 37,85%.**

Общата стойност на нетекущите активи от регулирана дейност намалява през 2015 г. в размер на 9 440 хил. лв. спрямо 10 202 хил. лв. за 2014 г., в резултат на намалените дълготрайни материални активи в частта на съоръженията, машини и оборудване.

Текущите активи от регулирана дейност също намаляват през 2015 г. в размер на 616 хил. лв. спрямо 787 хил. лв. за 2014 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 № 1 „Разходи” са направени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са намалени от 762 хил. лв. на 646 хил. лв., или със 116 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 емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 109 хил. лв. на 168 хил. лв. или с 59 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 11 247 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 евро/t съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 4 „ТИП в производството” разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 206 knm^3 до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2015 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

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) – 125,80 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 117,80 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 4 414 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 3 874 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 370 хил. лв. и променливи – 2 504 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 9 081 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,95%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 890 MWh

19. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

С писмо вх. № Е-14-73-3 от 19.04.2015 г. „Оранжерии Гимел II” ЕООД е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложена следната информация:

1. Отчетна информация за изпълнените и планирани технико–икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г.-30.06.2016 г. (Приложение № 3);

2. Отчетна на изпълнените и планираните ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите по производство на топлинна и електрическа енергия и пренос (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. за електрическата енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh);

5. Цени на горивата, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата на горивата (Приложение № 2);

6. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия за 2014г., 2015г. и ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (Приложение № 4).

7. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г., в едно със справки от ЕССО;

8. Прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. – справки от № 1 до № 9;

10. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за електрическата енергия, както следва: бруто (MWh), собствени нужди (MWh) и нето (MWh);

11. Копие от инвентарна книга – 3 бр.;

12. Технико–икономическа обосновка на предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия;

13. Копие от договор за продажба на ел. енергия;

14. Копие от договор за доставка на природен газ;

15. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване:

1. Преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 167,26 лв./MWh, в т.ч.:
   - индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия –159,26 лв./MWh;
   - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при цена на природен газ - 327,48 лв./knm^3 (без ДДС)

Обосновката на дружеството е следната:

През м. декември 2013 г. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД въвежда в експлоатация ко-генерационна централа с газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS- N.L. с номинална електрическа мощност от 3,044 MW и номинална топлинна мощност от 3,035 MW в едно с всички съпътстващи съоръжения, площадкови мрежи и сгради за неговото нормално и едновременно с това максимално ефективно функциониране, както и свързването му с електроразпределителната мрежа на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.

2. Прогнози

*Производствената програма на ко-генерационна инсталация с газобутален двигател **Jenbacher JMS 620 GS- N.L.** е разработена при следните изходни параметри:*

- начална дата на прогнозите - 01/7/2015
- номинална инсталирана електрическа мощност - 3,044 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност - 3,035 MW
- нормално средногодишно натоварване на когенератора - 85%
- електрическа мощност при 85% натоварване - 2,600 MW
- топлинна мощност при 85% натоварване - 2,592 MW

2.1. Инвестиционна програма

Общата стойност на активите, участващи в РБА, при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия е в размер на 5 846,73 хил. лв.

2.2. Амортизационна програма

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

2.3. Ремонтна програма

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за поддръжка от ***Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия*** *за превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател* ***Jenbacher JMS 620 GS N.L.*** *от 0 до 59 999 моточаса на двигателя, а именно:*

- общи разходи за ремонт и поддръжка - 131 хил. лв.
- цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа на когенерацията - 18 евро/h

В цената на поддръжката не влиза:

- смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото;
- поддръжка и смяна на свещи;
- др. консумативи;
- провеждане на инспекции.

2.4. Променливи разходи

Променливите разходи за работа на когенерационната инсталация през първата година, са изчислени при следните изходни параметри:

- начална дата на работа на когенератора - 01.07.2016 г.
- цена на природен газ - 327,48 лв./knm^3.
- разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 25 хил. лв.
/изчислени на база часове работа на двигателя/
- разход за вода - 3 хил. лв.
- разход за ел. енергия - 2 хил. лв.
- разход за външни услуги - 6 хил. лв.
- разходи за акциз на природен газ - 58 хил. лв.

2.5. Условно – постоянни разходи

През първата година от дейността на когенерационната система, са заложени следните прогнозни условно – постоянни разходи:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) - 412 хил. лв.
- разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма) - 131 хил. лв.
- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 11 души) - 135 хил. лв.
- разходи за соц.осигуровки - 27 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 95 хил. лв., в т.ч.:

- *разходи за застраховки - 32 хил. лв.*
- *въоръжена и противопожарна охрана - 28 хил. лв.*
- *данъци и такси - 2 хил. лв.*
- *други, описани в справка № 1 - 33 хил. лв.*

2.6. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

Определянето на капиталовата структура е съгласно чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала" от новоприетите „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.

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.

В резултат структурата за финансиране на ко- генерационната инсталация на Оранжерии Гимел II ЕООД – ТЕЦ Оранжерия Левски е както следва:

- *договор за инвестиционен кредит № 387/09.05.2014г. на обща стойност*

6 649,822 хил. лв., от които 6 138 хил. лв. рефинансиране на инвестиционни плащания по ТЕЦ „Оранжерия Левски", при определени финансови условия. Собственото участие в проекта, както бе описано по- горе бе рефинансирано от Уникредит Булбанк АД.

При така зададените изходни параметри, съгласно справка № 3 нормата на възвръщаемост е 5,33%.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 8,26% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 8,05% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 0,63% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 1,50% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 10,47%. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	818	774	795	800	5	0,63%	-18	-2,20%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	412	420	420	412	-8	-1,90%	0	0,00%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	150	121	131	131	0	0,00%	-19	-12,67%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	124	126	133	135	2	1,50%	11	8,87%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	26	23	25	27	2	8,00%	1	3,85%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	26	23	25	27	2	8,00%	1	3,85%
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.	106	84	86	95	9	10,47%	-11	-10,38%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	79	70	84	77	-7	-8,33%	-2	-2,53%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	530,31	396,43	327,48	-69	-17,39%	-157	-32,38%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	150	121	131	131	0	0,00%	-19	-12,67%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	150	121	131	131	0	0,00%	-19	-12,67%
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	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	12 461	8 404	8 449	9 129	680	8,05%	-3 332	-26,74%
1.1.	гореща вода	MWh	12 461	8 404	8 449	9 129	680	8,05%	-3 332	-26,74%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	320	215	217	234	17	7,83%	-86	-26,88%
2.1.	гореща вода	MWh	320	215	217	234	17	7,83%	-86	-26,88%
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	-0,19%	0	-0,18%
3.1.	гореща вода	%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	0	-0,19%	0	-0,18%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	12 781	8 619	8 666	9 363	697	8,04%	-3 418	-26,74%
4.1.	гореща вода	MWh	12 781	8 619	8 666	9 363	697	8,04%	-3 418	-26,74%
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	12 780	8 645	8 691	9 391	700	8,05%	-3 389	-26,52%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	672	473	462	482	20	4,33%	-190	-28,24%
		%	5,26%	5,47%	5,32%	5,13%	-0,002	-3,45%	-0,001	-2,35%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	12 108	8 172	8 229	8 909	680	8,26%	-3 199	-26,42%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	12 108	8 172	8 229	8 909	680	8,26%	-3 199	-26,42%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					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	32 705	21 572	21 616	24 011	2 395	11,08%	-8 694	-26,58%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	32 705	21 572	21 616	24 011	2 395	11,08%	-8 694	-26,58%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	77,18%	79,03%	79,29%	77,13%	-0,022	-2,73%	0,000	-0,06%
10	Топлинна ефективност	%	38,10%	38,96%	39,09%	38,02%	-0,011	-2,73%	-0,001	-0,21%
11	Електрическа ефективност	%	39,08%	40,08%	40,21%	39,11%	-0,011	-2,72%	0,000	0,09%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	216	199	199	204	6	2,80%	-11	-5,25%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	113	107	107	110	3	2,80%	-3	-2,48%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	12 461	8 404	8 449	9 129	680	8,05%	-3 332	-26,74%
10.1.	гореща вода	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	MBтч					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	MBтч	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	MBтч	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	12 461	8 404	8 449	9 129	680	8,05%	-3 332	-26,74%
	гореща вода	MWh	12 461	8 404	8 449	9 129	680	8,05%	-3 332	-26,74%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

От представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД г. е видно, че дружеството отчита *загуба* в размер на 614 хил. лв., а през 2014 г. отчита *загуба* в размер на 1 074 хил. лв. От отчета за дохода могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 15,14%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 13,29%.**

Общата стойност на нетекущите активи към 31.12.2015 г. намалява с 6% спрямо предходния отчетен период, в резултат на намалените дълготрайни материални активи в частта машини и съоръжения.

Текущите активи се увеличават на 5 795 хил. лв. за 2015 г. от 5 539 хил. лв. за 2014 г. в резултат на ръста на търговските вземания от клиенти и доставчици, както и на материалните запаси.

Собственият капитал към 31.12.2015 г. бележи ръст на 4 519 хил. лв. от 4 133 хил. лв. за 2014 г. в резултат на намалената непокрита загуба.

В тази връзка, съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,54, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Задълженията на дружеството са само текущи и спрямо предходната година са намалени от 10 245 хил. лв. за 2014 г. на 9 588 хил. лв. за 2015 г., вследствие намалените задължения по краткосрочни банкови заеми

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,60, 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 0,47. Стойността на този показател е свързан с недостиг на собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните задължения.

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г., показват, че стойността на общата ликвидност е под минимално изискващите се нива, което означава, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения, не притежава достатъчно собствен ресурс за инвестиране в нови дълготрайни активи и за обслужване на финансовите си задължения.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи” са намалени разходите за амортизации в производството са от 412 хил. лв. на 352 хил. лв. или с 60 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

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

3. В справка № 4 „ТИП в производството” разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 62 knm^3 до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 5 от общия подход;

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) – 153,65 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 145,65 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 1 839 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 1 541 хил. лв., от които условно-постоянни – 740 хил. лв. и променливи – 801 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 5 583 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,33%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 909 MWh.

20. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

С писмо с вх. № Е-14-76-2 от 04.04.2016 г. „Инертстрой-Калето” АД, гр. Мездра е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е приложило следната информация и документи:

1. Прогнозна информация за новия ценови период от 01.07.2016 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Отчетна информация за 2015 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
3. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. с всички приложения към него, вкл. доклад за дейността на дружеството;
4. Договор за изкупуване на електрическа енергия с „ЧЕЗ разпределение България“ АД;
5. Справки - Приложение № 2, Приложение № 3 и Приложение № 4;
6. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението;

Дружеството е предложило за утвърждаване:

Преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 185,98 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 177,98 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при цена на компресиран природен газ - 502,21 лв./knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

1. Описание на централата:

През м. февруари 2015 г. дружеството е въвело в експлоатация нов газобутален двигател Caterpillar-G3516H, с номинална електрическа мощност 2,027 MW, номинална топлинна мощност от 1,902 MW и е изградило сграда за когенератора, оборудване към сграда за когенератор, резервоар за топла вода с вместимост 1500 m^3, ново БКТП за връзка с електроразпределителната мрежа, далекопровод, транформатор, килия в подстанция, газопровод.

Дружеството настоява да се вземат предвид следните обстоятелства:

1. Доставчикът на компресиран газ е уведомил, че трябва да се увеличи цената на компресирането и доставката на газа на 185-190 лв./knm^3;

2. Разрешените 4500 h работа на ко-генерацията няма да са достатъчни за отоплението на оранжерията. За новия ценови период дружеството предлага да бъдат предвидени 4900-5000 h работа;

3. Извършен е непредвиден ремонт на машината /извънгаранционен/. Подменен е бил интерколекторът, на стойност около 50 000 лв., без ДДС. Тази сума, по изчисления на дружеството, е с 5,50 лв. допълнителен разход на MWh и то няма възможност за компенсиране на този разход.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (01.07.2016 – 30.06.2017 г.) дружеството не е представило коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация на технико-икономическите показатели.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 4,63% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 4,55% и с 10,13% на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	608	670	670	701	31	4,63%	93	15,30%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	153	158	158	158	0	0,00%	5	3,27%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	202	242	242	253	11	4,55%	51	25,25%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	96	95	95	98	3	3,16%	2	2,08%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	17	17	17	18	1	5,88%	1	5,88%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	17	17	17	18	1	5,88%	1	5,88%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	140	158	158	174	16	10,13%	34	24,29%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	63	86	100	97	-3	-3,00%	34	53,97%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	584,26	535,61	524,69	502,21	-22	-4,28%	-82	-14,04%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	202	242	242	253	11	4,55%	51	25,25%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	202	242	242	253	11	4,55%	51	25,25%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	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

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

„Инертстрой - Калето“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. отчита нетна *печалба* в размер на 2 212 хил. лв. при 2 247 хил. лв. за 2014 г.

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

- **Нетните приходи от продажби на продукция за 2015 г. намаляват спрямо 2014 г. с 8,15%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 22,36%.**

Общата стойност на нетекущите активи през 2015 г. нараства в размер на 9 167 хил. лв. при 7 487 хил. лв. за 2014 г., основно от увеличените дълготрайни материални активи в частта - машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи също нарастват през 2015 г. в размер на 12 039 хил. лв. при 6 725 хил. лв. за 2014 г., в резултат на значителния ръст на другите вземания, последвани от увеличените материални запаси в частта на незавършеното производство.

Собственият капитал на дружеството нараства през 2015 г. в размер на 12 726 хил. лв. от 10 664 хил. лв. през 2014 г., вследствие на увеличените други резерви.

Дългосрочните задължения нарастват през 2015 г. спрямо 2014 г. в размер на 5 643 хил. лв. от 992 хил. лв., което се дължи на увеличените задължения към финансови предприятия и другите задължения.

Краткосрочните задължения също нарастват през 2015 г., спрямо 2014 г. в размер на 1 552 хил. лв. от 1 326 хил. лв. в резултат на увеличените задължения към финансови предприятия.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г. спрямо 31.12.2014 г., е видно, че:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за 2015 г. е 1,38, 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 2015 г. е 7,75, 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 1,76, което е индикатор, че дружеството е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 158 хил. лв. на 136 хил. лв., или с 22 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;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 253 хил. лв. на 242 хил. лв. или с 11 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2015 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- общите разходи за заплати и възнаграждения са коригирани от 98 хил. лв. на 95 хил. лв. или с 3 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 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 6,65% на 5,73%, в съответствие с т. 41 от „Указания НВ“- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия

подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството” са извършени следните корекции:

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 235 knm^3 на стойност 114 хил. лв., до достигане на изискуемите параметри на общата енергийна ефективност за наличие на ВЕКП в съответствие с т. 5 от общия подход;

- собствените нужди от електрическа енергия са коригирани от 1 000 MWh (9,09%) на 987 MWh (8,88%) до достигане на отчетената стойност през 2015 г., в съответствие с т. 7 от общия подход.

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) – 170,54 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 162,54 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 2 414 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 258 хил. лв., от които условно-постоянни – 665 хил. лв. и променливи – 1 593 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 446 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,86%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 023 MWh

21. „З-Пауър“ ООД

С писмо с вх. № Е-14-62-1 от 04.04.2016 г. „Скът“ ООД („З-Пауър“ ООД е правоприемник на „Скът“ ООД, за което е уведомена Комисията) е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическата енергия, към което е представило следните документи и информация:

1. Отчетна информация за 2015 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;
2. Прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
3. Средна цена на природен газ за 2015 г. и 2016 г.;
4. Отчетна информация за изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2015 г. и прогнозна такава за новия ценови период (Приложение № 3);
5. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа и топлинна енергия за 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (Приложение № 4);
6. Неодитиран годишен финансов отчет за 2015 г.;
7. Договор за продажба на електрическа енергия и приложение към него;
8. Договор за доставка на гориво;
9. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, в размер на **150,12 лв./MWh.**

Изчисленията са направени с цена на природен газ 457,79 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, чл. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh.

С писма с вх. № Е-12-00-151 от 10.05.2016 г. и № Е-14-62-1 от 13.05.2016 г. „З-Пауър“ ООД е изпратило копие от договор от 21.04.2016 г. за покупко – продажба на когенерационна ТЕЦ, собственост на „Скът“ ООД и допълнително заявява, че иска да му бъде утвърдена цена и на топлинна енергия с гореща вода.

Дружеството е изпратило допълнителна информация на 20.05.2016 г. по електронна поща.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период, подадено от „Скът“ ООД, не е представено коректно попълнено Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.) 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.

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	583	668	0	902	902	0,00%	319	54,72%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	115	115		170	170	0,00%	55	47,83%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	265	315		458	458	0,00%	193	72,83%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	60	95		105	105	0,00%	45	75,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	21	21	0	25	25	0,00%	4	19,05%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	21	21		25	25	0,00%	4	19,05%
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.	122	122		144	144	0,00%	22	18,03%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	60	60		65	65	0,00%	5	8,33%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	543,67	457,79		457,79	458	0,00%	-86	-15,80%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	265	315	0	458	458	0,00%	193	72,83%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	265	315		458	458	0,00%	193	72,83%
I.2.	по преноса	хил. лв.	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%

„Скът“ ООД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г. на „Скът" ООД

„Скът" ООД съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2015 г., отчита *загуба* в размер на 26 хил. лв., която намалява спрямо 2014 г. когато *загубата* е в размер на 69 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 2015 г. спрямо 2014 г. с 383,69%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват през 2015 г. спрямо 2014 г. с около 102%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2015 г. в размер на 5 864 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 6 185 хил. лв., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на съоръжения.

Текущите активи нарастват през 2015 г. в размер на 2 531 хил. лв. от 1 925 хил. лв. за 2014 г., в резултат на увеличените суровини и материали, на увеличените вземания от клиенти и доставчици и парични наличности.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2015 г. и е в размер на 363 хил. лв. спрямо 2014 г., когато е в размер на 389 хил. лв. в резултат на натрупаната непокрита загуба от минали години.

Общо задълженията на дружеството нарастват през 2015 г. в размер на 8 032 хил. лв. при 7 721 хил. лв. за 2014 г., основно от увеличените краткосрочни задължения към 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, както и невъзможността дружеството 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 дружеството да покрие текущите си задължения.

Образуване на цените

1. В справка № 1 „Разходи" разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 105 хил. лв. на 95 хил. лв. или с 10 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2015 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала" НВ на привлечения капитал е коригирана от 7,6% на 5,73%, в съответствие с т. 41 от „Указания НВ"- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход;

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- коригирана е изцяло производствената програма на дружеството, в зависимост от техническите характеристики на енергийните съоръжения, в съответствие с т.4 от общия подход;
- собствените нужди от електрическа енергия са коригирани от 2 457 MWh (11,57%) на 1 557 MWh (7,33%) в съответствие с т. 7 от общия подход.

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) – 131,92 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 123,92 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) – 15,95 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 3 378 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 097 хил. лв., от които условно-постоянни – 892 хил. лв. и

променливи – 2 205 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 4 669 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,02%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 671 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 557 MWh.

22. ЧЗП „Румяна Величкова”

С писмо вх. № Е-14-59-3 от 31.03.2016 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило следната информация:

1. Отчетна информация за 2015 г. и за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г., както и прогноза за периода от 01.07.2016 г., с приложени справки от № 1 до №9;
2. Обяснителна записка по предлаганата цена на електрическа енергия;
3. Справка по чл. 4, ал. 4 от Наредба № РД-16-267 за 2015 г.;
4. Средна цена на природен газ - приложение № 2;
5. Отчет на инвестиционна и ремонтна програми, на технико-икономическите показатели за 2015 г. и за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г., както и прогнозни данни за периода от 01.07.2016 г. - приложение № 3;
6. Отчет за продадените количества електрическа енергия – приложение № 4;
7. Одитиран годишен финансов за 2015 г.;
8. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване:
Цена на комбинирана електрическа енергия - 122,48 лв./MWh
Преференциална добавка на КЕВР - 10,00 лв./MWh
Преференциална цена на електрическата енергия - 132,48 лв./MWh.

Изчисленията са извършени с цена на природния газ - 405,56 лв./knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на един газов когенератор, тип „BHKW JMS 612 GS-N.LC”, производство на „Йембахер” – Австрия, с инсталирана електрическа мощност N_{el} = 1 850 kW и топлинна мощност 1820 kW .

Когенераторът е изграден в оранжерията на ЧЗП „Румяна Величкова” в с. Трудовец, Ботевградско. Когенераторът е въведен в експлоатация в началото на 2008 г.

***1.** ПРОИЗВОДСТВЕНАТА ПРОГРАМА на когенератора е подчинена на програмата на оранжерията.*

През 2015 г., както и през предходната година, оранжерията е работила по схемата на януарско засаждане, с намерение за рекултивация през летните месеци.

През 2015 г. оранжерията започна работа с януарско засаждане и когенераторът е работил- 4 285 часа, като е произведена 7 928 MWh електрическа енергия и е опусната 7397 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия, съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

Така при януарско разсаждане и рекултивация през летните месеци и производство до края на годината, така се очаква когенераторът през следващия експлоатационен период да изработи около 4 500 часа и да произведе:

Електрическа енергия бруто.....8 150 MWh
Електроенергия за собствени нужди..... 500 MWh
Електроенергия за продажба.....7 650 MWh
Топлинна енергия за консумация в оранжерията.....8 385 MWh.

***2.** ИНВЕСТИЦИОННА И РЕМОНТНА ПРОГРАМА ЗА 2014 г.и 2015 г.*

През 2014 г. е извършен среден ремонт на когенерационния агрегат, който се полага след като агрегата изработи 30 000 h.

Ремонтът е свързан със сериозен разход на инвестиции, които увеличават дълготрайните материални активи на когенерационната инсталация.

През 2015 г. е извършен текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за експлоатационен сервиз със фирмата, която сервизно обслужва когенерационната инсталация.

През 2016 г. ще се извърши текущ ремонт и поддържане на когенерационната инсталация, която се предвижда на всеки 2 000 h.

РАЗХОДИ

Отчетната информация за приходите от продажба на електрическа енергия на „ЧЕЗ разпределение“ АД е представена в Приложение № 4. Топлинната енергия изцяло се консумира от оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

Размерът на ДМА на когенерационната инсталация е посочен в инвентарната книга на фирмата към 31.12.2015 г., начислените амортизационни отчисления са за 15-годишен период.

Всички разходи за когенерационната инсталация са на обичайното ниско ниво.

УПР имат също обичайното ниско ниво за когенерационната инсталация.

Променливите разходи, повечето от които покриват разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и също са силно ограничени.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството са отчетени с 16,43% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 16,46% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са по-ниски с 15,91%, а за топлинна енергия с гореща вода с 16,46% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период е предложено увеличение на общата стойност на УПР с 20,08% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), като разходите за ремонт са с ръст от 316,67%, последвани от разходите за амортизации с 29,17%, разходите за заплати и възнаграждения с 14,29% и с 19,05% на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	273	244	244	293	49	20,08%	20	7,33%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	78	168	168	168	49	29,17%	90	115,38%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	55	12	12	50	38	316,67%	-5	-9,09%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	47	35	35	40	5	14,29%	-7	-14,89%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	8	8	8	10	2	25,00%	2	25,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	8	8	8	10	2	25,00%	2	25,00%
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.	85	21	21	25	4	19,05%	-60	-70,59%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	524,06	415,72	405,56	-10	-2,44%	-79	-16,25%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	55	12	12	50	38	316,67%	-5	-9,09%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	55	12	12	50	38	316,67%	-5	-9,09%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	9 500	8 153	7 200	8 385	1 185	16,46%	-1 115	-11,74%
1.1.	гореща вода	MWh	9 500	8 153	7 200	8 385	1 185	16,46%	-1 115	-11,74%
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	9 500	8 155	7 200	8 385	1 185	16,46%	-1 115	-11,74%
4.1.	гореща вода	MWh	9 500	8 155	7 200	8 385	1 185	16,46%	-1 115	-11,74%
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	9 200	7 928	7 000	8 150	1 150	16,43%	-1 050	-11,41%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	550	531	400	500	100	25,00%	-50	-9,09%
		%	5,98%	6,70%	5,71%	6,13%	0,004	7,36%	0,002	2,62%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	8 650	7 397	6 600	7 650	1 050	15,91%	-1 000	-11,56%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	8 650	7 397	6 600	7 650	1 050	15,91%	-1 000	-11,56%
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	23 070	19 506	19 945	20 279	334	1,67%	-2 791	-12,10%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	23 070	19 506	19 945	20 279	334	1,67%	-2 791	-12,10%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0				0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	81,06%	82,43%	71,20%	85,00%	0,138	19,39%	0,039	4,86%
10	Топлинна ефективност	%	41,18%	41,80%	36,10%	45,80%	0,097	26,87%	0,046	11,22%
11	Електрическа ефективност	%	39,88%	40,63%	35,10%	40,00%	0,049	13,97%	0,001	0,30%
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} /					0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	9 500	8 153	7 200	8 385	1 185	16,46%	-1 115	-11,74%
10.1.	гореща вода	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	MBтч					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	MBтч	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	MBтч	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	9 500	8 153	7 200	8 385	1 185	16,46%	-1 115	-11,74%
	гореща вода	MWh	9 500	8 153	7 200	8 385	1 185	16,46%	-1 115	-11,74%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

ЧЗП „Румяна Величкова”

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. ЧЗП „Румяна Величкова“ отчита *печалба* в размер на 325 хил. лв., която е увеличена спрямо предходната година, когато е била 120 хил. лв.

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

- **Общите приходи за 2015 г. са увеличени спрямо предходната година със 7%;**
- **Общите разходи са увеличени с 1,7%.**

Общата стойност на нетекущите активи към 31.12.2015 г. е намалена с 18,36% спрямо предходния отчетен период, вследствие на намалените дълготрайните материални активи в частта машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи незначително са увеличени спрямо предходната година от 2 320 хил. лв. за 2014 г. на 2 343 хил. лв. за 2015 г., дължащо се основно на увеличение на паричните средства.

Собственият капитал за 2015 г. се увеличава на 2 782 хил. лв. спрямо 2014 г., когато е 2 506 хил. лв. от ръста на текущата печалба.

В тази връзка съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за 2015 г. е 1,97 спрямо 1,45 за 2014 г., което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Дружеството няма дългосрочни задължения, а текущите задължения към 31.12.2015 г. са намалени с 43% спрямо предходната година от 1 292 хил. лв. на 737 хил. лв.

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 3,18 спрямо 1,8 за 2014 г., което е индикатор, че дружеството 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 3,77 спрямо 1,94 за 2014 г. и показва, че дружеството разполага със собствен капитал за обезпечаване обслужването на задълженията.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи” разходите за амортизация са коригирани от 168 хил. лв. на 104 хил. лв., или с 64 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.

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) – 103,75 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 95,75 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 1 069 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 1 004 хил. лв., от които условно-постоянни – 229 хил. лв. и променливи – 775 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 970 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 6,67%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 650 MWh**.**

23. „Алт Ко” АД

С писмо с вх. № Е-14-58-2 от 06.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, към което е приложена следната информация:

1. Отчетна информация за изпълнените и планирани технико–икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г.-30.06.2016 г. (Приложение № 3);

2. Отчетна на изпълнените и планираните ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите по производство на топлинна и електрическа енергия и пренос (Приложение № 3);

3. Справка за среднопретеглени цени на горивата (приложение № 2);

4. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., съгласно справки от № 1 до № 9;

5. Прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., с приложени справки от № 1 до № 9;

6. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г., вкл. годишен доклад за дейността;

7. Отчетна информация за 2015 г. по ЕССО;

8. Обяснителна записка към заявлението

9. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване:

- Цена на електрическа енергия от когенератора - 123,57 лв./MWh
- Добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 8,00 лв./MWh
- Преференциална цена на електрическа енергия - 131,57 лв./MWh

Изчисленията на направени с цена на природен газ 312,21 лв./knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

I. ОТЧЕТНИ ДАННИ ЗА 2015 г.

1. В отчета за разходите амортизациите са в размер на 289 хил. лв., която стойност е получена както следва:

1.1. В писмо № 47/21.03.2014 г. до КЕВР с вх. № Е-14-58-3/24.03.2014 г. е подробно описана методиката за разпределяне на активите в регулирана и нерегулирана дейности. Към същото писмо са приложени инвентарни книги и счетоводни справки, от които е видно, че към 31.12.2013 г. отчетната стойност на активите за регулирана дейност възлиза на 3 950 627 лв.

1.2. В периода между 31.12.2013 г. и 31.12.2015 г. в резултат на движение на активите (отписани и записани) и след прилагане правилата за разпределяне в регулирана и нерегулирана дейност, отчетната стойност на активите в регулирана дейност към 31.12.2015 г. е 3 950 286 лв.

1.3. Към упоменатите по-горе активи е приложена амортизационна норма за полезен живот 25 г. - за сгради, 15 г. - за машини и съоръжения и 10 г. - за транспортни средства.

2. Работната заплата е в размер на 232 хил. лв., което е увеличение с 15 хил. лв. спрямо планираното, дължащо се на повишаване заплатите на персонала в регулираната дейност с около 7%, свързано с две поредни повишавания на минималната работна заплата и допълнителна натовареност в резултат на ежедневна отчетност свързана с прогнозиране на свободния пазар на електроенергия и новите правила за търговия с природен газ. Тук следва да се има предвид, че поради спиране работата на оранжерия „Кресна“ за около 5 месеца през втората половина на 2015 г. част от персонала е бил в неплатен отпуск през това време т. е., ако това не е било така, то работната заплата щеше да възлезе на около 255 хил. лв.

3. Разходите за ремонт са намалени поради намалената работа на ко-генератора през втората половина на 2015 г., тъй като основната ремонтна дейност е свързана с договор с Филтър ООД, който договор е представен на КЕВР в предходния регулаторен период.

4. Регулаторната база на активите е разработена като е записана отчетната им стойност и амортизацията им от датата на въвеждане в експлоатация до 31.12.2015 г.

5. В отчета за разходите са включени платени емисии парникови газове, произтичащи от частта гориво, изразходвано за ко-генерационната инсталация. Частта от горивото, изразходвано за ко-генерационната инсталация е 58,29% от общото гориво използвано от дружеството, а останалото е гориво за котли. Това се налага, поради липсата на безплатни емисии в дружеството. Приложени са документи, доказващи закупуването на емисиите и цената им.

6. Оборотният капитал в отчета за 2015 г. е определен на база 1/8 от признатите годишни разходи.

7. Към 31.12.2015 г. Дружеството няма привлечен капитал.

II. ОТЧЕТНИ ДАННИ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г.

1. В отчетните данни за разходите в този период са отразени разходи за ремонт в размер на 126 хил. лв., съответстващи на договора с Филтър ООД, както и извършените аварийни ремонти от същата фирма.

2. В отчета са включени и закупените емисии парникови газове, описани по-горе, доколкото те се отнасят за 2015 г.

III. ПРОГНОЗЕН ПЕРИОД 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.

1. Разходите за ремонт съответстват на договора за текущо поддържане, упоменат по-горе, а разходите за заплати са увеличени, поради факта, че през този регулаторен период няма прекъсване на работата на оранжерия „Кресна“ и персоналът, който е бил в неплатен отпуск, ще бъде на работа.

2. В разходите са включени такива за емисии парникови газове, като причините за това са изложени по-горе.

3. Разходите, пряко свързани с регулираната дейност, са завишени с 3 хил. лв. в част „материали за текущо поддържане“, тъй като в този регулаторен период идва ред за подмяна на уплътнителите китове на всички помпи в помпените възли.

4. Разходите за работна заплата са такива, каквито биха били ако през 2015 г. не се бе наложило 5-месечно спиране работата на оранжерията.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 45,06% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 38,28% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 12,16% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), в резултат на ръст на разходите за ремонт с 44,44% и разходите за заплати и възнаграждения с 12,55%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Влиянието на изменението на отчетените технико-икономически показатели спрямо прогнозните стойности е показано в следващата таблица:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	709	760	773	867	94	12,16%	158	22,28%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	167	289	289	289	0	0,00%	122	73,05%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	212	133	126	182	56	44,44%	-30	-14,15%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	217	232	231	260	29	12,55%	43	19,82%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	36	41	41	47	6	14,63%	11	30,56%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	36	41	41	47	6	14,63%	11	30,56%
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.	77	65	86	89	3	3,49%	12	15,58%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	65	45	45	45	0	0,00%	-20	-30,77%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	543,32	384,50	312,21	-72	-18,80%	-172	-35,53%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	212	133	126	182	56	44,44%	-30	-14,15%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	212	133	126	182	56	44,44%	-30	-14,15%
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	Димениция	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	11 582	5 563	6 606	9 135	2 529	38,28%	-2 447	-21,13%
1.1.	гореща вода	MWh	11 582	5 563	6 606	9 135	2 529	38,28%	-2 447	-21,13%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	550	280	310	440	130	41,94%	-110	-20,00%
2.1.	гореща вода	MWh	550	280	310	440	130	41,94%	-110	-20,00%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	4,53%	4,79%	4,48%	4,60%	0,001	2,52%	0,001	1,36%
3.1.	гореща вода	%	4,53%	4,79%	4,48%	4,60%	0,001	2,52%	0,001	1,36%
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	12 132	5 843	6 916	9 575	2 659	38,45%	-2 557	-21,08%
4.1.	гореща вода	MWh	12 132	5 843	6 916	9 575	2 659	38,45%	-2 557	-21,08%
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	12 469	6 076	6 771	9 799	3 028	44,72%	-2 670	-21,41%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	801	469	452	630	178	39,38%	-171	-21,35%
		%	6,42%	7,72%	6,68%	6,43%	-0,002	-3,69%	0,0001	0,08%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	11 668	5 607	6 319	9 169	2 850	45,10%	-2 499	-21,42%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	11 567	5 564	6 261	9 082	2 821	45,06%	-2 485	-21,48%
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	101	43	58	87	29	50,00%	-14	-13,86%
		%	0,81%	0,71%	0,86%	0,89%	0,000	3,65%	0	9,61%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	29 779	14 423	16 435	23 903	7 468	45,44%	-5 876	-19,73%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	29 779	14 423	16 435	23 903	7 468	45,44%	-5 876	-19,73%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,76%	80,70%	81,39%	79,21%	0	-2,68%	0	-1,92%
10	Топлинна ефективност	%	38,89%	38,57%	40,19%	38,22%	0	-4,92%	0	-1,74%
11	Електрическа ефективност	%	41,87%	42,13%	41,20%	40,99%	0	-0,49%	0	-2,09%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	208	210	208	212	4	1,82%	4	1,89%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	107	107	107	109	2	2,09%	2	2,27%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	11 582	5 563	6 606	9 135	2 529	38,28%	-2 447	-21,13%
10.1.	гореща вода	МВтч	11 582	5 563	6 606	9 135	2 529	38,28%	-2 447	-21,13%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„Алт Ко” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Финансовият резултат на „Алт Ко" АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. е *печалба* в размер на 255 хил. лв., която е незначително увеличена спрямо предходната година, когато е в размер на 249 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 3,5%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват с 8%.**

Нетекущите активи на дружеството намаляват от 3 525 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 3 062 хил. лв. към 31.12.2015 г. основно от намалените машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи се увеличават от 1 428 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 2 222 хил. лв. към 31.12.2015 г. от ръста на материалните запаси, вземанията от клиенти и доставчици и на паричните средства в безсрочни депозити.

Собственият капитал се увеличава от 4 846 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 5 001 хил. лв. към 31.12.2015 г., като увеличението се дължи на увеличената неразпределена печалба.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 1,63, което означава, че дружеството разполага достатъчен размер собствен капитал да инвестира в нови дълготрайни активи.

Дългосрочните задължения на дружеството са изцяло задължения към персонала, които намаляват от 47 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 44 хил. лв. към 31.12.2015 г.

Краткосрочните задължения се увеличават от 80 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 264 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на ръста на задълженията отчетени в перо „други"

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 8,41, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за 2015 г. е 16,24, което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствен капитал да покрива дългосрочните и краткосрочните си задължения.

От представените справки по ЕССО е видно, че за 2015 г. дружеството отчита печалба от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" в размер на 29 хил. лв., при отчетена печалба от 32 хил. лв. за 2014 г.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизация са коригирани от 289 хил. лв. на 240 хил. лв. или с 49 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА" и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 182 хил. лв. на 126 хил. лв. или с 56 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

-разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 260 хил. лв. на 231 хил. лв., или с 29 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2015 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 № 4 „ТИП в производството" разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 67 knm^3 на стойност 20 хил. лв. до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 5 от общия подход.

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) – 114,37 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 106,37 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 1 643 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 503 хил. лв., от които условно-постоянни – 733 хил. лв. и променливи – 770 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 098 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,67%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 169 MWh.

24. „Биовет" АД

С писмо с вх. № Е-14-41-6 от 10.05.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинната енергия. Към заявлението е представило следните документи и информация:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2015 г.и за ценовия период 01.07.2015 г.30.06.2016 г. (Приложение № 3);

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г., разработена по справки от № 1 до № 9;

4. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. по справки от № 1 до № 9;

5. Годишен одитиран финансов отчет за 2015 г. за дейността на дружеството, придружен със справки относно прилагането на ЕССО;

6. Договори за продажба на електрическа енергия с ЕСО ЕАД за 2016 г.;

7. Копие на договор с „Булгаргаз";

8. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени:

1 Преференциална цена на електрическа енергия – 168,06 лв./MWh

2 Цена на топлинна енергия – 50,27 лв./MWh

Изчисленията са направени при цена на природен газ 312,21 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал.3 от ЗЕ - 0,01 лв./MWh.

Към заявлението са изложени следните аргументи и пояснения, относно технико икономическите и финансови прогнози за новия регулаторен и ценови период:

1. Отчетната информация за 2015 г. е направена съобразно формата и съдържанието на ценовите справки от № 1 до № 9 към „Указанията НВ" и при цена на природния газ 509.69 лв./knm^3, която се вижда от подготвеното Приложение № 2 - Средна цена на природен газ за отчетен период.

През 2015 г.и 2016 г. „Биовет" АД е сключило договори за студен резерв с ЕСО ЕАД. За 2015 г. от активиране на студен резерв централата произведе 1 419,58 MWh брутна енергия. Собствените нужди са 717,34 MWh и са закупени, защото тя има районно осветление и поддържа мощностите винаги в готовност за пускане в действие. Произведената ел. енергия е продадена на ЕСО ЕАД и е в размер на 1 110,861 MWh и 285,534 MWh консумирани от „Биовет" АД.

Произведеното през 2015 г. количество пара, отразено в ценообразуващите справки, е направено в парните котли на Паровата централа при дружеството. Липсата на комбинирано производство на ел. енергия и пара за 2015 г. прави невъзможно отчетните данни за тази година в ценообразуващите справки да служат като база за сравнение. Това е и причината дружеството да не кандидатства пред Комисията за сертификати за 2015 г.

2. Прогнозата за новия ценови период от 01.07.2016-30.06.2017 г. е разработена при цена на природен газ, действаща за II-ро тримесечие на текущата

2016 г.и е в размер на 312,21 лв./knm^3. Ценовите справки от № 1 до № 9 са подготвени съобразно ценовия модел към „Указания НВ“. Прогнозните количества в справка № 4 – „ТИП в производството“ са близки до количествата електрическа и топлинна енергии, подадени за предишния регулаторен период.

Добавката по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е определената от КЕВР за дружеството от 01.04.2016 г. - 0.01 лв./MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За отчетния ценови период и за 2015 г. дружеството не е извършвало комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 393,62% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 2 514,16%, последвани от разходите за заплати и възнаграждения с 91,73% и със 160,56% на 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 спрямо прогнозните стойности е показано в таблицата:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДА	МЯРКА	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	2 991	1 661	1 661	8 199	6 538	393,62%	5 208	174,12%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	481	482	482	482	0	0,00%	1	0,21%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	799	219	219	5 725	5 506	2514,16%	4 926	616,52%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	920	532	532	1 020	488	91,73%	100	10,87%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	318	177	177	318	141	79,66%	0	0,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	318	177	177	318	141	79,66%	0	0,00%
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.	473	251	251	654	403	160,56%	181	38,27%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	211	94	94	217	123	130,85%	6	2,84%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	509,69	584,48	312,21	-272	-46,58%	-172	-35,53%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	799	219	219	5 725	5 506	2514,16%	4 926	616,52%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	799	219	219	5 725	5 506	2514,16%	4 926	616,52%
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%

„Биовет” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

„Биовет" АД е представило справки по ЕССО за 2015 г. за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2015 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" дружеството отчита *загуба* в размер на 289 хил. лв., която намалява спрямо отчетената през 2014 г. *загуба* в размер на 1 596 хил. лв., а от нерегулирана дейност през 2015 г. дружеството отчита *печалба* в размер на 11 090 хил. лв., която намалява спрямо 2014 г., когато дружеството отчита *печалба* в размер на 18 066 хил. лв.

Общо от дейността през 2015 г. дружеството отчита *печалба* в размер на 10 801 хил. лв., която намалява спрямо 2014 г., когато дружеството отчита *печалба* в размер на 16 470 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 2015 г. спрямо 2014 г. с 203,45%, а от топлинна енергия намаляват със 17,36%. Общо приходите за регулираната дейност намаляват с 3,51%.**
- **Оперативните разходи дейност за регулираната дейност намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 16,72%.**

Общата стойност на нетекущите активи нараства през 2015 г. е в размер на 201 718 хил. лв. спрямо 2014 г., когато са в размер на 182 646 хил. лв., вследствие на увеличените дълготрайни материални активи в частта на разходите за придобиване и ликвидация на активи.

Текущите активи също нарастват през 2015 г. в размер на 74 426 хил. лв. при 59 218 хил. лв. за 2014 г., основно от увеличените стоково-материални запаси.

Собственият капитал на дружеството се увеличава през 2015 г. в размер на 115 277 хил. лв. спрямо 2014 г., когато е в размер на 105 134 хил. лв., в резултат на увеличените резерви.

Дружеството няма дългосрочни и краткосрочни задължения от регулирана дейност, а общо от дейността през 2015 г. дългосрочните и краткосрочните задължения нарастват спрямо 2014 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.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 5 725 хил. лв. на 2 031 хил. лв. или с 3 694 хил. лв. в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- общото ниво на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 654 хил. лв. на 251 хил. лв. или с 403 хил. лв. 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 7,25% на 5,73% в съответствие с т. 41 от „Указания НВ"- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ, 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 700 knm^3 на стойност 197 хил. лв., в съответствие с т. 5 от общия подход.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Биовет" АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 100,90 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 100,89 лв./MWh

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 44,13 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 11 907 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 11 464 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 101 хил. лв. и променливи – 7 363 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 6 904 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,42%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство в т.ч. собствено потребление – 66 370 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 118 064 MWh.

25. „Брикел" ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-31-4 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението дружеството е представило следните документи и информация:

1. Обосновка на извършените разходи през отчетната година и на прогнозните ценообразуващи елементи;
2. Отчетна информация за 2015 г. и за ценови период 01.07.2015-30.06.2016 г., изготвена по приложения модел (справки от № 1 до № 9);
3. Прогноза за ценови период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., изготвена по справки от № 1 до № 9;
4. Приложение № 2 - цени на горивата – за 2015 г., за периода 01.07.2015 - 30.06.2016 г. и за периода 01.07.2016 - 30.06.2017 г.;
5. Приложение № 3 - Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г., за ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни дейности;
6. Приложение № 4 - Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.;
7. Отчетна информация на 2015 г., за ценовия период 01.07.2015-30.06.2016 г. и за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, собствени нужди и нето в MWh;
8. Данни за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса;
9. Преписка между НЕК ЕАД и „Брикел" ЕАД относно прогнозни количества електрическа енергия за изкупуване за периода от 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г.;
10. Копие на договор № 1 от 20.03.2015 г. и договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища от „Мини Марица Изток" ЕАД; Копие на договор № МТ-093/2016 г. за услуги по превоз;
11. Справки за променливи разходи за 2015 г.;
12. Справка за емитирани през 2015 г. и прогнозни данни за периода от 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. относно емисии парникови газове;
13. Отчет на ремонтна програма за 2015 г. и за периода от 01.07.2015 - 30.06.2016 г.;
14. Прогнозна на ремонтната програма за периода от 01.07.2016 - 30.06.2017 г., ведно със справка за необходимите средства за изпълнението ѝ за периода 01.07.2016 г. - 30.6.2017 г. и график на планираните ремонти;
15. Отчет на инвестиционна програма за периода 2015 г.-2019 г.;
16. Справки за изпълнение на инвестиционната програма на „Брикел" ЕАД за 2015 г., за периода 01.07.2015 г. - 30.6.2016 г. и прогноза за периода 01.07.2016 г. - 30.6.2017 г.;
17. Доказателство за оповестяване на предложената цена в средствата за масова информация;
18. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 151,81 лв./MWh.
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 59,35 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните параметри:
- цена на въглищата – 68,50 лв./t с калоричност 2 327 kcal/kg;
- цена на мазут - 730,50 лв./t;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh.

Към заявлението са изложени следните аргументи и пояснения относно технико икономическите и финансови прогнози за новия регулаторен и ценови период:

За определяне на прогнозната информация е избрана за базисна година календарната 2015 г., глава I, т. 5 от „Указания НВ“, поради факта, че информацията за 2015 г. е отчетна и действителна.

Количеството електрическа енергия за изкупуване от Обществения доставчик е в размер на 480 055 MWh, съгласно писмо изх. № 232/23.02.2016г. 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 способ.

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период 01.07.2016 г.—30.06.2017 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2015 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количеството електрическа енергия за продажба на обществения доставчик.

През новия ценови период е планирано запазване на процентното отношение на ел. енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 24,49% спрямо отчетеното през базовата 2015 г. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от „Указания НВ“.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2016 г. — 30.06.2017 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%.

Условно- постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2015 г. с 1,23% от 4044 хил. лв. на 4986 хил. лв. Отразени са в справка № 1 – „Разходи“ (от справки № 1 - 9).

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото увеличение на персонала на дружеството дава своето отражение на условно постоянните като увеличение на разходите за горива, за служебни карти и пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н.

Разходите за работно облекло са увеличени до 176 хил. лв., като са заложени според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства. Липсата на парични средства през 2015 г. е довела до незадоволяване на нуждите на работниците.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

За отчетния период перото други разходи за материали включват: разходи за лекарства, за масла и други в общ размер 101 хил. лв. За прогнозния период размерът им е

увеличен с 4 хил. лв.

Други разходи за услуги включват: разходи за трудова медицина, разходи по пропускна система, демонтажни работи и други в общ размер 29 хил. лв. След преразглеждане на необходимостта са заложени 31 хил. лв.

Други разходи в други разходи включват: разходи за обучение и квалификация, за поздравления, за спорт, отписани вземания и др. от 103 хил. лв. на 109 хил. лв.

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторната дейност през 2015 г. възлизат на 11 943 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 9 630 хил. лв. и за осигуровки 2313 хил. лв. За периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. необходимите разходи са завишени на 11748 хил. лв. разходи за заплати и 2825 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от извършените структурни промени в дружеството в края на 2015 г., завършили в началото на 2016 г. След извършените промени средният списъчен брой на работници и служители в дружеството от 1 222 бр. нараства на 1 429 бр. Мотивацията за извършените структурни реформи е оптимизация на експлоатационния персонал, обособяване към цеховите структури на ремонтни звена, с цел подобряване на организацията за извършване на ремонтни дейности, намаляване времето за реакция и отстраняване на настъпили аварии.

Обосновка на разходите за ремонт за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия.

През ценовия период 07.2016-06.2017 г. са предвидени общо разходи за ремонт в размер на 15 800 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството за периода 07.2016-06.2017 г. Взети са под внимание голямата възраст на съоръженията, липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди и сформираните ремонтни звена в дружеството.

В ценовия модел – справка № 1 - Разходи, заложените разходи за ремонт след прилагане на „Методика за разпределяне на разходите на електрическа енергия, брикети, ВВК, топлинна енергия и обогатено енергийно гориво в „Брикел“ ЕАД” (Методиката) са в размер на 9 935 хил. лв. разпределени както следва: 98 58 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 77 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение, се намират в приложената ремонтна програма за периода 07.2016-06.2017 г.

Ремонтната програма на дружеството бе частично отложена и удължена във времето, поради споменатите причини: намалена производствена програма, неиздадено коригирано комплексно разрешително, по-малки приходи. Поради невъзможността за осигуряване на средства за големи основни ремонти на съоръженията, бе заложено извършването на разширени текущи ремонти на повече на брой парогенератори. 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 Сероочистващата инсталация е свързано с достигане и спазване на екологичните норми.

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти и съгласно договорени часови ставки за извършен труд. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Съгласно изискванията на чл. 31.1., б.“б“ от „Указания НВ“ през новия ценови период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. разходите за амортизации са на нивото на 2015 г.

При изготвянето на справки от № 1 до 9 и при новия ценови период и при отчетните данни е приложена „Методиката“ на „Брикел“ ЕАД” относно разпределение на разходите за амортизация спрямо производството между електрическата и топлинната енергия.

Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2015 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия.

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 материални активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия.

Активите, които се използват за дейността производство на топлинна енергия, са определени в зависимост от получените резултати за 2015г. при разделяне на разходите по продукти след прилагане на „Методиката“.

Към 31.12.2015 г. признатата счетоводна стойност на дълготрайните активи свързани с дейността по лицензиите възлиза на 261 733 хил. лв.

Дружеството през.2015 г. започна инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторния период.

Обектите ще се изпълняват във връзка с изискванията на Националния план за инвестиции за периода 2013 – 2020 г.

Прилагаме инвестиционна програма за периода 2015-2019 г. и отчет за 2015 г. и за периода 01.07.2015-30.06.2016 г.

Обосновка на цена на въглища за период 01.07.2016-30.06.2017 г. Горивният микс в за ТЕЦ се състои от три компонента:

- сурови енергийни въглища доставяни директно от производител без обработка;

- обогатени енергийни въглища – продукт, който се получава от суровите въглища в брикетна фабрика след обработка и сушене;

- смесено гориво – обработено и складирано с показатели за горене в котлоагрегатите. Сместа се състои от няколко компонента – сурови въглища, обработено енергийно гориво /ОЕГ/ и ОЕГ - брак, т.е. браковата продукция от Брикетна фабрика.

Отчетената цена за 2015 г. на горивния микс е в размер на 68,39 лв./t при калоричност 2 325 kcal/kg.

Тя се формира, като цената на доставяните от „Мини Марица изток” ЕАД лигнитни въглища е в размер на 77 лв./туг. 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.

При определяне на разходите за гориво за ценови период 01.07.2016-30.06.2017 г. в изпълнение на т. 20.1. от „Указания НВ“ е взета предвид действащата към момента на подаване на заявлението цена на въглищата от „Мини Марица изток“ ЕАД - 77 лв./туг.

Приложено е копие на договор № 1 от 20.03.2015 г. и договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища от „Мини Марица Изток” ЕАД, в едно с допълнителните споразумения към тях, Договор за периода след 31.03.2016 г. в момента не е финализиран.

Разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, са изчислени на база отчетни стойности за базовата година след прилагане на Методиката. „Брикел“ ЕАД е едно сложно и особено предприятие, в което се преплитат енергийни потоци, и в течение на времето експерти от дружеството и Комисията са изработили специална Методика, която отразява това преплитане на енергийни потоци и достига до изчисляване стойностите на различните продукти, произвеждани в дружеството.

Представена е справка за отчетна средна цена на горивен микс за периода 01-12.2015 г. (Приложение № 2) От приложението е видно, че цената на микса е 68,39 лв./тнг при калоричност 2 325 kcal/kg. Стойността на 1 туг горивна смес през 2015 г. е по-висока от одобрената с решение № Ц-25 от 30.06.2015 г., поради отчетеното в ТЕЦ увеличаване на процентното съотношение на ОЕГ и количествата от склад в горивния микс.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2016 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 68,50 лв./t при калоричност 2 325 kcal/kg, видно в справка-приложение № 2.

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2015 г.

При изготвянето на справки от № 1 до № 9 и при новия ценови период и при отчетните данни е приложена „Методиката“ на „Брикел“ ЕАД.

„Разходите за вода“ за производство на електрическа и топлинна енергия за новия ценови период възлизат на 591 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“ за новия ценови период възлизат на 584 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации. Количествата за новия ценови период са прогнозирани на база отчета за 2015 г.

„Разходите за консумативи“ за новия ценови период възлизат на 4 309 хил. лв. и включват следните пера:

- сярна киселина монохидрат – използва се за регенерация на Н - катионитови филтри;

- натриева основа – използва се за регенерация ОН- анионитови филтри;

- железен сулфат – използва се за коагулант за сурова вода;

- тринатриев фосфат – използва се за алкален реагент за корекция на питателна вода към водния тракт на централата;

- водно стъкло – алкален реагент за обработка на топлофикационния тракт;

- натриев хлорид – за възстановяване на РОС;

- йонообменни смоли;

- разходи за хидратна вар – за очистване на димни газове от серни емисии;

- разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2015 г.

„Разходите за външни услуги“ за новия ценови период възлизат на 1 171 хил. лв. и включват разходи за наем транспорт и механизация.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид са определени въз основа на емитираните количества емисии въглероден диоксид за производството на електрическа енергия за 2015 г., а за прогнозния период – на база планираните количества горива, необходими за изпълнение на производствената програма. От емисиите въглероден диоксид 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. Разходите на останалите за закупуване квоти са изчислени при цена на емисиите 8,22 евро/t, което е официалната цена на затваряне на борсата ICE на 30.12.2015 г.

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 01.07.2016-30.06.2017 г. оборотният капитал за производство е в размер на 15 562 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия са 15 533 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия - 29 хил. лв.

С писмо вх. № Е-14-31-4 от 18.05.2016 г. дружеството представя одитиран годишен финансов отчет за 2015 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 21,41% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и с 14,94% намаление на топлинната енергия с 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 23,44% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на ръста на разходите за ремонт със 102,26%, последвани от разходите за амортизации с 4,76%, разходите за заплати и възнаграждения с 12,00% и с 8,20 % на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. Дружеството предвижда увеличение на прогнозните разходи за инвестиции през следващия регулаторен период с 35,60%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	33 248	29 659	31 782	39 232	7 450	23,44%	5 984	18,00%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	10 254	9 320	9 282	9 724	442	4,76%	-530	-5,17%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	9 072	4 338	4 912	9 935	5 023	102,26%	863	9,51%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	8 632	9 630	10 489	11 748	1 259	12,00%	3 116	36,10%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	2 103	2 327	2 491	2 839	348	13,97%	736	35,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	2 084	2 313	2 477	2 825	348	14,05%	741	35,56%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	19	14	14	14	0	0,00%	-5	-26,32%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	3 187	4 044	4 608	4 986	378	8,20%	1 799	56,45%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 205	2 244	2 727	2 836	109	4,00%	1 631	135,35%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	67,80	68,39	68,58	68,50	0	-0,12%	1	1,03%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	9 072	4 338	4 912	9 935	5 023	102,26%	863	9,51%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	8 999	4 301	4 869	9 858	4 989	102,46%	859	9,55%
I.2.	по преноса	хил. лв.	73	37	43	77	34	79,07%	4	5,48%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	6 843	5 306	5 893	7 991	2 098	35,60%	1 148	16,78%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	6 843	5 306	5 893	7 991	2 098	35,60%	1 148	16,78%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	1 653 409	1 503 607	1 439 357	1 651 418	212 061	14,73%	-1 991	-0,12%
1.1.	гореща вода	MWh	21 550	19 559	19 559	19 559	0	0,00%	-1 991	-9,24%
1.2.	пара	MWh	1 631 859	1 484 048	1 419 798	1 631 859	212 061	14,94%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	185 592	171 621	163 410	187 583	24 173	14,79%	1 991	1,07%
2.1.	гореща вода	MWh	1 130	949	949	949	0	0,00%	-181	-16,02%
2.2.	пара	MWh	184 462	170 672	162 461	186 634	24 173	14,88%	2 172	1,18%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	10,09%	10,24%	10,20%	10,20%	0,0	0,05%	0,001	1,07%
3.1.	гореща вода	%	4,98%	4,63%	4,63%	4,63%	0,0	0,00%	-0,004	-7,12%
3.2.	пара	%	10,16%	10,31%	10,27%	10,26%	0,0	-0,04%	0,001	1,06%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	1 839 001	1 675 228	1 602 767	1 839 001	236 234	14,74%	0	0,00%
4.1.	гореща вода	MWh	22 680	20 508	20 508	20 508	0	0,00%	-2 172	-9,58%
4.2.	пара	MWh	1 816 321	1 654 720	1 582 259	1 818 493	236 234	14,93%	2 172	0,12%
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	689 336	613 079	570 155	684 361	114 206	20,03%	-4 975	-0,72%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	159 225	150 129	144 534	167 594	23 060	15,95%	8 369	5,26%
		%	23,10%	24,49%	25,35%	24,49%	-0,009	-3,40%	0,014	6,02%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	530 111	462 950	425 621	516 767	91 146	21,41%	-13 344	-2,52%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	501 208	426 176	388 811	480 055	91 244	23,47%	-21 153	-4,22%
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	28 903	36 774	36 810	36 712	-98	-0,27%	7 809	27,02%
		%	4,19%	6,00%	6,46%	5,36%	-0,011	-16,91%	0,012	27,94%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	2 994 280	2 673 913	2 545 816	2 956 403	410 587	16,13%	-37 877	-1,26%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	2 994 280	2 673 913	2 545 816	2 956 403	410 587	16,13%	-37 877	-1,26%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	78,24%	79,16%	78,93%	79,01%	0,001	0,09%	0,008	0,98%
10	Топлинна ефективност	%	55,22%	56,23%	56,54%	55,86%	-0,007	-1,20%	0,006	1,16%
11	Електрическа ефективност	%	23,02%	22,93%	22,40%	23,15%	0,008	3,36%	0,001	0,55%
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	253	257	259	256	-2	-0,95%	3	1,29%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	105	102	103	102	-1	-1,02%	-3	-3,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	1 648 059	1 498 696	1 434 446	1 646 507	212 061	14,78%	-1 552	-0,09%
10.1.	гореща вода	MBтч	16 200	14 648	14 648	14 648	0	0,00%	-1 552	-9,58%
10.2.	пара	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	5 350	4 911	4 911	4 911	0,0	0,00%	-439	-8,21%
		%	0,32%	0,33%	0,34%	0,30%	0,0	-12,84%	0	-8,10%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	5 350	4 911	4 911	4 911	0,0	0,00%	-439	-8,21%
		%	24,83%	25,11%	25,11%	25,11%	0,0	0,00%	0	1,13%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	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	1 631 859	1 484 048	1 419 798	1 631 859	212 061	14,94%	-0,066	0,00%
	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
	водна пара	MWh	1 631 859	1 484 048	1 419 798	1 631 859	212 061	14,94%	-0,066	0,00%

„Брикел” ЕАД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

„Брикел" ЕАД за 2015 г. отчита ***загуба*** в размер на 52 453 хил. лв., която нараства спрямо 2014 г., когато е в размер на 26 470 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 2015 г. спрямо 2014 г. с 21,80%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 13,39%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2015 г. и са в размер на 104 146 хил. лв., спрямо 2014 г. когато са в размер на 109 947 хил. лв., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи на дружеството също намаляват през 2015 г. и са в размер на 168 925 хил. лв. при 191 189 хил. лв. за 2014 г., в резултат на намалените материални запаси и вземанията от клиенти и доставчици.

Собственият капитал на дружество през 2015 г. е отрицателна величина в размер на 22 672 хил. лв. спрямо положителната му стойност от 27 101 хил. лв. за 2014 г., в резултат на натрупаната непокрита загуба от минали години и отчетения отрицателен финансов резултат през текущата година.

Дългосрочните задължения намаляват през 2015 г. в размер на 93 518 хил. лв. при 101 279 хил. лв. за 2014 г., което се дължи на намалените други дългосрочни задължения.

Краткосрочните задължения нарастват през 2015 г. и са в размер на 202 288 хил. лв. при 172 756 хил. лв. за 2014 г., в резултат на увеличените други краткосрочни задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г., е видно, че размерът на собствения капитал е отрицателна величина, което не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, отчита ниска обща ликвидност, което е индикатор за 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.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 9 935 хил. лв. на 4 378 хил. лв. или с 5 557 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 г., в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 11 748 хил. лв. на 9 630 хил. лв. или с 2 118 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления, свързани с т. 3 по действащото законодателство, са коригирани от 2 839 хил. лв. на 2 313 хил. лв. или с 526 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за данъци и такси в производството са коригирани от 1 252 хил. лв. на 800 хил. лв. или с 452 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 1 от общия подход;
- допълнително добавената разходна позиция „други разходи за услуги" е коригирана от 31 хил. лв. на 0 хил. лв., или с 31 хил. лв., при отчетена стойност през 2015 г. 29 хил. лв. като недоказан разход за лицензионна дейност съгласно т. 1 от общия подход;
- допълнително добавената разходна позиция „други материали" е коригирана от 106 хил. лв. на 0 хил. лв., или с 106 хил. лв., при отчетена стойност през 2015 г. 102 хил. лв., като недоказан разход за лицензионна дейност, съгласно т.1 от общия подход;
- допълнително добавената разходна позиция „други в други" е коригирана от 109 хил. лв. на 0 хил. лв., или с 109 хил. лв., при отчетена стойност през 2015 г. 104 хил. лв. като недоказан разход за лицензионна дейност съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за консумативи (химикали, реагенти) са коригирани от 4 309 хил. лв. на 2 730 хил. лв. или с 1 579 хил. лв. до нивото на отчетените разходи през 2015 г. съгласно т. 1 от общия

подход;

- разходите за външни услуги са коригирани от 1 171 хил. лв. на 960 хил. лв. или с 211 хил. лв. до нивото на отчетените разходи през 2015 г. съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 9 178 хил. лв. на 4 406 хил. лв. или с 4 772 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 295 735 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 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 8,59% на 5,73% в съответствие с т. 41 от „Указания НВ"- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството" са извършени следните корекции:

- собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени с 21 000 MWh, като електрическата енергия за собствено потребление е извадена от собствените нужди, съгласно т. 4 от общия подход;

- коригирана е цената на въглищата от 68,50 лв./t на 68,39 лв./t до нивото на отчетената стойност за 2015 г. в съответствие с 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.

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) – 133,43 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 133,42 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 56,07 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 129 964 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 123 571 хил. лв., от които условно-постоянни – 35 264 хил. лв. и променливи – 88 307 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 100 839 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,34%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 537 767 MWh
в т. ч. собственото потребление – 21 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 648 MWh
Цена на въглищата – 68,39 лв./t при калоричност 2 325 kcal/kg.

<u>26. „ТЕЦ Свищов" АД</u>

С писмо вх. № Е-14-38-2 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило само отчетна информация за 2015 г. и за периода 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., както и прогнозна информация за новия ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., съгласно приложени справки от № 1 до № 9.

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

- Цена на електрическа енергия – 198,05 лв./MWh, без включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ;

- Производствена цена на топлинна енергия с водна пара - 61,09 лв./MWh

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

- цена на въглищата – 147,07 лв./t с калоричност 5 574 kcal/kg;
- цена на мазут - 800,00 лв./t.

С писмо вх. № Е-14-38-2 от 17.05.2016 г. дружеството е представило отчетна информация за 2015 г. със справки по ЕССО, нови прогнозни данни за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., съгласно приложените справки от № 1 до № 9 от ценовия модел, и копие на документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството не е представило Приложение № 3 с отчетна информация за ценовия период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.) 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 2015 г.

Не е извършен финансов анализ, тъй като дружеството не е представило годишен финансов отчет /ГФО/ за 2015 г.

Образуване на цените

Към настоящия момент Комисията не разполага с данни за производството на електрическа и топлинна енергия от дружеството за изминалия ценови период от 01.07.2015 г. Поради непредставяне на необходимите данни, не може да бъде извършен регулаторен преглед и образуването на цените за следващия ценови период е извършено при запазване на цените на енергия и другите ценови параметри непроменени, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 139,27 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 139,26 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 83,16 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 39 058 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 36 849 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 645 хил. лв. и променливи – 27 204 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 41 293 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 5,35%
- Електрическа енергия – 205 960 MWh, в т. ч.:
    - от високоефективно комбинирано производство – 32 106 MWh
    - от некомбинирано производство – 173 855 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 124 772 MWh

Цена на въглищата – 169,89 лв./t при калоричност – 5 908 kcal/kg.

27. „Видахим” АД

С вх. № Е-14-35-10 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия и утвърждаване на еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара, към което е приложило на хартиен и електронен носител и по електронна поща:

1. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. ÷ 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № ;

2. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г.÷ 30.06.2016 г., по

приложени справки от № 1 до № 9;

3. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015г. и за ценовия период 01.07.2016 г.÷30.06.2017 г. (Приложение № 3);

4. 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);

5. Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4);

6. Средна цена на въглищата по складова наличност към 01.03.2016 г. и по сключени договори (Приложение № 2);

7. Обосновка;

8. Годишен финансов отчет за 2015 г. с всички пояснителни приложения към него;

9. Отчетна информация за 2015 г. относно прилагането на ЕССО;

10. Копие от Договор за изкупуване на нетна активна електрическа енергия от ВЕКП;

11. Копие от Приложение № 64 към договор за доставка на въглища;

12. Производствена програма на Завода за производство на пневматични гуми за периода 01.07.2016 ÷ 30.06.2017 г.;

13. Справка за сключените договори за производство на пневматични гуми от „Видахим“ АД в периода 01.07.2016 - 30.06.2017 г.;

14. Копия от договори за производство и продажба на пневматични гуми и колани;

15. Копие от предложение за изменение на действащите цени на електрическа енергия и на еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара, публикувани в местен и национален вестник;

16. Удостоверение за актуалното състояние на дружеството;

17. Документ за внесена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени:

- Цена на електрическа енергия – 154,83 лв./MWh с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 0,01 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара – 49,70 лв./MWh.

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

- цена на въглищата – 198,38 лв./t с калоричност 5 895 kcal/kg;
- цена на газьол – 1 322,93 лв./t;
- цена на мазут - 933,34 лв./t.

Обосновката на дружеството е следната:

Предложението за цени за новия регулаторен период 01.07.2016-30.06.2017 г. на „Видахим“ АД е разработено при спазване на изискванията на НРЦЕЕ, НРЦТЕ и „Указания НВ“.

Изготвеното предложение е съобразено и с направените промени в ЗЕ, където в чл. 162 се предвижда общественият доставчик да изкупува по преференциална цена само високоефективното комбинирано производство. Втората важна редакция в същата нормативна разпоредба е свързана с ограничението на годишното производство на високо ефективна комбинирана енергия, до стойностите, определени от КЕВР при утвърждаване на индивидуалната цена.

Дружеството счита, че е от изключителна важност при определяне на „квотите“ на обществения доставчик за изкупуване на високоефективна енергия по регулирани цени да се вземат предвид количествата, използвани при утвърждаване на индивидуалната цена.

Поради промените в ЗЕ от 6 март 2015 г. се налага принудителното спиране на заводската централа на „Видахим“ АД на 12 март 2015 г.

Със заявление вх. № Е-14-35-6 от 02.04.2015 г. дружеството е предложило за утвърждаване следните цени, при прогнозно производство на високо ефективна комбинирана енергия в размер на 165 000 MWh:

- преференциална цена на електрическа енергия – 163,76 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара – 57,60 лв./MWh.

С Решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. КЕВР не признава на „Видахим“ АД заявените ценови елементи, в т.ч. и заявената квота от 165 000 MWh, като за текущия ценови период на централата е отпуснато „квота“ от едва 25 600 MWh, високо-ефективна комбинирана енергия, която е достатъчна за работата и изпълнението на производствената програма от Завода за гуми в рамките на един календарен месец и няколко дни.

Изложените мотиви от Комисията за това решение са както следва:

„ ....При подаване на заявлението дружеството не е представило писмена обосновка и/или доказателства за количествата топлинна енергия с топлоносител водна пара като част от производствената програма (разходни норми за единица и други нормативни показатели), заложени в ценовия модел за новия ценови период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. С писмо изх. № Е-14-35-6 от 12.06.2015 г. от „Видахим” АД е изискано да представи допълнително в КЕВР доказателства (актуални договори за продажба и др. документи), свързани с произвежданата продукция в завода за гуми и свързаните с нея количества топлинна енергия с топлоносител водна пара. Такива не са представени в указания срок. На 25.06.2015 г. е проведена работна среща с представители на „Видахим” АД в сградата на КЕВР и отново са изискани документи, доказващи прогнозните количества топлинна енергия с топлоносител водна пара. Впоследствие с писмо изх. № 760 от 26.06.2015 г. „Видахим” АД е представило 4 бр. допълнителни споразумения от дата 25.06.2015 г. При прегледа на представените анекси се констатира, че те съдържат уговорка, че количествата продукция ще бъдат изпълнени при запазване количествата на ел. енергия от 160 000 MWh, определени в решение на КЕВР от 01.07.2015 г. Три от анексите са с дата на подписване 25.06.2015 г., а четвъртият е от 12.12.2014 г., но съдържа цитираната уговорка, която очевидно се отнася за заявлението за цени за новия регулаторен период от 01.07.2015 г. Очевидно е, че анексите не са били налични при подготовката и подаването на заявлението за цени на дружеството, а са подписани, след като КЕВР е изискала доказателства за направените със заявлението разчети. Включеният в анексите модалитет (условие), обуславя извода, че така представените анекси не съдържат сигурен ангажимент от страна на подписалите ги страни за реализиране на основното задължение за производство на гуми.“

От друга страна, за това производство е необходима топлинна енергия, докато условието обвързва изпълнението на задълженията по анексите с определени количества електрическа енергия, които да бъдат заложени от КЕВР в решението за цени, което е нелогично. От изложеното може да се направи извод, че представените анекси не представляват поисканите от КЕВР сигурни и неопровержими доказателства за изготвената от дружеството производствена програма.

- Предвид липсата на неопровержими доказателства е коригирана производствената програма, като нетните количества електрическа енергия от 165 600 MWh, от ценовите документи към заявлението и от Доклада от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) са намалени на 25 600 MWh от ВЕКП, в т. ч. собствено потребление. Количествата топлинна и електрическа енергия от ВЕКП са определени експертно, с оглед работа на централата на минимален режим през най-студените зимни месеци и предотвратяване на замръзване на инсталациите, като количествата полезна топлинна енергия експертно са завишени допълнително, за да не се допусне рязко повишаване на цената на технологичната пара, предназначена за Завода за пневматични гуми (ЗПГ), участваща основно в себестойността на крайния продукт.

В резултат на взетото решение от страна на КЕВР за отпускане на минимална производствена квота на „Видахим“АД от 25 600 MWh дружеството възобнови производствената дейност на Завода за гуми през месец юли 2015 г. Със Заповед № З-Е-169/10.08.2015 г. на Председателя на КЕВР във „Видахим“АД е извършена извънредна проверка относно технологията на производство в Завода за гуми и заводската ТЕЦ. В

резултат от извършената проверка бе установено по безспорен начин, че съществува техническа и икономическа обвързаност на процесите, определяща работата на заводската ТЕЦ и Завода за гуми, като един взаимосвързан производствен цикъл, а произвежданата електрическа енергия от ТЕЦ представлява високо ефективна комбинирана енергия, и отговаря на всички критерии за сертифициране като такава.

След изчерпване на квотата за високо ефективна комбинирана енергия по решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. „Видахим“ преустановява своята дейност, тъй като себестойността на произвежданата високоефективна комбинирана енергия надхвърля значително пазарните нива на цените на енергията в страната и региона. Същевременно тези допълнителни разходи не могат да бъдат възстановени чрез прилагането на пазарни механизми, като на пример - продажбата на произвежданата продукция от Завода за гуми. Не съществува и законов механизъм за компенсиране на тези допълнителни разходи по време на следващи ценови периоди, т.е. не могат да бъдат предявени за компенсиране чрез регулираните цени от КЕВР. В потвърждение на казаното до тук, като приложение към заявлението за цени е представена и отчетна информация, съдържаща пълен пакет технически и икономически данни за изпълнената квота от 25 600 MWh за текущия ценови период, за производството на високоефективна комбинирана ел. енергия.

В справка № 4 към ценовия модел са посочени следните данни за 2015 г.:

- *Индивидуални разходи за единица ел.енергия – 206,98 лв./MWh*
- *Индивидуални разходи за единица топлинна енергия – 74,25 лв./MWh*

Изчислената себестойност на произвежданата високоефективна комбинирана ел. енергия за текущия ценови период включва стойността на всички основни разходи за суровини и материали, пряко свързани със съответния продукт. За сравнение, утвърдената от КЕВР преференциална цена на високо ефективната комбинирана енергия за същия период е 134,44 лв./MWh или реализираната загуба от работата на ТЕЦ в периода юли-август 2015 г. възлиза на 1 857 хил. лв.

Ограничената квота на „Видахим“ АД за производство на високоефективна комбинирана ел. енергия от КЕВР през текущия ценови период изправя пред невъзможност дружеството да продължи да изпълнява вече договорени количества продукция. Преустановената дейност носи ежедневни загуби за дружеството, които могат да бъдат преодолени в краткосрочен план, единствено чрез пълното възстановяване на производствения процес, в т.ч. и чрез пускането в експлоатация на заводската централа.

Производството на каучукови изделия е в пряка връзка с производството на електрическа енергия от ТЕЦ, като част от нейната реализация се осъществява чрез НЕК ЕАД. Технологичният процес за производството на гуми е свързан с използване на топлинна енергия, която не може да бъде доставена от друг доставчик, т.е. не съществува алтернативна възможност за взаимозаменяемост на енергоизточника.

Заводската централа е с обща инсталирана мощност 60 MW. Централата е построена през 1969 г. и е предназначена да използва високо калорични вносни въглища – с произход Русия и Украйна.

Проектните въглища, необходими за работата на централата, са марка ПА от Донецкия басейн в Украйна. През последните години, във връзка със спазване екологичните изисквания и намаляване нормите на серни окиси, ТЕЦ към „Видахим“ изгаря руски въглища с ниско съдържание на сяра (<0,4%).

Централата не може да изгаря и не е проектирана за други типове въглища, като например индонезийски, южноафрикански, виетнамски и др., поради следните причини:

1. По - високото им сярно съдържание (S = 1,1 - 1,4%).

2. По - високите им летливи вещества (V = 19 - 20%). Прахта от тези въглища се самозапалва в прахови бункери, пада налягането в барабана и котлоагрегатът не може да подържа нормални номинални параметри. Пада рязко температурата на прегрята пара и се задейства защитата от ниска температура, която води до изключване на котлоагрегата и турбините.

3. Висока температура на топене на пепелта на тези въглища (t3 = 1400 °C - проект). При тези въглища още t1 > 1450 °C. Поради тази причина се затяга процеса на горене. Почти няма течно шлакоотделяне, като има сепарация на прах на пода на котлоагрегата, при което

възниква опасност от зашлаковане на шлаковия отвор. Увеличава се процентът на пепелта в уноса до 95% (аун = 85% проект), което води до покачване на процента на горимост в уноса до 20% , увеличаване загубата от механическо недоизгаряне до 5% (3% - проект). Всичко това води до намаляване КПД на котлоагрегата, респективно преразход на въглища. Котлоагрегатът започва интензивно да се зашлакова по нагревни повърхности. Забиват се с повече пепел въздухоподгревателите му, което води до намаляване на резерва по тяга с последващо намаление на паропроизводството му. Увеличават се собствените нужди на електроенергия, поради увеличеното натоварване на въздушни вентилатори (по-високите летливи се нуждаят от повече въздух) и на димни вентилатори, за да се подържа нормална тяга.

При образуването на индивидуалната цена на електрическата енергия от 01.07.2015 г. комисията е използвала следните мотиви при образуване на разходите за въглища:

„.....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 2014 г., периода 01.07.2014 г. - 30.06.2015 г., включени в цените за изминалия ценови период, сравнителни анализи, при използване на данни от националната и международната практика и 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 базова стойност на цената на въглищата, в резултат на извършен бенчмарк анализ и/или митнически декларации, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период. По данни на северозападната европейска борса ARA средната отчетена борсова цена CIF ARA (6 000 kcal/kg NAR) е от порядъка на 60 $/t. Прогнозните тенденции за годишното изменение за предстоящия регулаторен период – второ полугодие на 2015 г. и първо полугодие на 2016 г., по данни на Platts за борса ARA, се очаква средно за периода второ полугодие на 2015 г. и първо полугодие на 2016 г. цените на енергийните въглища да намаляват. При отчитането на тези обстоятелства, както и данни от митнически декларации за внос, които са в рамките на 85,5 USD/t, са направени корекции в цените на въглищата, като към приетата за базова стойност 85 USD/t при калоричност 6000 kcal/kg са добавени транспортните и товараразтоварни дейности, в зависимост от допустимата товароносимост на корабите и транспортните дестинации в Черноморския басейн и река Дунав.“

В резултат, изчислената цена за въглища на „Видахим“ АД е в размер на 171,89 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg, която е основен ценообразуващ елемент при определяне на цените на енергия от ВЕКП. Определената от КЕВР преференциална цена на електрическата енергия за текущия ценови период е 134,44 лв./MWh, като предвидената добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ е в размер на 0,01 лв./MWh. Определеното количество високо ефективно комбинирано производство е 25 600 MWh.

Утвърдената цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара от 1 юли 2015 г. е 101,63 лв./MWh.

1. Изменение на променливите разходи през новия регулаторен период:

1.1. ВЪГЛИЩА

Използваните въглища от „Видахим“ АД през новия регулаторен период покриват екологичните изисквания за намаляване нормите на серни окиси от ТЕЦ. За целта се изгарят руски въглища с ниско съдържание на сяра (<0,4%). Основната марка въглища, които се използват са марки „Т+А“ и „А“, с произход Украйна, които са с висока калоричност от 6000 kcal/kg. Използват се като добавка и въглища с марки „ТОМСШ“ и „ДСШ“, с произход Кузбас, Русия.

Прогнозните цени на въглищата, доставяни на дружеството за новия ценови период са изчислени при преизчисляване доставната цена в левовата равностойност спрямо щатския долар към 30.03.2016 г. 1.80 лв./USD. В общата доставна цена са включени и разходи за транспорт и товаро-разтоварни разходи. Взети са предвид складовите наличности от въглища към датата на подаване на заявлението, както и сключените договори за доставка на въглища - 200 000 t за периода 01.07.2016 - 30.06.2017 г. При определяне на базовата

стойност на разходите за въглища са взети предвид и периодите на доставка. Обичайната търговска практика е свързана с извършване на доставки през есенно зимния период, когато централата е най-натоварена. Доставки, по правило, не се извършват през летните месеци, поради опасност от самозапалване при натрупване на голяма складова наличност. Също така, за авансово договаряне на по-изгодни цени през летния сезон е необходимо авансово заплащане на въглищата, а централата не разполага с необходимите средства.

Предвид изложеното до тук, „Видахим“АД е в състояние да възстанови работата на Завода за гуми и ТЕЦ към него във възможно най-кратки срокове, използвайки наличната складова наличност от въглища, доставяна през предходни отчетни периоди.

1.2. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

Спирането на заводската централа към „Видахим“ АД на 12 март 2015 г. и определянето на минимална квота за производството на високоефективна комбинирана енергия през текущия ценови период имат преки негативни последици както за дружество, така и за региона като цяло. Предприети са действия за възстановяване на производството преди стартирането на новия регулаторен период – от 01.07.2016 г., тъй като има договори за доставка на готова продукция. С писмо вх. № Е-14-35-5/08.03.2016 г. са представени в КЕВР: информация за сключените договори, производствена програма и справка за количествата, приходите и средните продажни цени на договорите в периода април – юни 2016 г.

„Видахим“ АД е в състояние да изпълни ангажиментите си във връзка с последващото сертифициране на високоефективната комбинирана енергия, така че да може по безспорен начин да се докаже произхода на електрическата енергия, както и че са изпълнени критериите за високо ефективно комбинирано производство.

Възстановяването на работата на ТЕЦ „Видахим“ от друга страна ще доведе до подобряване на изключително лошото финансово състояние на дружеството, както и ще осигури възможност да се изпълнят мероприятията, заложени в инвестиционните програми за 2015 и 2016 г.

Към датата на подаване на заявлението за цени за периода 01.07.2016 – 30.06.2017 г. все още няма решение на КЕВР по поставените въпроси, свързани с възстановяване на производството на високо ефективна комбинирана енергия от ТЕЦ към „Видахим“АД.

В тази връзка, усилията на дружеството са насочени към определяне на обективна производствена програма, която да залегне в новата регулаторна рамка за новия ценови период. Като приложение към заявлението за цени е представена и обобщена справка за количествата, средните цени и приходите от производство на гуми, съгласно сключените договори за доставка.

Направените промени в чл. 162 от ЗЕ от 6 март 2015 г. предвиждат изкупуването само на високоефективна комбинирана ел. енергия. Съобразявайки се с тези промени е направена и прогноза за новия регулаторен период, а именно - 203 790 MWh. Тези количества включват заявените за изкупуване към НЕК ЕАД 197 560 MW и комбинирана енергия за собствено потребление 6 230 MWh.

Предложената производствена програма е изцяло съобразена с потреблението на топлинна енергия на „Видахим“ АД.

2. УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

Общата стойност на планираните УПР за новия ценови период е 27 842 хил. лв., като разходите са съобразени с минималните нужди от персонал за изпълнение на производствената програма. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията – горива, работно облекло и др. също са оптимизирани, като прогнозираните нива са в съответствие със действащата нормативна база.

2.1. РАЗХОДИ ЗА ЗАПЛАТИ И ВЪЗНАГРАЖДЕНИЯ

Прогнозните разходи за възнаграждения през новия ценови период възлизат на 3 721 хил. лв., спрямо 1 871 хил. лв. за 2015 г. Трябва да се има предвид обстоятелството, че през отчетната 2015 г. централата е работила малко повече от три месеца и по-голяма част от персонала е освободен. Възстановяването на нормалният ритъм на работа ще наложи връщането на работа на освободените работници. Планираните разходи за социални

осигуровки през новия ценови период възлизат на 880 хил. лв., като тази стойност е съобразена с разпоредбите на осигурителния кодекс.

2.2. РАЗХОДИ ЗА АМОРТИЗАЦИИ

Планираните разходи за амортизации са 15 667 хил. лв. при отчетени 8 175 хил. лв. Разликата в амортизациите се дължи на това, че през отчетната 2015 г. сумарно ТЕЦ работи около четири месеца, а регулаторният период обхваща дванадесет месеца, за които са начислени амортизациите. Такъв е размерът на амортизации и през годините, когато ТЕЦ-а е работел при непрекъсваем режим. Поради тази причина 2015 г. не би могла да се използва за сравнение като базова, а може да се направи сравнение с 2014 г. Съгласно Закона за счетоводството амортизациите се начисляват като разход само при работа на активите.

Амортизационната политика на дружеството включва прилагането на линеен метод за амортизации, а амортизационния срок на активите е съобразен с техния полезен живот, както следва:

Сгради - 25 години

Машини, съоръжения и оборудване - 14 години

Транспортни средства - 7 години

Други амортизируеми дълготрайни активи - 7 години.

2.3. РАЗХОДИ ЗА РЕМОНТ

Предвидените средства за ремонт за ценовия период са в размер на 3 820 хил .лв. През 2015 г. дружеството не успява да извърши планираните текущи ремонти в бизнес програмата, поради липса на производство, респ. липса на приходи. В тази връзка разработената ремонтна програма има за цел да предотврати възможни аварийни ситуации в ТЕЦ, като за целта се извършват планови ремонти, които съгласно инструкциите биват прегледи, текущи и основни.

Периодичността на тези ремонти зависи от специфичните условия за работа, от начина на експлоатация, от вида на флуидите, тяхната температура и налягане, от механичното и топлинно натоварване и т.н., а на основните съоръжения междуремонтния пробег се определя от завода-производител.

Въз основа на междуремонтния пробег на отделните съоръжения действащите Наредби и Инструкции за ремонт и срока за изчерпване на експлоатационния ресурс на метала е изготвена ремонтната програма за периода 2016 г.

Във връзка със създаване на безопасни условия на труд и микроклимат, отговарящ на изискванията на нормативната уредба, постоянна грижа на ръководството на „Видахим" АД е поддържането на сградния фонд и основните производствени помещения във възможно най-добър вид – възстановяване на фасадите, остъкляване, ремонт на покриви и полагане на необходимата хидроизолация и ремонт на битови помещения.

От гореизложеното се вижда, че с изпълнение на ремонтната програма за периода 2016-2017 г. ще се избегнат аварийните ремонти, а от тук и големите загуби, предизвикани от тях, ще се повиши сигурността на работа, ще намалеят собствените нужди на електро и топлоенергия и ще се предотврати замърсяването на околната среда.

2.4. РАЗХОДИ, ПРЯКО СВЪРЗАНИ С ДЕЙНОСТТА ПО ЛИЦЕНЗИЯТА

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за следващия регулаторен период възлизат на 3 754 хил. лв., като тяхната стойност е определена на база отчетите за 2014 г., когато „Видахим" АД работи ефективно през цялата година. Счита се, че отчетените разходи за 2015 г. не могат да бъдат разглеждани като базови, тъй като централата не работи и са извършвани предимно административни разходи. Отчетените разходи, пряко свързани с дейността по лицензията през 2015 г., възлизат на 2 375 хил. лв., като в справка № 1 към заявлението е посочена пълна информация за отделните видове разходи.

Прогнозното количество на произведената електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство е в пряка зависимост от полезно използваната топлинна енергия, отпусната към преноса. Намалените количества топлинна енергия обуславят и намалено производство на електроенергия, съобразено и със свито потребление, което се наблюдава като цяло в страната.

3. ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ

Утвърдената среднопретеглена норма на възвръщаемост, използвана при утвърждаване на индивидуалната цена на електрическата енергия на „Видахим“ АД през 2015 г., е в размер на 5.56%. В разработеното предложение за утвърждаване на цената на високо ефективната комбинирана ел. енергия за новия регулаторен период е използвана същата норма, която дружеството счита за крайно недостатъчна и не отговаря на критериите за стимулиране на високо ефективно производство, заложено в духа на европейското законодателство. Изчислената възвръщаемост не е в състояние да осигури средства за финансиране, както на инвестиционни дейности, така и за обслужване на банкови кредити, необходими за финансиране на дейността на дружеството. По данни на БНБ средният лихвен процент, отпускан по кредити над 5 години на нефинансови предприятия по период на първоначално фиксиране на лихвения процент за 2015 г., е 7,76%.

Предвид затрудненията плащания на НЕК ЕАД към „Видахим“ ЕАД за последната година дружеството е натрупало задължения към доставчиците на въглища, които предоставят горива под формата на стоков кредит, с което се е увеличила и общата задлъжнялост на дружеството.

Към настоящия момент предприятията в сектор „Енергетика” в Р България работят изцяло или частично в лицензионен и регулаторен режими, в резултат на което управлението и респ. оперативните и финансови резултати на тези предприятия са изцяло или частично зависими от определената регулаторна рамка. В тази връзка постоянно променящата се законова и регулаторна политика поставя предприятията от сектора във високо рискова среда, което определя очакването за прилагане на пазарна норма на възвръщаемост на капитала, която да отразява рисковете на средата на експлоатация на предприятията. Най-често прилаганият метод за определяне на инвестиционния риск и очакваната пазарна възвръщаемост е Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА). Използването на този метод се свързва с изчисляването на „Пазарната норма на възвръщаемост на капитала преди данъци“ в сектор Енергетика и е в размер на 11,53%, а „Пазарната норма на възвръщаемост на капитала след данъци“ е в размер на 8,24%.

Представените аргументи по отношение на възвръщаемостта имат съществено значение при осигуряване на една сравнително стабилна обща ценова рамка, така че финансовата стабилност на дружеството да не бъде нарушена от бързо променящи се и динамични фактори, какъвто е промяната в курса на щатския долар. Ето защо, дружеството счита за необходимо Комисията да преразгледа нивата на нормата на възвръщаемост на собствения капитал в съответствие с възвръщаемостта по кредитите, предоставяни от финансови институции в Р България.

При определяне на нормата на възвръщаемост трябва да се вземе предвид и въвеждането на 5% вноска върху приходите от продажби на електрическа енергия във фонд „Сигурност на ЕЕС“, чрез която се налагат допълнителни финансови задължения за „Видахим“АД. В тази връзка, независимо от обстоятелството, че ЗЕ не признава като пряк ценообразуващ елемент вноските във фонд „СЕЕС“ дружеството счита, че единствено в правомощията на регулатора е да определи такава възвръщаемост, която да покрива всички задължителни плащания, въведени със закон.

В заключение дружеството отбелязва:

- Предложената от „Видахим“ АД цена на високо ефективната комбинирана ел. енергия за новия ценови период от 1 юли 2016 г. отразява текущите нива на разходите за горива, въглеродни емисии и условно-постоянни разходи, прогнозирани при спазване Наредбите и Указанията на Комисията. Дружеството не разполага с необходимия финансов резерв за покриване на всякакви негативни изменения в цените на въглищата или промяна на валутните курсове, като и за преодоляване на плащания, въведени със ЗЕ. За протичането на нормалната търговска дейност през следващия регулаторен период ще се разчита на коректност и навременно разплащане с НЕК ЕАД.

Въз основа на гореизложеното дружеството предлага КЕВР да утвърди следните цени на енергия за периода 01.07.2016 – 30.06.2017 г. и ценообразуващи елементи:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 154,83 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 154,82 лв./MWh - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара (без ДДС) – 49,70 лв./MWh

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

- Необходими годишни приходи – 71 976 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 70 702 хил. лв., от които условно-постоянни – 27 842 хил. лв. и променливи – 42 860 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 22 929 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 5,56%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 203 790 MWh, в т.ч. собственото потребление 6 230 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 813 400 MWh.

Цена на въглищата – 183,95 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита със 151,33% по-ниски количества реализирана електрическа енергия и със 158,15% намаление на топлинната енергия с топлоносител водна пара спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 125,53% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), като най-значително е увеличението на разходите за ремонт с 637,45%, последвани от разходите за амортизации със 112,92%, разходите за заплати и възнаграждения с 90,82% и с 81,35% на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. Дружеството предвижда увеличение на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 514,55%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	20 109	13 470	12 345	27 842	15 497	125,53%	7 733	38,46%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	8 022	8 175	7 358	15 667	8 309	112,92%	7 645	95,30%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	3 900	638	518	3 820	3 302	637,45%	-80	-2,05%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 765	1 871	1 950	3 721	1 771	90,82%	-44	-1,17%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	882	411	449	880	431	95,99%	-2	-0,23%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	882	411	449	880	431	95,99%	-2	-0,23%
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.	3 540	2 375	2 070	3 754	1 684	81,35%	214	6,05%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	1 082	927	941	1 078	137	14,56%	-4	-0,37%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	171,89	258,06	198,38	183,95	-14	-7,27%	12	7,02%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	3 900	638	518	3 820	3 302	637,45%	-80	-2,05%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	3 900	638	518	3 820	3 302	637,45%	-80	-2,05%
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.	3 500	155	825	5 070	4 245	514,55%	1 570	44,86%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	3 500	155	825	5 070	4 245	514,55%	1 570	44,86%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	302 420	313 000	315 090	813 400	498 310	158,15%	510 980	168,96%
1.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh	302 420	313 000	315 090	813 400	498 310	158,15%	510 980	168,96%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	25 770	12 911	12 202	31 130	18 928	155,12%	5 360	20,80%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	25 770	12 911	12 202	31 130	18 928	155,12%	5 360	20,80%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	7,85%	3,96%	3,73%	3,69%	-0,0004	-1,13%	-0,0417	-53,06%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.2.	пара	%	7,85%	3,96%	3,73%	3,69%	-0,0004	-1,13%	-0,0417	-53,06%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	328 190	325 911	327 292	844 530	517 238	158,04%	516 340	157,33%
4.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	328 190	325 911	327 292	844 530	517 238	158,04%	516 340	157,33%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	198 080	94 569	95 684	246 710	151 026	157,84%	48 630	24,55%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	32 480	16 660	14 598	42 920	28 322	194,01%	10 440	32,14%
		%	16,40%	17,62%	15,26%	17,40%	0,0214	14,03%	0,0100	6,10%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	165 600	77 909	81 086	203 790	122 704	151,33%	38 190	23,06%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	20 000	75 385	78 746	197 560	118 814	150,88%	177 560	887,80%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	140 000				0	0,00%	-140 000	-100,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	5 600	2 524	2 340	6 230	3 890	166,24%	630	11,25%
		%	2,83%	2,67%	2,45%	2,53%	0,0008	3,26%	-0,0030	-10,68%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 062 315	508 682	512 837	1 323 652	810 815	158,10%	261 337	24,60%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 062 315	508 682	512 837	1 323 652	810 815	158,10%	261 337	24,60%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	47,11%	80,12%	80,10%	80,09%	-0,0001	-0,01%	0,330	69,99%
10	Топлинна ефективност	%	28,47%	61,53%	61,44%	61,45%	0,0001	0,02%	0,330	115,86%
11	Електрическа ефективност	%	18,65%	18,59%	18,66%	18,64%	-0,0002	-0,10%	0,000	-0,04%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	307	257	257	257	0	0,03%	-50	-16,41%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	263	117	118	117	0	-0,05%	-146	-55,42%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	302 420	313 000	315 090	813 400	498 310	158,15%	510 980	168,96%
10.1.	гореща вода	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	MBтч	302 420	313 000	315 090	813 400	498 310	158,15%	510 980	168,96%
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	MBтч	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	MBтч	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	0	0	0	0,00%	0	0,00%

ТЕЦ към „Видахим” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2015 г. финансовият резултат на „Видахим" АД е *загуба* в размер на 4 925 хил. лв., която е увеличена спрямо предходната година, когато е отчетена *загуба* в размер на 4 663 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 63,5%;**
- **Общите разходи от осъществяване на дейността също намаляват с 60,21%, а разходите по икономически елементи с 60,59%.**

Нетекущите активи намаляват от 26 764 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 20 784 хил. лв. към 31.12.2015 г., основно в резултат на намалението на материалните и на нематериалните нетекущи активи в частта на машини, съоръжения и оборудване от материалните активи и в частта на програмните продукти от нематериалните активи.

Текущите активи намаляват от 22 080 хил. лв. за 2014 г. на 6 030 хил. лв. към 31.12.2015 г. основно в резултат на намалените вземания от клиенти и доставчици.

Собственият капитал намалява от 6 997 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 6 843 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на непокрита загуба.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за 2015 г. е 0,33, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства да инвестира в нови дълготрайни активи.

Дружеството не отчита дългосрочни пасиви през текущата и предходната година, а краткосрочните пасиви са намалени от 41 847 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 19 971 хил. лв. към 31.12.2015 г., основно в резултат на спад на задълженията към доставчици и клиенти.

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,30, което означава, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви е 0,34 и показва недостиг на собствен паричен ресурс за обслужването на дългосрочните и краткосрочните задължения.

Образуване на цените

След извършения регулаторен преглед се установява, че дружеството запазва лошото финансово състояние от предходния отчетен период. Съвместната работа на енергийното производство с производството на пневматични гуми прави енергийното производство постоянно губещо, без значение от стойността на преференциалната цена на електрическата енергия, поради ниската пазарна цена на гумите, високата разходна норма на енергия за производство на една гума и високата себестойност на топлинната енергия. Разходите за енергия в завода за гуми значително превишават приходите от продажба на самите гуми. Поради тези технологични неефективности и финансови загуби е необосновано от регулаторна гледна точка приемане на ценови параметри, различни от вече утвърдените през предходния ценови период.

В резултат на изложеното цените на „Видахим" АД се запазват и са както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,44 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 134,43 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 101,63 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 52 998 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 51 210 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 109 хил. лв. и променливи – 31 101 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 31 162 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,56%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 600 MWh
в т. ч. собственото потребление – 5 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 302 420 MWh
Цена на въглищата – 171,89 лв./t при калоричност – 5 900 kcal/kg.

28. „Девен" АД

С писмо с вх. № Е-14-28-4 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението дружеството е представило следните документи и информация:

1. Отчетна информация за 2015 г. и текущия ценови период, както и прогноза за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Към справката за привлечения капитал е представено копие на договор № 1 и копие на допълнително споразумение № 3 към него от 01.01.2008 г.
3. Към справка „Норма на възвръщаемост на капитала" е представена справка за определяне на НЦОК, съгласно указанията на Комисията.
4. Справки от № 1 до № 9 по приложения модел, съдържащи отчетна информация за ценови период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., като отчет за периода 01.07.2015 г. – 29.02.2016 г. и прогноза за периода 01.03.2016 г. – 30.06.2016 г.
5. Справки за състоянието на складовата наличност на твърди и течни горива към 01.03.2016 г. и предстоящи доставки по действащи договори за доставка на твърди горива (Приложение 2).
6. Отчет и анализ за изпълнението на планираните технико-икономически показатели, ремонтни и инвестиционни мероприятия за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (Приложение 3).
7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (Приложение 4).
8. Копие от проект на договор на „Девен" АД за продажба на ел. енергия на НЕК ЕАД за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., изпратено на НЕК ЕАД.
9. Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи.
10. Неодитиран годишен финансов отчет на „Девен" АД за 2015 г.
11. Справки по ЕССО към годишен финансов отчет на „Девен" АД за 2015 г.
12. Копие от Приложение 1 към договор № 14 / 07.01.2010 г. на „Девен" със „Солвей Соди" за продажба на топлинна енергия – анекс за периода 01.07.2016 – 30.06.2017 г.
13. Копие от договор № 4610031593/18.01.2016 г. за доставка на въглища.
14. Копие от договор № 4610031446/16.12.2015 г. за доставка на петрококс.
15. Копие на фактура № 94922039/31.03.2015 г. за закупени CO_2 квоти през м. март 2015 г. – непризнати в текущия ценови период.
16. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 34,68 лв./MWh
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 135,41 лв./MWh

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 135,40 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени не горивата:

- цена на въглищата – 99,28 лв./t с калоричност 6 000 kcal/kg;
- цена на газьол - 1 168,02 лв./t.

Дружеството е представило допълнителна информация на 20.05.2016 г. по електронна

поща.

Към заявлението са изложени следните аргументи и пояснения относно технико икономическите и финансови прогнози за новия ценови период:

1. Производствена програма за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.

За „Девен" АД основният консуматор на топлинна енергия през 2015 г. е „Солвей Соди" АД (инсталации за производство на калцинирана сода и на бикарбонат). Съгласно сключените договори за доставка на топлинна енергия се очаква „Солвей Соди" АД да бъде единствен консуматор през текущата 2016 г. и следващата 2017 г.

Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период е базирано на заявената консумация на единствения клиент - „Солвей Соди" АД.

Условно-постоянните разходи.

- Разходи за амортизации - *прогнозират се на база стойността на дълготрайните материални активи към 31 декември на предходната година.*

- Разходи за ремонт - *определят се на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от коректива поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали периоди. Намалението на разходите за ремонт спрямо предходния ценови период се дължи на факторите, цитирани по-горе и на въведената от 01.06.2014 г. програма за оптимизиране на дейностите по поддръжка на съоръженията на група „СОЛВЕЙ" наречена „СОЛМАКС", която вече е доказала своята ефективност в „Девен" АД.*

- Разходи за заплати и възнаграждения - *определят се на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. За предстоящия ценови период разходите за заплати, възнаграждения, осигурителни вноски и социални разходи ще останат на същото ниво като при предходния ценови период. Намалението на персонала с трима души се компенсира от програмата на дружеството за постъпателно увеличение на трудовите възнаграждения.*

- Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - *прогнозират се на база статистическа информация от предходни периоди. Компонентите, които правят изключение са :*

„Материали за текущо поддържане". *Повишението на разходите с 150 хил. лв. се дължи на налагащата се подмяна на ръкави на ръкавен филтър на котлоагрегат 2. Това е регулярно събитие, което се налага веднъж на 2 години;*

„Абонаментно поддържане"*. Повишението на разходите с 350 хил. лв. се дължи на прекратяването на хидротранспорта на шлак и пепели и транспортирането им до депо в сухо състояние с автотраспорт;*

„Данъци и такси". *Повишението на разходите с 50 хил. лв. се дължи на повишението с 1% на данък сгради, с влязло в сила решение на общински съвет на гр. Девня.*

„Съдебни разходи" и „Експертни и одиторски"*. Повишението на разходите със 70 хил. лв. за частта „Съдебни разходи" и 50 хил. лв. за частта „Експертни и одиторски" се дължи основно на очакваните нови съдебни дела.*

Цената на твърдите горива за прогнозния регулаторен период е определена съгласно указанията на Комисията като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2016 г. и средно претеглената цена на действащите към момента договори за доставка, с добавени допълнително 5,62 лв./t разходи за транспорт от пристанище „Варна – Запад" до склада на „Девен" АД и при фиксинг на БНБ лева за долар 1,74721, валиден за 30.03.2016 г.

Разходите за горива, вода и консумативи се определят на база заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите и съответната ефективност на отделните инсталации. Прогнозната консумация на топлоенергия от потребителите се определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежемесечно прогнозите се обновяват за съответния период.

Разходи за емисии парникови газове (CO_2) за предстоящия ценови период са

еквивалентни на тези през текущия ценови период.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита със 22,43% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 1,47% намаление на реализираната топлинната енергия с топлоносител пара спрямо новия ценови период.

Намалени са прогнозните количества на електрическа енергия за собствени нужди със 6,60% 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 0,42% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на намалените разходи за ремонт с 11,44%, въпреки ръста на разходите за заплати и възнаграждения с 12,49%. Дружеството предвижда намаление на общата стойност на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 22,15%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	33 960	31 723	32 422	32 286	-136	-0,42%	-1 674	-4,93%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	14 679	15 523	15 523	15 523	0	0,00%	844	5,75%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	4 755	4 755	5 212	4 616	-596	-11,44%	-139	-2,92%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	1 592	1 522	1 353	1 522	169	12,49%	-70	-4,40%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	419	430	411	430	19	4,62%	11	2,63%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	364	366	347	366	19	5,48%	2	0,55%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	55	64	64	64	0	0,00%	9	16,36%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	12 515	9 493	9 923	10 195	272	2,74%	-2 320	-18,54%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	11 678	8 805	9 172	9 366	194	2,12%	-2 312	-19,80%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00%	0	0,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	139,96	153,22	120,45	99,28	-21	-17,58%	-41	-29,07%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	4 755	4 755	5 212	4 616	-596	-11,44%	-139	-2,92%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	4 755	4 755	5 212	4 616	-596	-11,44%	-139	-2,92%
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.	32 200	34 326	44 739	34 829	-9 910	-22,15%	2 629	8,16%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	32 200	34 326	44 739	34 829	-9 910	-22,15%	2 629	8,16%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	2 849 815	3 005 824	2 747 458	2 787 786	40 328	1,47%	-62 029	-2,18%
1.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh	2 849 815	3 005 824	2 747 458	2 787 786	40 328	1,47%	-62 029	-2,18%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	3 000	3 123	3 234	3 000	-234	-7,22%	0,0	0,00%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0,0	0,00%
2.2.	пара	MWh	3 000	3 123	3 234	3 000	-234	-7,22%	0,0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	0,11%	0,10%	0,12%	0,11%	-0,0001	-8,56%	0,0	2,22%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,0000	0,00%	0,0	0,00%
3.2.	пара	%	0,11%	0,10%	0,12%	0,11%	-0,0001	-8,56%	0,0	2,22%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	2 852 815	3 008 947	2 750 692	2 790 786	40 094	1,46%	-62 029	-2,17%
4.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	2 852 815	3 008 947	2 750 692	2 790 786	40 094	1,46%	-62 029	-2,17%
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	246 327	338 086	265 145	221 175	-43 970	-16,58%	-25 152	-10,21%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	104 189	103 790	97 921	91 460	-6 462	-6,60%	-12 729	-12,22%
		%	42,30%	30,70%	36,93%	41,35%	0,044	11,97%	-0,009	-2,23%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	142 138	234 296	167 223	129 715	-37 508	-22,43%	-12 423	-8,74%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	115 473	148 587	71 990	97 244	25 254	35,08%	-18 228	-15,79%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	26 665	85 709	95 233	32 471	-62 763	-65,90%	5 806	21,77%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	3 978 185	4 211 264	3 917 586	3 789 830	-127 756	-3,26%	-188 356	-4,73%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	3 978 185	4 211 264	3 917 586	3 789 830	-127 756	-3,26%	-188 356	-4,73%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	77,83%	79,40%	76,90%	79,40%	0,025	3,25%	0,016	2,01%
10	Топлинна ефективност	%	71,64%	71,38%	70,13%	73,56%	0,034	4,89%	0,019	2,69%
11	Електрическа ефективност	%	6,19%	8,03%	6,77%	5,84%	-0,009	-13,77%	-0,004	-5,75%
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	319,0	288,0	319,9	295,8	-24	-7,52%	-23	-7,27%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	143,8	139,6	144,1	143,4	-1	-0,52%	0	-0,26%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	2 849 815	3 005 824	2 747 458	2 787 786	40 328	1,47%	-62 029	-2,18%
10.1.	гореща вода	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	MBтч	2 849 815	3 005 824	2 747 458	2 787 786	40 328	1,47%	-62 029	-2,18%
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	MBтч	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	MBтч	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%

„Девен” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Общият всеобхватен доход на „Девен" АД за 2015 г. съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет е в размер на 7 469 хил. лв., формиран от текуща *печалба* в размер на 7 249 хил. лв. и друг всеобхватен доход от 220 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е 47 379 хил. лв., формиран при *печалба* в размер на 47 630 хил. лв. и друг всеобхватен доход от актюерска загуба, нето от данък в размер на - 251 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 химически очистена вода за 2015 г. намаляват спрямо предходната година със 7,57%;**
- **Себестойността на продажбите е намалена с 6,43%.**

Общата стойност на нетекущите активи се увеличава от 141 909 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 160 708 хил. лв. към 31.12.2015 г. от увеличените имоти, машини и съоръжения.

Текущите активи намаляват от 73 394 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 72 850 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на намалените търговски и други вземания.

Собственият капитал намалява от 134 111 хил. лв. към 31.12.2014 г.на 94 289 хил. лв. към 31.12.2015 г. от намалената стойност на натрупаната печалба.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,59, като се влошава спрямо предходната година (когато е 0,95) и показва, че дружеството не разполага със собствен паричен ресурс да инвестира в нови дълготрайни активи.

Дългосрочните пасиви се увеличават от 55 754 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 110 311 хил. лв. към 31.12.2015 г. в резултат на увеличените задължения по дългосрочен заем.

Краткосрочните пасиви също се увеличават от 25 438 хил. лв. към 31.12.2014 г. на 28 958 хил. лв. към 31.12.2015 г. вследствие на увеличените търговски и други задължения.

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 2,52, което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,68. което означава, че дружеството не разполага със собствен паричен ресурс да обслужва задълженията си.

От представените справки по ЕССО е видно, че от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" дружеството отчита печалба за 2015 г. в размер на 7 007 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година, когато е 47 199 хил. лв. Причината за намаление на печалбата от регулираната дейност през текущата година, спрямо предходната е намаление на приходите (най-вече приходите от реинтегрирани провизии и приходите от лихви) с 25% и намаление на общите разходи (най-вече разходи за материали и други разходи) с 2,75%.

Образуване на цените

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

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 505 хил. лв. на 355 хил. лв. или с 150 хил. лв., до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за застраховки са коригирани от 808 хил. лв. на 763 хил. лв. или с 45 хил. лв., до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за данъци и такси са коригирани от 230 хил. лв. на 182 хил. лв. или с 48 хил. лв., до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 5 379 хил. лв. на 5 029 хил.

лв. или с 350 хил. лв., до отчетеното ниво на разхода през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за вода са коригирани от 514 хил. лв. на 339 хил. лв. или със 175 хил. лв. до нивото на разхода, съответстващ на отчетения, при отчетеното производство през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за закупена енергия са коригирани от 971 хил. лв. на 636 хил. лв. или с 335 хил. лв. до нивото на разхода, съответстващ на отчетения, при отчетеното производство през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за консумативи (химикали, реагенти) са коригирани от 1 513 хил. лв. на 1 093 хил. лв. или с 420 хил. лв., до нивото на разхода, съответстващ на отчетения, при отчетеното производство през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за разходи за външни услуги са коригирани от 1 513 хил. лв. на 1 093 хил. лв. или с 420 хил. лв. до нивото на разхода, съответстващ на отчетения, при отчетеното производство през 2015 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 5 524 хил. лв. на 4 469 хил. лв. или с 1 055 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на 300 000 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 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.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Девен" АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 112,20 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 112,19 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 34,78 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 111 499 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 102 195 хил. лв., от които условно-постоянни – 31 692 хил. лв. и променливи – 70 503 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 163 805 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,68%
- Електрическа енергия – 129 715 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство –97 244 MWh
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 32 471 MWh
  - собствено потребление– 80 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 787 786 MWh

Цена на въглищата - 99,28 лв./t при калоричност -6 000 kcal/kg.

29. „ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД

С писмо вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следното:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико – икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (Приложение № 3);

2. Отчет и анализ на изпълнените планирани ремонти и инвестиционни мероприятия за производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2015 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за ценови период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. съгласно

справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 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 ЕРД,(MWh);

6. Цени на горивата за ценови период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., представени в Приложение №2;

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г. и ценови период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г., съгласно приложена справка (Приложение № 4);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. Доклад за дейността на дружеството;

Прогнозни данни:

9. Информация за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;

10. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г за електрическа енергия(MWh), както следва: бруто, собствени нужди, нето, в т.ч.:

- собствено потребление,(MWh);
- продажба на потребители,(MWh);
- продажба на ЕРД,(MWh);

11. Годишна справка по чл. 4, ал. 4 от Наредба за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин за ценови период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.

12. Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства – справки;

13. Копие на анекс към договор за доставка на въглища;

14. Копие на договори за изкупуване на електрическа енергия за 2016 г.;

15. Копия на фактури за спедиторска услуга, свързана с ЖП и автопревоз;

16. Копия на договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ЕАД и „Захарни заводи“АД;

17. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване от 01.07.2015 г.:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 242,53 лв./MWh
- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 242,52 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал.3 от ЗЕ – 0.01 лв./MWh
2. Цена на топлинна енергия – 77,28 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 569,50 лв./knm^3 и цена на въглища 184,78 лв./t с калоричност 5 104 kcal/kg.

Обосновка на технико-икономическите показатели в производството и на прогнозните ценообразуващи елементи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

За новия ценови период прогнозните технико икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлоенергия от ТЕЦ. За периода се очаква добро натоварване, а именно две кампании със Завод за захар за преработка на 44 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м. октомври и м. юни 2016 г. с ПГ № 1 при натоварване 50-55 t/h и 9 месеца работа със Завод за спирт при

натоварване на ПГ № 3 от 12 t/h или реализация на 103 799 MW, т.е. и производство на 8 617 MW ел. енергия. Предвижда се един месец за ремонт през м. май. 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 6 240 MWh ел. енергия, като – 3 985 MWh е високо ефективната комбинирана ел. енергия, която ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД в изпълнение на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ и 2 255 MWh е високоефективна ел. енергия, произведена над количествата за собствено потребление и е предвидена за изкупуване от обществен доставчик или краен снабдител.

Условно постоянни разходи.

Разходи за заплати и възнаграждения *- за новия ценови период е предвидено увеличаване на разходите за заплати на база отчет за 2015 г. При определянето им е взето в предвид производствената програма на дружеството, а именно работа през цялата година. Запазва се средно списъчният брой на персонала на 97 броя. Поради повишаването на минималната работна заплата (два пъти през изминалия период) и изравняването й с някои основни работни заплати се налага промяна на същите и актуализация на другите. Предвидени са и средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници. Също така повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството за доближаване към средната работна заплата в сектор „Енергетика“ и за поддържане на нормален стандарт на живот за региона на работещите в дружеството.*

Разходите за осигуровки *са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата.*

Разходи за амортизации *- Отчитането на дълготрайните активи и амортизациите в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.*

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

Амортизациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен актива. Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв.

През периода 2016 г. - 2017 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 723 хил. лв. Приложена е справка 1 - инвестиционна програма на дружеството, и справка 2 - отчет на извършените инвестиции през 2015 г.

На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на топло и електро енергия. ДМА, участващи при комбинираното производство на топло и ел. енергия, 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, БРОУ и бойлерна станция. В „ТЕЦ Горна Оряховица” ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлоенергия и инсталации за пренос. Консуматорите на топлоенергия са свързани с паропроводи на

колектор 6 ата, захранващ се с отработена пара след турбината.

Приложена е справка № 3, където ДМА са разделени съответно за производство на топло и електроенергия и общо за двата продукта за периода 2016 г.

***Разходи за ремонт** - В ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планувани са ремонти по ПГ № 1, ПГ № 3, в химичен цех, турбинен цех и въглеподаване. (справка № 4 – ремонтна програма). Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед работните часове на съоръженията и поддръжката на тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са ремонти на някои възли от централата, като се има в предвид старото оборудване, износената арматура на съоръженията и увеличаване на честотата на авариите – пробиви по изпарителните системи на котлите, пробиви по парни и водни магистрали и др. това налага провеждането на значителен по обем ремонтни дейности. В справка № 5 е представен отчет за извършените ремонтни мероприятия за 2015 г.*

***Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** - Разходите за 2016 г. и 2017 г., включени в тази част на УПР, се запазват на нива от 2015 г. Определени са на база оценка и анализ на отчет за 2015 г. Всички разходи се запазват на едно ниво с отчетната година, с изключение на:*

- *Наеми и разходи за въоръжена и противопожарна охрана – съгласно сключени договори;*
- *Предвидени са разходи за проверка и калибриране на измервателни уреди, поради изтичане на срока от предишни проверки.*

***Норма на възвръщаемост** - Използваната среднопретеглена норма на възвръщаемост в справките към заявлението за цени за новия ценови период е 6,14%, която е по-висока спрямо утвърдената с Решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. Предложената възвръщаемост има за цел да осигури средства за финансиране, както на инвестиционни дейности, така и за обслужване на банкови кредити, необходими за финансиране на дейността на дружеството. По данни на БНБ средният лихвен процент, отпускан по кредити над 5 години на нефинансови предприятия, по период на първоначално фиксиране на лихвения процент за 2015 г., е 7,76%.*

Към настоящия момент предприятията в сектор „Енергетика" в Р България работят изцяло или частично в лицензионен и регулаторен режими, в резултат на което управлението и респ. оперативните и финансови резултати на тези предприятия са изцяло или частично зависими от определената регулаторна рамка. В тази връзка постоянно променящата се законова и регулаторна политика, поставя предприятията от сектора във високо рискова среда, което определя очакването за прилагане на пазарна норма на възвръщаемост на капитала, която да отразява рисковете на средата на експлоатация на предприятията. Най-често прилаганият метод за определяне на инвестиционния риск и очакваната пазарна възвръщаемост е Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА). Използването на този метод, се свързва с изчисляването на „Пазарната норма на възвръщаемост на капитала преди данъци" в сектор Енергетика и е в размер на 11,53%, а „Пазарната норма на възвръщаемост на капитала след данъци" е в размер на 8,24%.

Представените аргументи по отношение на възвръщаемостта имат съществено значение при осигуряване на една сравнително стабилна обща ценова рамка, така че финансовата стабилност на дружеството да не бъде нарушена от бързо променящи се и динамични фактори, какъвто е промяната в курса на щатския долар. Дружеството счита за необходимо Комисията да преразгледа нивата на нормата на възвръщаемост на собствения капитал в съответствие с възвръщаемостта по кредитите предоставяни от финансови институции в Р България.

Обосновка променливи разходи

Тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата за 2016 г. е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2016 г. и дължимите доставки на въглища по анекс от 01.12.2015 г. към договор за доставка на въглища от 31.08.2009 г. (справка № 6). В цената по договора – 99,5 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., каквито разходи имат и централите в гр. Видин, гр. Свищов, гр. Русе и гр. Девня. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД се различава от тези централи по това, че има допълнително разходи за ЖП и автотранспорт от съответното пристанище до гр. Горна Оряховица (от 12 – 20 лв./t), за което са приложени фактури. Към общата цена на въглищата в справка № 6 са прибавени и разходите за ЖП-маневра от гара Горна Оряховица до разтоварището в ТЕЦ, която е 2,20 лв./t.

***Цената на природния газ** е определена съгласно цените на газовото дружество „Овергаз Мрежи“ АД за количество до 200 knm^3 с равномерно потребление.*

***Разходите за закупуване на вода, консумативи** (хим. реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на топло и електроенергия и на база промени в цените за закупуването им. Разходите за закупуване на вода са намалени в сравнение с отчетната 2015 г., поради изграждане на водооборотен цикъл.*

Обосновка на СНел на централата в справка № 4 и разходите за закупуване на ел. енергия в справка № 1 от ценовия модел:

СНел. на централата за прогнозния период са изготвени съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди, като е предвиден по-нисък процент от утвърдения при приблизително еднакво производство и време за работа на централата.(видно от справка № 4);

Закупената ел. енергия е завишена вследствие на:

- *Изграждането на водооборотен цикъл налага допълнително закупуване на ел. енергия за захранване на помпи оборотна вода.*
- *Когато ТЕЦ работи на нисък товар – 12 t/h, ТГ №1 произвежда много малко електроенергия и се налага закупуването на такава за покриване на СН ел.ен.;*
- *Режимите на работа на заводите-консуматори определят по-чести спирания и пускания на котлите и през тези периоди се налага закупуване на ел. енергия;*
- *При режими на работа със Завод за спирт и ПГ №3, поради технологични причини (намаляване на общия товар), се налага спиране на ТГ №1, поради което се закупува ел. енергия.*

За 2016 г. и 2017 г. е предвидено закупуване на 2 342 MWh ел. енергия.

Разходите за външни услуги са намалени спрямо отчет 2015 г. Това се дължи на оптимизиране и прецизиране на някои разходи.

Разходите за акциз на въглищата спрямо отчета са по – малко, защото дружеството притежава „Удостоверение за освободен от акциз краен потребител № BG 004300E0090/20.05.2015 г. издадено от ТМУ - гр. Свищов, на основание чл.24б, ал.4 от ЗАДС. Акцизът на природния газ е изчислен на база действащото законодателство и се определя в справки 1 до 9 за периода 2016 г. – 2017 г., съгласно „Указания НВ“.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2015 г.- 30.06.2016 г.:

През 2015 г. в резултат на производствения процес „ТЕЦ Г.Оряховица“ ЕАД е емитирал 67 625 t емисии въглероден диоксид. Дружеството разполага с безплатни квоти от минали периоди 34 049 t. Закупени са 33 576 t емисии на средна цена 12,38 лв./t, общата сума за закупуване на необходимите квоти за 2015 г. е 415 666, 43 лв.

За 2016 г., според приетата бизнес програма на „ТЕЦ Г.Оряховица“ ЕАД, се предвижда да бъдат изгорени 24 821 t въглища и 150 knm^3 природен газ, които ще отделят 50 662 t емисии CO_2. Безплатно разпределените квоти за „Захарни Заводи“ АД са 24 373 t, от които за „ТЕЦ Г.Оряховица“ ЕАД – 23 154 t (прогнозирани на база исторически данни). Недостигът от квоти е 27 508 t. При средна цена на квотите 8,40 евро/t необходимите средства за закупуване са 451 928 лв. (справка № 7).

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 33,53% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 18,43% увеличение на топлинната енергия с топлоносител водна пара спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 3,83% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), основно от увеличените разходи за ремонт с 25,10%. Дружеството предвижда увеличение на прогнозните разходи за инвестиции през новия регулаторен период с 517,95%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 -30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	2 553	3 081	3 211	3 334	123	3,83%	781	30,59%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	843	1 231	1 238	1 229	-9	-0,73%	386	45,79%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	260	229	239	299	60	25,10%	39	15,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	861	930	1 037	1 073	36	3,47%	212	24,62%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	242	246	271	296	25	9,23%	54	22,31%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	242	246	271	296	25	9,23%	54	22,31%
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.	347	445	426	437	11	2,58%	90	25,94%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	172	214	239	246	7	2,93%	74	43,02%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	561,26	650,31	590,01	559,50	-31	-5,17%	-2	-0,31%
III.	Цена на въглища	лв./t	170,13	198,95	198,70	184,78	-14	-7,01%	15	8,61%

№	Р е м о н т и и И н в е с т и ц и и	Мярка	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 -30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	260	229	239	299	60	25,10%	39	15,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	260	229	239	299	60	25,10%	39	15,00%
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.	1 780	509	117	723	606	517,95%	-1 057	-59,38%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	1 780	509	117	723	606	517,95%	-1 057	-59,38%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	105 264	134 629	127 259	103 799	-23 460	-18,43%	-1 465	-1,39%
1.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
1.2.	пара	MWh	105 264	134 629	127 259	103 799	-23 460	-18,43%	-1 465	-1,39%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	7 967	3 805	2 359	1 686	-673	-28,53%	-6 281	-78,84%
2.1.	гореща вода	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2.2.	пара	MWh	7 967	3 805	2 359	1 686	-673	-28,53%	-6 281	-78,84%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	7,04%	2,75%	1,82%	1,60%	-0,002	-12,18%	-0,054	-77,28%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.2.	пара	%	7,04%	2,75%	1,82%	1,60%	-0,002	-12,18%	-0,054	-77,28%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	113 231	138 434	129 618	105 485	-24 133	-18,62%	-7 746	-6,84%
4.1.	гореща вода	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
4.2.	пара	MWh	113 231	138 434	129 618	105 485	-24 133	-18,62%	-7 746	-6,84%
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	9 900	13 499	12 571	8 617	-3 954	-31,45%	-1 283	-12,96%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	2 920	3 804	3 183	2 377	-806	-25,32%	-543	-18,60%
		%	29,49%	28,18%	25,32%	27,59%	0,023	8,94%	-0,019	-6,48%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	6 980	9 695	9 388	6 240	-3 148	-33,53%	-740	-10,60%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	2 320	2 383	2 650	2 255	-395	-14,91%	-65	-2,80%
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	4 660	7 312	6 738	3 985	-2 753	-40,86%	-675	-14,48%
		%	47,07%	54,17%	53,60%	46,25%	-0,074	-13,72%	-0,008	-1,75%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	166 951	194 803	176 789	147 856	-28 933	-16,37%	-19 095	-11,44%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	166 951	194 803	176 789	147 856	-28 933	-16,37%	-19 095	-11,44%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	68,98%	76,04%	79,09%	76,03%	-0,031	-3,87%	0,071	10,22%
10	Топлинна ефективност	%	63,05%	69,11%	71,98%	70,20%	-0,018	-2,47%	0,072	11,34%
11	Електрическа ефективност	%	5,93%	6,93%	7,11%	5,83%	-0,013	-18,04%	-0,001	-1,72%
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	360	301	290	306	16	5,36%	-54	-15,13%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{-f} /	150	144	139	147	8	5,60%	-2	-1,62%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	105 264	134 629	127 259	103 799	-23 460	-18,43%	-1 465	-1,39%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч	105 264	134 629	127 259	103 799	-23 460	-18,43%	-1 465	-1,39%
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 2015 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2015 г. реализира *загуба* от осъществяване на дейността в размер на 134 хил. лв., която намалява спрямо отчетената за 2014 г., когато е в размер на 500 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2015 г. нарастват спрямо 2014 г. с около 40%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 37,48%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2015 г. на 9 402 хил. лв. от 10 395 хил. лв. през 2014 г., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини, съоръжения и оборудване.

Текущите активи нарастват от 15 499 хил. лв. за 2014 г. на 21 735 хил. лв. в 2015 г. в резултат на увеличените търговски и други вземания.

Собственият капитал на дружеството намалява през 2015 г. на 8 477 хил. лв. от 8 611 хил. лв. за 2014 г. в резултат на намалените целеви резерви за покриване на загуби. Нетекущите пасиви на дружеството са увеличени през 2015 г. на 119 хил. лв. от 12 хил. лв. за 2014 г. в резултат на увеличената стойност на провизиите за пенсии и задължения по лизингови договори.

Текущите пасиви нарастват през 2015 г. и са в размер на 22 541 хил. лв. спрямо 17 271 хил. лв. за 2014 г. в резултат на увеличените търговски и други задължения, въпреки намалените задължения по ползвани краткосрочни заеми.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г., е видно, че:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,90, 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 2015 г. е 0,96 и спрямо предходната година е налице тенденция за подобряване, но независимо от това, стойността на този показател е под единица, което определя, че 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 0,37, което показва невъзможността дружеството 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 1 229 хил. лв. на 516 хил. лв. или със 713 хил. лв. съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за ремонт са коригирани от 299 хил. лв. на 229 хил. лв. или със 70 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 073 хил. лв. на 537 хил. лв. или с 536 хил. лв. съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за осигурителни вноски са коригирани от 296 хил. лв. на 148 хил. лв. или с 148 хил. лв. съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за закупена енергия са коригирани от 335 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 335 хил. лв. съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за консумативи (химикали, реагенти) са коригирани от 100 хил. лв. на 76 хил. лв. или с 24 хил. лв. съгласно т.1 от общия подход;
- разходите за емисии парникови газове (CO_2) са коригирани от 452 хил. лв. на 511 хил. лв. или с 59 хил. лв., като реално закупените количества от дружеството за 2015 г. в размер на

34 295 t се умножат по икономически обоснованата средна цена на емисиите за 2015 г. от 7,62 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" собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 2 377 MWh (27,59%) на 1 577 MWh (18,30%), с отчитане на собственото потребление и увеличеното годишно производство на инсталацията през новия ценови период и съгласно т. 4 от общия подход;

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) – 139,55 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 139,54 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 57,03 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 6 902 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 357 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 866 хил. лв. и променливи – 4 491 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 8 197 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,65%.
- Електрическа енергия – 7 040 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство –2 255 MWh
  - от невисокоефективно комбинирано производство –4 785 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 103 799 MWh

Цена на въглищата - 151,74 лв./t при калоричност – 5 104 kcal/kg.

30. „Декотекс" АД

С писмо вх. № Е-14-61-1 от 04.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следното:

1. Отчетна информация за 2015 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;

2. Прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;

3. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г., вкл. доклад за дейността и доклад на независимия одитор;

4. Договор № Ц-90 от 05.02.2010 г. за изкупуване на електрическа енергия от „ЕВН България Електроснабдяване" АД;

5. Приложения № 2, № 3, и № 4;

6. Заявление за утвърждаване на цени на електрическата енергия;

7. Описание на местонахождението на централата;

8. Документ за внесена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия от 01.07.2016 г. без ДДС:

- Преференциална цена на електрическата енергия – 134,51 лв./MWh с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 86,97 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с водна пара – 86,97 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен

газ – 420,878 лв./knm^3.

На 20.05.2016 г. дружеството е изпратило допълнителна информация по електронна поща.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 563,51% по-ниски, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода са съответно с 535,34% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 424,33% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), като с най-значителен ръст с 1 263,79% са разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, последвани от разходите за ремонт със 614,29%, разходите за заплати и възнаграждения с 414,29% и разходите за амортизации с 86,25%. Дружеството не предвижда разходи за инвестиции през новия регулаторен период.

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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	214	263	263	1 379	1 116	424,33%	1 165	544,39%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	150	160	160	298	138	86,25%	148	98,67%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	25	28	28	200	172	614,29%	175	700,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	10	14	14	72	58	414,29%	62	620,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	1	3	3	18	15	500,00%	17	1700,00%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	1	3	3	14	11	366,67%	13	1300,00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	4	4	0,00%	4	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	28	58	58	791	733	1263,79%	763	2725,00%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	15	38	38	287	249	655,26%	272	1813,33%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	543,67	439,92	439,92	420,88	-19	-4,33%	-123	-22,59%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	25	28	28	200	172	614,29%	175	700,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	25	28	28	200	172	614,29%	175	700,00%
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%

„Декотекс” АД

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	2 479	2 479	2 479	15 750	13 271	535,34%	13 271	535,34%
1.1.	гореща вода	MWh	1 477	1 477	1 477	9 100	7 623	516,11%	7 623	516,11%
1.2.	пара	MWh	1 002	1 002	1 002	6 650	5 648	563,67%	5 648	563,67%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	29	0	0	0	0	0,00%	-29	-100,00%
2.1.	гореща вода	MWh	17				0	0,00%	-17	-100,00%
2.2.	пара	MWh	12				0	0,00%	-12	-100,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,16%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
3.1.	гореща вода	%	1,14%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
3.2.	пара	%	1,18%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	2 508	2 479	2 479	15 750	13 271	535,34%	13 242	527,99%
4.1.	гореща вода	MWh	1 494	1 477	1 477	9 100	7 623	516,11%	7 606	509,10%
4.2.	пара	MWh	1 014	1 002	1 002	6 650	5 648	563,67%	5 636	555,82%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	2 110	2 110	2 110	14 000	11 890	563,51%	11 890	563,51%
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	2 110	2 110	2 110	14 000	11 890	563,51%	11 890	563,51%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	2 110	2 110	2 110	14 000	11 890	563,51%	11 890	563,51%
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					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	5 246	5 428		36 705	36 705	0,00%	31 460	599,73%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	5 246	5 428		36 705	36 705	0,00%	31 460	599,73%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	87,48%	84,55%	0,00%	81,05%	0,81	0,00%	0	-7,35%
10	Топлинна ефективност	%	47,26%	45,67%	0,00%	42,91%	0,43	0,00%	0	-9,20%
11	Електрическа ефективност	%	40,22%	38,87%	0,00%	38,14%	0,38	0,00%	0	-5,18%
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} /					0	0,00%	0	0,00%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	2 479	2 479	2 479	15 750	13 271	535,34%	13 271	535,34%
10.1.	гореща вода	МВтч	1 477	1 477	1 477	9 100	7 623	516,11%	7 623	516,11%
10.2.	пара	МВтч	1 002	1 002	1 002	6 650	5 648	563,67%	5 648	563,67%
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%

„Декотекс” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

„Декотекс“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. отчита нетна *печалба* в размер на 286 хил. лв., която е почти непроменена от отчетената през 2014 г. в размер на 287 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2015 г. нарастват спрямо 2014 г. с около 2%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2015 г. с 4,80% спрямо 2014 г..**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2015 г. на 14 986 хил. лв. от 15 292 хил. лв. през 2014 г., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на имоти, машини, съоръжения и оборудване.

Текущите активи на дружеството нарастват през 2015 г. и са в размер на 5 729 хил. лв. при 5 234 хил. лв. за 2014 г. в резултат на увеличените парични наличности и парични еквиваленти.

Собственият капитал на дружеството се увеличава през 2015 г. и е в размер на 20 259 хил. лв. при 19 973 хил. лв. за 2014 г. в резултат на увеличения размер на целевите резерви.

Нетекущите пасиви на дружеството намаляват през 2015 г. в размер на 16 хил. лв. при 19 хил. лв. за 2014 г. в резултат на намалената стойност на провизиите за обезщетение при пенсиониране на работниците и служителите.

Текущите пасиви също намаляват през 2015 г. и са в размер на 440 хил. лв. спрямо 534 хил. лв. за 2014 г. в резултат на намалените текущи търговски и други задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г. спрямо 31.12.2014 г., е видно, че:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 1,35, 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 2015 г. е 13,02, 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 44,42, което 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 298 хил. лв. на 248 хил. лв. или с 50 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 200 хил. лв. на 180 хил. лв., или с 20 хил. лв. съгласно 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.

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) – 125,24 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 125,23 лв./MWh;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,42 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 84,57 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
- Необходими годишни приходи – 2 975 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 821 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 309 хил. лв. и променливи – 1 512 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 2 563 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,00%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 14 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 9 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 650 MWh**.**

31. „Зебра" АД

С писмо вх. № Е-14-57-5 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следното:

1. Прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
2. Отчетна информация за 2015 г. с приложени справки от № 1 до № 9;
3. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г., с приложения към него;
4. Годишен доклад за дейността на „Зебра" АД през 2015 г.;
5. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 152,46 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 137,56 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 137,56 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 405,56 лв./knm^3 и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ 1,00 лв./MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За отчетния ценови период и за 2015 г. дружеството не е извършвало комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период 01.07.2015 – 30.06.2016 г. дружеството не е представило попълнено Приложение № 3 с отчетна и прогнозна информация 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 технико-икономическите параметри.

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. на „Зебра" АД реализираният финансов резултат е *печалба* в размер на 178 хил. лв. и е увеличена спрямо предходната година, когато е била 16 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 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 11,4%;

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват със 7,4%.**

Общата стойност на нетекущите активи към 31.12.2015 г. се намалява на 6 495 хил. лв. от 6 812 хил. лв. към 31.12.2014 г. в резултат на намалението на дълготрайните материални активи в частта - машини, съоръжения и оборудване.

Текущите активи също намаляват и към 31.12.2015 г. са в размер на 1 560 хил. лв., в сравнение с 1 985 хил. лв. към 31.12.2014 г., в резултат на намалението на материалните запаси.

Собственият капитал към 31.12.2015 г. се увеличава на 6 499 хил. лв. от 6 321 хил. лв. през 2014 г. от увеличената текуща печалба.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 1,00, което означава, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Дългосрочните задължения са увеличени спрямо предходната година на 418 хил. лв. от 347 хил. лв., което се дължи на увеличените задължения по дългосрочни заеми.

Текущите задължения са намалени основно от намалените задължения към доставчици и клиенти и към 31.12.2015 г. са в размер на 1 138 хил. лв., в сравнение с 2 129 хил. лв. за предходната година.

Общата ликвидност за 2015 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е подобрена спрямо предходната година и е 1,37, което е индикатор, че дружеството разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 4,18 и също се подобрява спрямо 2014 г., когато е 2,55 и означава, че дружеството разполага с достатъчно собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните задължения.

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2015 г. може да се направи извода, че дружеството подобрява общата си ликвидност, което е показател, че разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения, притежава достатъчно собствени средства за обезпечаване на инвестиционните си мероприятия и притежава собствен капитал, с който да обслужва финансовите си задължения.

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 7,9% на 5,73% в съответствие с т. 41 от „Указания НВ"- пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2015 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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) – 99,00 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 98,99 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 53,46 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 62,89 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
- Необходими годишни приходи – 1 086 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 921 хил. лв., от които условно-постоянни – 338 хил. лв. и променливи – 583 хил. лв.
    - Регулаторна база на активите – 2 803 хил. лв.
    - Норма на възвръщаемост – 6,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 794 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh**.**

32. „Унибел" АД

С писмо вх. № Е-14-64-3 от 04.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следното:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015г. и за ценовия период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. /Приложение № 3/;
2. Отчетна информация на изпълнените ремонти за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия /Приложение № 3/;
3. Отчетна информация за 2015 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;
4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2015 – 30.06.2016 г., разработена във форма и съдържание, съгласно справки от № 1 до № 9;
5. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2014 г., 2015 г., и ценовия период 01.07.2015 – 30.06.2016 г., съгласно Приложение № 4.
6. Отчетна информация за цените на горивата по Приложение № 2;
7. Отчетна информация за 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 – 30.06.2016 г. за произведената и реализирана електрическа енергия;
8. Допълнителни справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането.
9. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., с приложени справки от № 1 до № 9;
10. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. за произведената и реализирана електрическа енергия;
11. Писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи;
12. Договор № 425-2013/30.09.2015 г. с „Булгаргаз" ЕАД за доставка на природен газ.
13. Договор № Ц-57 от 02.02.2009 с „ЕВН България Електроснабдяване" АД за изкупуване на електрическа енергия.
14. Договор с „Чайм" ООД за извънгаранционно сервизно обслужване и техническа поддръжка на системата за КПЕТЕ с използване на природен газ, включително анекси за 2016 г.
15. Договор от 01.01.2013 г. със „Сторм С" АД за абонаментно поддържане на системата за КПЕТЕ, включително и анекс със „Сторм Грийн енерджи" АД от 30.03.2013 г.
16. Договор № 21/2011/01.01.2011г. с „Нев – Сервиз-91-Недялков, Тронков, Михов" СД и Анекс от 22.12.2015 г. за абонаментно поддържане на утилизаторен котел част „КИП и А" и Ко-генератор част „газово оборудване";
17. Заверени копия на договорите за лизинг и кредит и актуалните анекси към тях;
18. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 147,99 лв./MWh без ДДС и добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 0,01 лв./MWh, при цена на природния газ – 312,21 лв./knm^3.

Обосновката на дружеството е следната:

На площадката на „Унибел" АД е изградена система за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Комбинираното производство се осъществява чрез Ко-генератор тип Quanto C 1000 SPE. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 95% от комбинираната електрическа енергия ще бъде продавана на ЕРП.

Във връзка с новия ценови регулаторен период 01.07.2016 – 30.06.2017 г. дружеството предвижда, както увеличение в производството на електрическа и топлинна енергия, така и в разходите, необходими за поддържането на цялата система.

През следващия ценови период се прогнозира производството на електрическа енергия да достигне 7 762 MWh, което е с 1 476MWh повече спрямо отчетния ценови период от 01.07.2015 г. до 30.06.2016 г. или 23.49% увеличение, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 772MWh, което е с 1 414MWh повече от отчетния ценови

период или 19,22%. Увеличението се дължи на заложените по-голям брой часове работа на съоръжението, което през отчетния период е работело по-малко поради възникнали аварии и наложилите се престои за отстраняването им.

Предвижда се увеличение на количеството реализирана електрическа енергия, в т.ч. продадена на ЕРД с 23,43% или 1 405MWh.

Прогнозираните УПР за дейността през новия ценови период се предвижда да се увеличат с 0.25% спрямо отчетния ценови период. Увеличението на тези разходи се дължи основно на разходите за амортизации, които ще нараснат с 2,13%. Разходите за ремонт и материали за текуща поддръжка са обвързани с планираните ремонтни (ТО-1) и профилактични дейности, като за новия ценови период се прогнозира да възлизат на съответно 27 хил. лв. и 52 хил. лв.

През новия ценови период се предвижда и увеличение в променливите разходи спрямо отчетния, което основно се дължи на прогнозирания ръст в производството на топлинна и електрическа енергия.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 23,49% по-ниски количества на произведената електрическа и по-ниски с 19,22% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 23,43% по-ниски, а за топлинна енергия - общо пара и гореща вода, са съответно с 19,22% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 0,25% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на увеличените разходи за амортизации с 2,13%. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	400	772	802	804	2	0,25%	404	101,00%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	92	92	94	96	2	2,13%	4	4,35%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	30	24	27	27	0	0,00%	-3	-10,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	72	343	354	354	0	0,00%	282	391,67%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	36	62	64	64	0	0,00%	28	77,78%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	36	62	64	64	0	0,00%	28	77,78%
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.	170	251	263	263	0	0,00%	93	54,71%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	76	176	178	178	0	0,00%	102	134,21%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	505,12	423,45	312,21	-111	-26,27%	-172	-35,53%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	30	24	27	27	0	0,00%	-3	-10,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	30	24	27	27	0	0,00%	-3	-10,00%
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	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	9 009	5 758	7 357	8 772	1 414	19,22%	-237	-2,63%
1.1.	гореща вода	MWh	4 677	2 966	3 825	4 553	729	19,05%	-124	-2,65%
1.2.	пара	MWh	4 332	2 792	3 533	4 218	686	19,41%	-114	-2,62%
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	9 009	5 758	7 357	8 772	1 414	19,22%	-237	-2,63%
4.1.	гореща вода	MWh	4 677	2 966	3 825	4 553	729	19,05%	-124	-2,65%
4.2.	пара	MWh	4 332	2 792	3 533	4 218	686	19,41%	-114	-2,62%
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	7 683	4 914	6 285	7 762	1 476	23,49%	79	1,02%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	329	219	288	359	71	24,70%	30	8,98%
		%	4,28%	4,45%	4,57%	4,62%	0	0,98%	0	7,88%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	7 354	4 695	5 998	7 403	1 405	23,43%	49	0,67%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	7 354	4 695	5 998	7 403	1 405	23,43%	49	0,67%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh					0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	21 189	13 501	17 212	21 453	4 241	24,64%	264	1,24%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	21 189	13 501	17 212	21 453	4 241	24,64%	264	1,24%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	78,78%	79,04%	79,26%	77,07%	0	-2,77%	0	-2,17%
10	Топлинна ефективност	%	42,52%	42,65%	42,75%	40,89%	0	-4,35%	0	-3,83%
11	Електрическа ефективност	%	36,26%	36,40%	36,52%	36,18%	0	-0,92%	0	-0,22%
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	217	207	217	223	6	2,90%	6	2,55%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	112	111	111	113	3	2,30%	2	1,64%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	9 009	5 758	7 357	8 772	1 414	19,22%	-237	-2,63%
10.1.	гореща вода	MBтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	MBтч					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	MBтч	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	MBтч	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	9 009	5 758	7 357	8 772	1 414	19,22%	-237	-2,63%
	гореща вода	MWh	4 677	2 966	3 825	4 553	729	19,05%	-124	-2,65%
	водна пара	MWh	4 332	2 792	3 533	4 218	686	19,41%	-114	-2,62%

„Унибел”АД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

„Унибел" АД е представило справки по ЕССО за 2015 г. за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2015 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия" дружеството отчита *загуба* в размер на 921 хил. лв., която намалява спрямо отчетената през 2014 г. *загуба* в размер на 1 146 хил. лв., а от нерегулирана дейност през 2015 г. дружеството отчита *печалба* в размер на 5 990 хил. лв., която намалява спрямо 2014 г., когато дружеството отчита *печалба* в размер на 6 133 хил. лв.

Общо от дейността през 2015 г. дружеството отчита *печалба* в размер на 5 069 хил. лв., която нараства спрямо 2014 г., когато дружеството отчита *печалба* в размер на 4 987 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 2015 г. спрямо 2014 г. с 1,66%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 1,19%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2015 г. и ев размер на 5 433 хил. лв., спрямо 2014 г., когато е в размер на 5 684 хил. лв., вследствие на намалените дълготрайни материални активи в частта на разходите за придобиване и ликвидация на активи.

Текущите активи нарастват през 2015 г. в размер на 45 880 хил. лв. при 40 711 хил. лв. за 2014 г., в резултат на увеличените стоково-материални запаси.

Собственият капитал на дружеството се увеличава през 2015 г. в размер на 28 954 хил. лв. спрямо 2014 г., когато е в размер на 23 885 хил. лв., вследствие на натрупаната неразпределена печалба от минали години и от текущата година.

Дружеството няма дългосрочни и краткосрочни задължения от регулирана дейност, като общо от дейността дружеството също няма дългосрочни задължения, а в структурата на краткосрочните задължения с най-голям относителен дял през 2014 г. и 2015 г. са задълженията към финансови институции, последвани от задълженията към клиенти и доставчици.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г. спрямо 31.12.2014 г., е видно, че:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за 2015 г. е 5,32 спрямо 4,20 за 2014 г., 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 2015 г. е 2,05 спрямо 1,80 за 2014 г., 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 2015 г., е 1,29 спрямо 1,06 за 2014 г., което е индикатор, че дружеството е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Образуване на цената

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

- разходите за ремонт са коригирани от 27 хил. лв. на 24 хил. лв. или с 3 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т.1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 354 хил. лв. на 343 хил. лв., или с 11 хил. лв. съгласно т. 1.3 от общия подход;
- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 52 хил. лв. на 44 хил. лв., или с 8 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за вода са коригирани от 21 хил. лв. на 14 хил. лв., или с 7 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за закупена енергия са коригирани от 30 хил. лв. на 20 хил. лв., или с 10 хил. лв., 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” разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран с 55 knm^3, до изравняване на общата енергийна ефективност с отчетената стойност през 2015 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Унибел” АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 111,98 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 111,97 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 1 609 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 507 хил. лв., от които условно-постоянни – 782 хил. лв. и променливи – 725 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 635 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,20%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 403 MWh

33. „Димитър Маджаров - 2” ЕООД

С писмо вх. № Е-14-63-5 от 01.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следното:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.07.2015-30.06.2016 г. /Приложение № 3/

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия. /Приложение № 3/;

3. Отчетна информация за 2015 г., разработена във форма и съдържание по справки от № 1 до № 9;

4. Цени на природния газ за 2015 г. и периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. /Приложение №2/;

5. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия на ЕВН за 2014 г., 2015 г. и ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. /Приложение № 4/;

6. Отчетна информация за електрическата енергия за 2015 г. и за периода 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. и прогноза за периода 01.07.2016 - 30.06.2017 г.;

7. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване от 01.07.2016 г. на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 131,08 лв./MWh, без ДДС с включена добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ - 1,00 лв./MWh.

Така предложената за утвърждаване цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 418,06 лв./knm^3.

С писмо вх. № Е-14-63-7 от 17.05.2016 г. дружеството е представило допълнително одитиран годишен финансов отчет за 2015 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 0,39% по-високи количества на произведената електрическа и по-високи с 0,90% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 11,38% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), като с най-значителен ръст с 32,65% са разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, последвани от разходите за ремонт със 18,52% и разходите за заплати и възнаграждения с 11,38%. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	243	335	378	421	43	11,38%	178	73,25%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	79	130	130	130	0	0,00%	51	64,56%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	28	26	54	64	10	18,52%	36	128,57%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	72	111	123	137	14	11,38%	65	90,28%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	18	20	22	25	3	13,64%	7	38,89%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	18	20	22	25	3	13,64%	7	38,89%
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.	46	48	49	65	16	32,65%	19	41,30%
4.1.	Разходи за външни услуги		24	26	26	13	-13	-50,00%	-11	-45,83%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	504,97	418,06	385,83	-32	-7,71%	-98	-20,33%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	28	26	54	64	10	18,52%	36	128,57%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	28	26	54	64	10	18,52%	36	128,57%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	6 388	6 486	6 559	6 500	-59	-0,90%	112	1,75%
1.1.	гореща вода	MWh	4 188	4 311	4 293	4 300	7	0,16%	112	2,67%
1.2.	пара	MWh	2 200	2 175	2 266	2 200	-66	-2,91%	0	0,00%
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	%	0,19%	0,18%	0,18%	0,18%	0	0,91%	0	-1,72%
3.1.	гореща вода	%	0,29%	0,28%	0,28%	0,28%	0	-0,16%	0	-2,60%
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	6 400	6 498	6 571	6 512	-59	-0,90%	112	1,75%
4.1.	гореща вода	MWh	4 200	4 323	4 305	4 312	7	0,16%	112	2,67%
4.2.	пара	MWh	2 200	2 175	2 266	2 200	-66	-2,91%	0	0,00%
5	Произведена топлинна енергия от ВК	MWh	200				0	0,00%	-200	-100,00%
6	Произведена топлинна енергия от ППК	MWh	2 200	2 175	2 266	2 200	-66	-2,91%	0	0,00%
7	Произведена електрическа енергия	MWh	3 420	3 628	3 614	3 600	-14	-0,39%	180	5,26%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	0	72	72	72	0	0,00%	72	0,00%
		%	0,00%	1,98%	1,99%	2,00%	0	0,39%	0	0,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	3 420	3 556	3 542	3 528	-14	-0,40%	108	3,16%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	542	723	681	700	19	2,79%	158	29,15%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	2 878	2 833	2 861	2 828	-33	-1,15%	-50	-1,74%
		%	84,15%	78,09%	79,16%	78,56%	-0,006	-0,77%	-0,056	-6,65%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	11 936	11 948	11 963	11 900	-63	-0,53%	-36	-0,30%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	9 023	9 478	9 412	9 400	-12	-0,13%	377	4,17%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	2 913	2 470	2 551	2 500	-51	-2,00%	-413	-14,18%
9	ОБЩА ефективност	%	82,10%	83,76%	84,01%	84,04%	0,000	0,04%	0,019	2,37%
10	Топлинна ефективност	%	44,20%	45,48%	45,61%	45,74%	0,001	0,29%	0,015	3,50%
11	Електрическа ефективност	%	37,90%	38,28%	38,40%	38,30%	-0,001	-0,26%	0,004	1,05%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	82,39%	88,06%	88,83%	88,00%	-0,008	-0,93%	0,056	6,81%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	147	148	147	147	0	0,00%	0	0,00%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	150	143	143	143	0	0,00%	-7	-4,67%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	6 388	6 486	6 559	6 512	-47	-0,72%	124	1,94%
10.1.	гореща вода	МВтч	4 188	4 311	4 293	4 312	19	0,44%	124	2,96%
10.2.	пара	МВтч	2 200	2 175	2 266	2 200	-66	-2,91%	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%

„Д. Маджаров-2” ЕООД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2015 г., дружеството отчита положителен финансов резултат печалба от 1 407 хил. лв. при печалба от предходната година в размер на 1 341 хил. лв. Подобряването на финансовият резултат спрямо предходната година се дължи на изпреварващото намаление на разходите от оперативната дейност пред намалените приходи от продажби.

Нетекущите активи към 31.12.2015 г. са на стойност 16 898 хил. лв., докато за 2014 г. са 16 953 хил. лв. Текущите активи през 2015 г. намаляват на 12 769 хил. лв. от 14 733 хил. лв. за 2014 г. в частта на материалните запаси, търговските и други вземания.

Общите задължения на дружеството също намаляват на 13 166 хил. лв. от 16 592 хил. лв. за 2014 г. в резултат на намалените задълженията по банкови заеми и на задълженията към доставчици на стоки и услуги.

Финансовите показатели определени на база балансова структура към 31.12.2015 г., са подобрени спрямо предходната година и са както следва:

Съотношението собствен капитал/дълготрайни активи бележи ръст, но все още е под минимално изискуемите нива, което показва, че дружеството не разполага със собствения капитал да инвестира в нови дълготрайни активи.

Коефициента на общата ликвидност за 2015 г. е 1,12, което е индикатор, че дружеството разполага със оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 1,25 и спрямо предходната година е подобрен, което показва, че дружеството разполага с достатъчно собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2015 г. е 56% собствен капитал и 44% привлечени средства, а в края на 2014 г. е 48% собствен капитал и 52% привлечени средства.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи" разходите за амортизация са коригирани от 130 хил. лв. на 72 хил. лв. или с 58 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 „Димитър Маджаров - 2" ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 118,09 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 118,08 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 840 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 731 хил. лв., от които условно-постоянни – 320 хил. лв. и променливи – 411 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 756 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 614 MWh

34. „Овердрайв" АД

С писмо вх. № Е-14-69-4 от 31.03.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и

електронен носител следното:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2014г. и за ценовия период 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г. (Приложение № 3).

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 3).

3. Отчетна информация за 2015 г. и за текущия ценови период, разработена съгласно справки от № 1 до № 9.

4. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., съгласно справки от № 1 до № 9.

5. Отчетна информация за приходите от продажба на електрическа енергия за 2014 г., съгласно приложена справка (Приложение № 4);

6. Одитиран годишен финансов отчет за 2015 г.;

7. Отчетна информация за 2015 г. по ЕССО;

8. Договор за изкупуване на електрическа енергия с „ЧЕЗ Електро България“ АД;

9. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване от 01.07.2016 г.:

- цена на комбинирана електрическа енергия – 391,62 лв./MWh, без ДДС;
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;
- преференциална цена на електрическата енергия – 391,63 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за утвърждаване цена на електрическа енергия е изчислени с цена на природен газ – 620,00 лв./knm^3.

Дружеството е представило следната обосновка:

1. Описание на когенерационната инсталация *– инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на два газови когенератора, тип „CENTO T120 SPE“ на фирмата TEDOM – Чехия, с инсталирана електрическа мощност N_{el} = 2* x *125 kW и топлинна мощност 2* x *165 kW.*

Когенерационната инсталация, топлинният акумулатор и връзката с отоплителната и охлаждаща инсталацията на фирмата е въведена в експлоатация на 20.11.2008 г.

Топлинната мощност се ползва за производство на гореща вода и за абсорбционния чилър –Кериър – 180 kW, който произвежда студ за климатичната инсталация.

Топлинната мощност се реализира чрез утилизация на топлината на изходящите газове, смазочната система и системата за захранване с гориво.

Инсталацията работи 8 760 h годишно, като осигурява на присъединените към нея консуматори топлинна енергия под формата на гореща вода при температурен режим 70 - 50 °C. Инсталацията има съответната газосигнализационна и защитна система.

2. Произведени количества електрическа енергия

През 2016 г. когенерационната инсталация се предвижда да произведе:

- бруто електрическа енергия – 1 150 MWh;

- топлинна енергия – 1 350 MWh.

Тази производствена програма покрива нуждите на сградата на „Овердрайв” АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ ЕАД.

3. Инвестиционна и ремонтна програма

През 2016 г. „Овердрайв” АД предвижда изграждане на SCADA система за дистанционно предаване на данни до ЕРД, по наредба от МЕ.

4. Условно – постоянни разходи

Дълготрайните материални активи, с първоначална стойност 710 хил. лв. към 01.01.2015 г., са амортизирани до 506 хил. лв. и през 2016 г. ще бъдат амортизирани с още 49 хил. лв.

На пръв поглед мощността на когенераторите е завишена, защото през отоплителния сезон работи само един когенератор и той е достатъчен да покрива

нуждите за отопление на климатичната инсталация. Следва да се има предвид, че отоплителната мощност е оразмерена по летния топлинен товар на сградата на „Овердрайв" АД. Този летен товар се обезпечава от абсорбционният чилър, чиято мощност е 180 kW. Това количество студ може да се получи от 300 kW топлинна енергия /90/70 °C/. По тази причина са инсталирани два когенератора с обща топлинна мощност 330 kW.

Дружеството заявява, че поради ниската преференциална цена на електрическата енергия, която определя КЕВР, и респективно много високата цена на топлинната енергия за собствена консумация е принудено да ограничава мощността на системата, за сметка на комфорта на обитаване на сградата през горещите летни дни.

Разходите за труд, ремонти и др. са ограничени до възможния минимум.

***5. Променливи разходи** - 95% от променливите разходи се изразходват за гориво, включително за акциз.*

Цената на природния газ е утвърдената от КЕВР на дистрибутора „Овергаз мрежи" АД .

***6. Възвръщаемост на капитала** - Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определена на 4%.*

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 21,69% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 4,65% по- ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 18,22% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 г. – 30.06.2016 г.), като с най-значителен ръст са разходите за ремонт със 143,75% и с 13,89% на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	149	223	225	266	41	18,22%	117,00	78,52%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	55	49	49	50	1	2,04%	-5,00	-9,09%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	13	17	16	39	23	143,75%	26,00	200,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	39	41	42	44	2	4,76%	5,00	12,82%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	9	9	10	10	0	0,00%	1,00	11,11%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	9	9	10	10	0	0,00%	1,00	11,11%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0,00	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	33	107	108	123	15	13,89%	90,00	272,73%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	21	89	89	90	1	1,12%	69,00	328,57%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	613,88	661,00	562,00	620,00	58	10,32%	6,12	1,00%
III.	Цена на въглища	лв./t	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00%	0,00	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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	13	17	16	39	23	143,75%	26,00	200,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	13	17	16	39	23	143,75%	26,00	200,00%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0,00	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%	0,00	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0,00	0,00%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0,00	0,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	820	1 196	1 290	1 350	60	4,65%	530	64,63%
1.1.	гореща вода	MWh	820	1 196	1 290	1 350	60	4,65%	530	64,63%
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	820	1 196	1 290	1 350	60	4,65%	530	64,63%
4.1.	гореща вода	MWh	820	1 196	1 290	1 350	60	4,65%	530	64,63%
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	625	897	945	1 150	205	21,69%	525	84,00%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	25	0	0	0	0	0,00%	-25	-100,00%
		%	4,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	-100,00%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	600	897	945	1 150	205	21,69%	550	91,67%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	600	507	540	800	260	48,15%	200	33,33%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh					0	0,00%	0	0,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh		390	405	350	-55	-13,58%	350	0,00%
		%	0,00%	43,48%	42,86%	30,43%	0	-28,99%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 724	2 583	2 756	3 099	343	12,44%	1 375	79,79%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 724	2 583	2 756	3 099	343	12,44%	1 375	79,79%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	83,84%	81,03%	81,10%	80,68%	-0,004	-0,52%	-0,032	-3,77%
10	Топлинна ефективност	%	47,57%	46,30%	46,81%	43,56%	-0,032	-6,93%	-0,040	-8,43%
11	Електрическа ефективност	%	36,26%	34,73%	34,29%	37,11%	0,028	8,23%	0,008	2,34%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	204	207	366	199	-166	-45,45%	-5	-2,45%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	109	109	109	110	1	0,90%	2	1,63%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	820	1 196	1 290	1 350	60	4,65%	530	64,63%
10.1.	гореща вода	МВтч	820	1 196	1 290	1 350	60	4,65%	530	64,63%
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%

„Овердрайв“ АД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

„Овердрайв“ АД съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2015 г. отчита нетна *печалба* в размер на 17 хил. лв. при 74 хил. лв. за 2014 г.

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

- **Нетните приходи от продажби на продукция за 2015 г. нарастват спрямо 2014 г. с около 162%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 20,74%.**

Общата стойност на нетекущите активи през 2015 г. намалява в размер на 5 283 хил. лв. при 5 412 хил. лв. за 2014 г., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта - имоти, машини, съоръжения и оборудване.

Текущите активи нарастват през 2015 г. в размер на 4 301 хил. лв. при 3 700 хил. лв. за 2014 г. в резултат на увеличените материални запаси от 2 558 хил. лв. за 2014 г. на 3 433 хил. лв. през 2015 г.

Собственият капитал на дружеството нараства през 2015 г. в размер на 8 624 хил. лв. от 8 604 хил. лв. през 2014 г., вследствие на увеличените резерви.

Общо задълженията на дружеството нарастват през 2015 г. в размер на 960 хил. лв. при 505 хил. лв. за 2014 г., основно от увеличените други текущи и нетекущи финансови пасиви.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г. спрямо 31.12.2014 г., е видно, че:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за 2015 г. е 1,63, 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 2015 г. е 5,86, 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 8,98, което е индикатор, че дружеството е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи” разходите за амортизация са коригирани от 50 хил. лв. на 47 хил. лв. или с 3 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в „Машини, съоръжения и оборудване” в производството съгласно № 2 „РБА” и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

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

3. В справка № 4 „ТИП в производството” собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 350 MWh (30,43%) на 100 MWh (8,7%), или с 250 MWh, с отчитане на собственото потребление и съгласно т. 4 от общия подход.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Овердрайв” АД са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 263,96 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 263,95 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 449 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 412 хил. лв., от които условно-постоянни – 263 хил. лв. и променливи – 149 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 553 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 6,67%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 050 MWh

35. „МБАЛ – Търговище" АД

С писмо вх. № Е-14-65-4 от 04.04.2016 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител следното:

1. Отчетна информация за 2015 г. и прогнозна такава за новия ценови период от 01.07.2016 г., изготвена по справки от № 1 до № 9;

2. Неодитиран годишен финансов отчет за 2015 г.;

3. Аналитична оборотна ведомост (сметка 611);

4. Приложения № 2, № 3 и № 4 съгласно писмо на КЕВР № Е-14-00-5 от 11.03.2015 г.;

5. Копие на фактури от „БГ Терм" ООД – 5 бр. и протокол за текущо сервизно обслужване от 02.03.2016 г.;

6. Копие на оферти за текущ ремонт – 2 бр., който ще се извърши в периода до 30.06.2016 г.;

7. Копие на договор за изкупуване на ел. енергия и последно подписани спецификации към него;

8. Документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване от 01.07.2016 г.:

- преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 384,81 лв./MWh без ДДС:

- индивидуална цена на електрическа енергия – 383,81 лв./MWh без ДДС

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 1,00 лв./MWh.

Така предложената за утвърждаване цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 465,39 лв./knm^3.

С писмо вх. № Е-14-65-4 от 27.04.2016 г. дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2015 г.

В придружителното писмо към заявлението дружеството информира за следното:

Съгласно изискванията на завода-производител за експлоатация на КО-генерационния модул на всеки 1 250 раб. часа е необходимо да бъде извършен задължителен текущ ремонт по определен алгоритъм. Изготвя се типов протокол, който се подписва двустранно, и в рамките на 24 h след завършване на процедурата задължително се изпраща до завода-производител по факс. За поддържане на доброто техническо състояние на инсталацията са спазени всички изисквания на производителя. През изминалия период са зачестили аварийните ремонти.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За текущия ценови период дружеството отчита с 1,39% по-високи количества на произведената електрическа и по-ниски с 0,31% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана електрическа енергия са с 1,54% по-високи, а за топлинна енергия с гореща вода са с 0,50% по-ниски от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР със 7,87% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015– 30.06.2016 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 31,08%, разходите за амортизации с 10,53% и с 8,38% на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	84	128	128	138	10	7,87%	54	63,86%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	9	23	21	23	2	10,53%	14	155,56%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	7	7	7	10	2	31,08%	3	38,57%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	36	65	67	70	3	4,48%	34	94,44%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	14	14	14	15	1	7,14%	1	7,14%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	14	14	14	15	1	7,14%	1	7,14%
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.	18	18	19	21	2	8,38%	2	12,13%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	3	4	8	6	-2	-26,83%	3	100,00%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	621,36	667,00	557,19	465,39	-92	-16,48%	-156	-25,10%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	7	7	7	10	2	31,08%	3	38,57%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	7	7	7	10	2	31,08%	3	38,57%
I.2.	по преноса	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.	И н в е с т и ц и и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	0	0	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	Димeнсия	Прогноза в цени от 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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	674	592	595	598	3	0,50%	-76	-11,28%
1.1.	гореща вода	MWh	674	592	595	598	3	0,50%	-76	-11,28%
1.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	69	57	58	57	-1	-1,72%	-12	-17,39%
2.1.	гореща вода	MWh	69	57	58	57	-1	-1,72%	-12	-17,39%
2.2.	пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	9,29%	8,78%	8,88%	8,70%	0	-2,02%	0	-6,29%
3.1.	гореща вода	%	9,29%	8,78%	8,88%	8,70%	0	-2,02%	0	-6,29%
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	743	649	653	655	2	0,31%	-88	-11,84%
4.1.	гореща вода	MWh	743	649	653	655	2	0,31%	-88	-11,84%
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	343	292	287	283	-4	-1,39%	-60	-17,49%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	17	27	28	28	0	0,00%	11	64,71%
		%	4,96%	9,25%	9,76%	9,89%	0	1,41%	0	99,63%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	326	265	259	255	-4	-1,54%	-71	-21,78%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	135	114	107	102	-5	-4,67%	-33	-24,44%
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	191	151	152	153	1	0,66%	-38	-19,90%
		%	55,69%	51,71%	52,96%	54,06%	0	2,08%	0	-2,91%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 134	990	1 005	1 018	13	1,29%	-116	-10,26%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 134	990	1 005	1 018	13	1,29%	-116	-10,26%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	89,65%	89,31%	87,76%	86,54%	0	-1,39%	0	-3,47%
10	Топлинна ефективност	%	59,42%	59,81%	59,20%	58,74%	0	-0,78%	0	-1,13%
11	Електрическа ефективност	%	30,24%	29,50%	28,56%	27,80%	0	-2,65%	0	-8,06%
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	197	177	183	189	6	3,28%	-8	-3,82%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	117	115	116	115	-1	-0,86%	-2	-1,93%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	674	592	595	598	3	0,50%	-76	-11,28%
10.1.	гореща вода	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	МВтч					0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	МВтч	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	674	592	595	598	3	0,50%	-76	-11,28%
	гореща вода	MWh	674	592	595	598	3	0,50%	-76	-11,28%
	водна пара	MWh					0	0,00%	0	0,00%

„МБАЛ - Търговище” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

„МБАЛ-Търговище" АД съгласно представеният неодитиран годишен финансов отчет за 2015 г. отчита *загуба* в размер на 400 хил. лв. спрямо 2014 г., когато дружеството отчита нетна *печалба* в размер на 15 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 2,39%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с 0,46%.**

Общата стойност на нетекущите активи намалява през 2015 г. в размер на 6 882 хил. лв., спрямо 2014 г., когато са в размер на 6 982 хил. лв., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта - имоти, машини, съоръжения и оборудване.

Текущите активи на дружеството също намаляват през 2015 г. и са в размер на 2 195 хил. лв. при 2 383 хил. лв. за 2014 г., основно от намалените търговски и други вземания.

Собственият капитал на дружеството намалява и през 2015 г. е в размер на 5 159 хил. лв. при 5 466 хил. лв. за 2014 г. в резултат на отчетения отрицателен финансов резултат от дейността за текущата година.

Нетекущите пасиви намаляват през 2015 г. в размер на 216 хил. лв. при 303 хил. лв. за 2014 г., вследствие на намалените финансирания за дълготрайни активи.

Текущите пасиви нарастват през 2015 г. в размер на 3 702 хил. лв. при 3 596 хил. лв. за 2014 г. от увеличените текущи търговски и други задължения.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2015 г. спрямо 31.12.2014 г., е видно, че:

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,74 спрямо 0,78 за 2014 г., 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 2015 г. е 0,59 спрямо 0,66 за 2014 г., 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 1,31 спрямо 1,40 за 2014 г., което е индикатор, че дружеството е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизация са коригирани от 23 хил. лв. на 7 хил. лв. или с 16 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 са коригирани от 7 хил. лв. на 4 хил. лв. или с 3 хил. лв. до нивото на отчета през 2014 г. съгласно т. 1 от общия подход;
- разходите за ремонт са коригирани от 10 хил. лв. на 7 хил. лв. или с 3 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2015 г. в съответствие с т.1. 2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 70 хил. лв. на 65 хил. лв. или с 5 хил. лв. съгласно 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 № 4 „ТИП в производството" собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени от 29 MWh (10,43%) на 9 MWh (3,29%), съгласно т.4 от общия подход.

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) – 254,54 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 254,53 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 204 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 198 хил. лв., от които условно-постоянни – 114 хил. лв. и променливи – 84 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 107 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 271 MWh

36. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора

С писмо с вх. № Е-12-00-05 от 18.01.2016 г. УМБАЛ „проф. д-р Стоян Киркович“ АД е подало заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е приложило следната информация и документи:

1. Отчетна информация за 2015 г. и за ценови период 01.04.2015 г. – 31.03.2016 г., разработена съгласно справки от № 1 до № 9;
2. Прогнозна информация за новия ценови период – справки от № 1 до № 9;
3. Обосновка за разходите за производство на електрическа енергия от газов когенерационен модул 150 kW на УМБАЛ „Проф. Д-р Стоян Киркович“ АД – гр. Стара Загора и приложения към нея;
4. Предварителен годишен финансов отчет за 2015 г. и допълнителни справки относно прилагане на ЕССО за целите на регулирането;
5. Договор за изкупване на електрическа енергия;
6. Договор за участие в стандартна балансираща група;
7. Документ за внесена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени.:

Преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 291,23 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 291,22 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

при цена на природен газ - 676,00 лв./knm^3 (без ДДС)

Обосновката на дружеството е следната:

Дружеството е монтирало газов когенерционен модул през 2011 г. - UPB 926 TC-N-E, с инсталирана електрическа мощност 0,15 MW и обща топлинна мощност - 0,202 MW.

Разходът на природен газ по данни на производителя е 41,5 nm³/h при максимална мощност.

Цена на природен газ - 795,42 лв./knm^3, без ДДС - приложен е договор с „Овергаз – Изток“ АД и ценова листа за 2015 г. Според заявката за 2015 г. дружеството попада в неравномерно потребление до 400 000 m^3 и цена 954,50 лв./knm^3,с ДДС.

Стойността на газов когенерционен модул /Когенератор/ - приложена е справка - извлечение от инвентарната книга - 744 792,67 лв. с ДДС. Не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Предвиждани ремонти – 2 пъти годишно – 3 000 лв.

Газов когенерционен модул ще бъде обслужван от персонал – 2 работника, брутна месечна заплата – 600 лв. или общо 1 200 лв. на месец - за 1година 14 400 лв. Социални и здравни осигуровки за сметка на работодателя – 7 000 лв. за 1 година.

Материали за текуща поддръжка:

Смяна на масло - на 1 500 h x 45 l x 6 лв./l, без ДДС. За 4 500 h/годишно – 135 l x 6 лв. =810 лв.

Подмяна на свещи, ремъци , филтри и др. – 2 000 лв./годишно.

Общо Материали за текуща поддръжка- 3 000лв. /год. без ДДС.

Предстои сключване на договор за абонаментна поддръжка на стойност – 5 000 лв., без ДДС, за 1 година.

С писмо изх. № Е-12-00-5 от 05.02.2016 г. на КЕВР от заявителя е поискано да представи**:**

1. Прогнозна информация за периода 01.04.2016 г. -31.03.2017 г. разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9;
2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период 01.04.2015 г. – 31.03.2016 г. (Приложение № 3);
3. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия за 2015 г. и за ценовия период 01.04.2015 г. – 31.03.2016 г. (Приложение № 3);
4. Копие от актуален договор за доставка на природен газ с „Овергаз мрежи“АД.

С писмо вх. № Е-12-00-5 от 25.02.2016 г. заявителят е представил исканата информация, като дружеството е предложило за утвърждаване, следните цени, без ДДС:

Преференциална цена на електрическа енергия без ДДС – 253,17 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуална цена на комбинирана електрическа енергия – 253,16 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh,

при цена на природен газ - 636,42 лв./knm^3 (без ДДС).

На 20.05.2016 г. дружеството е представило допълнителна информация по електронна поща.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 140,56% по-ниски от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 8,59% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 42,86%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ с 10,53 %, разходите за амортизации, с 9,52 % и разходите за заплати и възнаграждения с 4,48%. 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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	89	127	128	139	11	8,59%	50	56,18%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	44	23	21	23	2	9,52%	-21	-47,73%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	5	7	7	10	3	42,86%	5	100,00%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	14	65	67	70	3	4,48%	56	400,00%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	7	14	14	15	1	7,14%	8	114,29%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	5	14	14	15	1	7,14%	10	200,00%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	2	0	0	0	0	0,00%	-2	-100,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	19	18	19	21	2	10,53%	2	10,53%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	11	4	8	6	-2	-25,00%	-5	-45,45%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	676,54	667,00	557,19	465,39	-92	-16,48%	-211	-31,21%
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 01.07.2015 г.	Отчет 2015 г.	Отчет ценови период 01.07.2015 - 30.06.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	5	7	7	10	3	42,86%	5	100,00%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	5	7	7	10	3	42,86%	5	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.	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%

УМБАЛ „проф. д-р Стоян Киркович” АД

№	Наименование	Димензия	Прогноза в цени от 01.04.2015 г.	Отчет ценови период 01.04.2015 - 31.03.2016 г.	Прогноза в цени от 01.04.2016 г.	**Разлика** Прогноза 2016 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2016 – Прогноза 2015 г.	Изменение в %
1	2	3	4	6	7	8=7-6	9	10 = 7-4	11
1	Отпусната топлинна енергия към преноса-общо	MWh	909	553	1 296	743	134,30%	387	42,63%
1.1.	гореща вода	MWh	909	553	1 296	743	134,30%	387	42,63%
1.2.	пара	MWh				0	0,00%	0	0,00%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	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	0,00%	0	0,00%
3.1.	гореща вода	%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
3.2.	пара	%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
4	Отпусната топлинна енергия от съоръженията-общо	MWh	909	553	1 296	743	134,30%	387	42,63%
4.1.	гореща вода	MWh	909	553	1 296	743	134,30%	387	42,63%
4.2.	пара	MWh	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	675	403	964	561	139,11%	289	42,76%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	25	24	53	28	116,66%	28	110,40%
		%	3,70%	6,02%	5,46%	-0,006	-9,39%	0,018	47,38%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	650	379	911	532	140,55%	261	40,15%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh	650	379	911	532	140,55%	261	40,15%
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	0,00%	0	0,00%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 979	1 128	2 608	1 480	131,26%	629	31,76%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 979	1 128	2 608	1 480	131,26%	629	31,76%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	80,04%	84,81%	86,67%	0,019	2,19%	0,066	8,29%
10	Топлинна ефективност	%	45,93%	49,07%	49,72%	0,006	1,32%	0,038	8,25%
11	Електрическа ефективност	%	34,11%	35,74%	36,95%	0,012	3,39%	0,028	8,34%
12	Топлинна ефективност на ВК§ППК	%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
8	СРуг за произв. на ЕЕ	g_{cf} / kWh	207	208	202	-6	-3,05%	-5	-2,33%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} / MWh	114	108	105	-3	-2,46%	-9	-7,66%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	MBтч	909	553	1 296	743	134,30%	387	42,63%
10.1.	гореща вода	MBтч				0	0,00%	0	0,00%
10.2.	пара	MBтч				0	0,00%	0	0,00%
11	Технологични разходи - общо	MWh	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
12	Технологични разходи - гореща вода	MBтч	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
13	Технологични разходи - пара	MBтч	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
		%	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
14	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	909	553	1 296	743	134,30%	387	42,63%
	гореща вода	MWh	909	553	1 296	743	134,30%	387	42,63%
	водна пара	MWh				0	0,00%	0	0,00%

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2015 г. отчита *загуба* в размер на 200 хил. лв., която намалява спрямо отчетената през 2014 г. в размер на 2 301 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби през 2015 г. намаляват спрямо предходната година с 3,30%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2015 г. спрямо 2014 г. с около 11%.**

Общата стойност на нетекущите активи на дружеството намаляват през 2015 г. в размер на 11 597 хил. лв. спрямо 12 503 хил. лв. за 2014 г., основно от намалените дълготрайни материални активи в частта на сгради, машини, производствено оборудване и апаратура.

Текущите активи на дружеството се увеличават през 2015 г. в размер на 3 417 хил. лв. при 2 877 хил. лв. за 2014 г. в резултат на увеличените вземания от клиенти и доставчици и другите вземания.

Собственият капитал на дружеството е отрицателна величина и през 2015 г., която нараства и е в размер на 16 420 хил. лв. при 14 819 хил. лв. за 2014 г., вследствие на натрупаната непокрита загуба от минали години.

Общо задълженията на дружеството нарастват през 2015 г. в размер на 26 546 хил. лв. при 24 770 хил. лв. за 2014 г., вследствие на увеличените други задължения.

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.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2015 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2015 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ дружеството отчита *загуба* в размер на 105 хил. лв. при отчетена *загуба* от нерегулирана дейност в размер на 95 хил. лв.

Дружеството няма дългосрочни задължения от регулирана дейност, а в структурата на краткосрочните задължения от нерегулираната дейност с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в размер на 19 947 хил. лв.

Образуване на цената

1. В справка № 1 „Разходи” разходите за амортизация са коригирани от 87 хил. лв. на 50 хил. лв. или с 37 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) – 221,89 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 221,88 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 338 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 310 хил. лв., от които условно-постоянни – 123 хил. лв. и променливи – 187 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 422 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,67%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 911 MWh.

37. „ЛУКОЙЛ НЕФТОХИМ БУРГАС“ АД

Със писмо с вх. № Е-14-26-1 от 16.02.2016 г. „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД е подало заявление за утвърждаване на цени на топлинната енергия, към което е приложило следната информация и документи:

1. Отчетна информация за периода 20.04.2015 г. – 31.03.2016 г.– справки от № 1 до № 9
2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2015 г. и за ценовия период;
3. Отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни мероприятия – Приложение № 3;
4. Справка за среднопретеглени цени на горивата;
5. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2015 г.;
6. Обосновка;
7. Документ за внесена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени (без ДДС):

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 78,31 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 78, 31 лв./MWh

Обосновката на дружеството е следната:

Прогнозните количества „Отпусната топлинна енергия от централата“ (към преноса, собствено потребление и потребители) са определени в съответствие с утвърден „Алгоритъм за пресмятане на режимните фактори и на количеството комбинирана електрическа енергия, произведена от инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в ТЕЦ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД през 2016 г. Количествата полезна топлинна енергия с топлоносител водна пара, гореща вода и с химически очистена вода, отпуснати за технологичните нужди на нефтопреработката в „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД, е на база утвърден годишен план.

Прогнозни количества електроенергия - режимът на работа на ТЕЦ, в това число и производството на електрическа енергия, се определя от натоварването му по топлинна енергия и съпътстващо минимално електропроизводство, гарантиращо работата на парната турбина.

За прогнозния период стойността на дълготрайните материални активи в РБА е равна на балансовата стойност към 31.12.2015 г.

Прогнозните разходи за покупка на природен газ за периода 01.01.2016 г.-31.03.2016 г. са изчислени по действащи цени, с включен акциз - 412,42 лв./knm^3.

Прогнозните разходи за горивен газ са изчислени по текуща производствена себестойност - 613,86 лв./t.

Разходите за покупка на емисии за парникови газове (CO_2) са определени на база на очакваните отделени за периода 01.01.2016 г. - 31.03.2016 г. емисии от производството на електрическа енергия при котировка 8,22 евро/t (фактическа към 31.12.2015 г.).

Всички други разходи са запазени на ниво фактически данни за 2015 г.

Размерът на оборотния капитал е определен съгласно „Указания НВ“.

С писмо изх. № Е-14-26-1 от 29.02.2016 г. на КЕВР от заявителя е поискано да

представи**:**

1. Прогнозна информация за периода 01.04.2016 г. - 31.03.2017 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване, съгласно справки от № 1 до № 9 в електронен вид;
2. Приложения № 2, 3 и 4 в електронен вид;
3. Копие на договор за доставка на газ с всички приложения към него;
4. Предварителен годишен финансов отчет за 2015 г. на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти.

В приложената информация към годишния финансов отчет да се представят допълнителни справки и пояснения относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането.

С писмо вх. № Е-14-26-1 от 22.03.2016 г. дружеството е представило исканата информация и документи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За текущия ценови период дружеството отчита с 1,64% по-високи количества на произведената електрическа и по-ниски с 6,58% на топлинната енергия спрямо новия ценови период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с пара са със 7,21% по-ниски, а за топлинна енергия с гореща вода са с 1,13% по-високи от прогнозните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 2,50% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2015 – 30.06.2016 г.), основно от намалените разходи за ремонт с 60,15%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 95,51%.

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 01.07.2015 г.	Отчет 20.04.2015 г. - 31.12.2015г.	Отчет ценови период 20.04.2015 - 31.03.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ	хил. лв.	10 163	6 572	12 398	12 088	-310	-2,50%	1 925	18,94%
1	Разходи за амортизации	хил. лв.	1 757	3 309	3 996	6 185	2 189	54,78%	4 428	252,02%
2	Разходи за ремонт	хил. лв.	2 696	1 505	3 950	1 574	-2 376	-60,15%	-1 122	-41,62%
3	Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	3 793		2 032	1 919	-113	-5,56%	-1 874	-49,41%
3.1.	**Начисления** свързани с т. 3, по действащото законодателство	хил. лв.	587	254	355	327	-28	-7,89%	-260	-44,29%
3.1.1.	осигурителни вноски	хил. лв.	587	229	320	292	-28	-8,75%	-295	-50,26%
3.1.2.	социални разходи	хил. лв.	0	25	35	35	0	0,00%	35	0,00%
4	Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в т.ч.:	хил. лв.	1 330	1 504	2 065	2 083	18	0,87%	753	56,62%
4.1.	Разходи за външни услуги	хил. лв.	854	705	969	808	-161	-16,62%	-46	-5,39%
II.	Цена на природен газ	лв./хил.н.м^3	484,26	469,11	450,41	416,97	-33	-7,42%	-67	-13,90%
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 01.07.2015 г.	Отчет 20.04.2015 г. - 31.12.2015г.	Отчет ценови период 20.04.2015 - 31.03.2016 г.	Прогноза в цени от 01.07.2016 г.	**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
I.	Р е м о н т и ОБЩО, в т.ч.:	хил. лв.	2 696	2 377	3 950	1 574	-2 376	-60,15%	-1 122	-41,62%
I.1.	в топлоизточника	хил. лв.	2 696	2 377	3 950	1 574	-2 376	-60,15%	-1 122	-41,62%
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.	27 668	16 257	16 257	719	-15 538	-95,57%	-26 949	-97,40%
II.1.	в топлоизточника	хил. лв.	27 668	16 037	16 037	719	-15 318	-95,51%	-26 949	-97,40%
II.2.	по преноса	хил. лв.	0	220	220	0	-220	-100,00%	0	0,00%

№	Наименование	Димeнсия	Прогноза в цени от 20.04.2015г.	Отчет 20.04. 2015 - 31.12.2015 г.	Отчет ценови период 20.04.2015 - 31.03.2016 г.	Прогноза в цени от 01.04.2016 г. - 31.03.2017г.	**Разлика** Прогноза 2015 – Отчет ценови период	Изменение в %	**Разлика** Прогноза 2015 – Прогноза 2017г.	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	684 668	548 607	784 843	837 057	52 214	6,65%	152 389	22,26%
1.1.	гореща вода	MWh	57 258	29 127	50 149	49 355	-794	-1,58%	-7 903	-13,80%
1.2.	пара	MWh	627 409	519 480	734 694	787 702	53 008	7,21%	160 292	25,55%
2	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	7 569	2 394	4 783	4 501	-282	-5,89%	-3 068	-40,53%
2.1.	гореща вода	MWh	7 569	2 394	4 783	4 501	-282	-5,89%	-3 068	-40,53%
2.2.	пара	MWh		0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
3	Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,09%	0,43%	0,61%	0,53%	-0,001	-11,70%	-0,006	-51,08%
3.1.	гореща вода	%	11,68%	7,60%	8,71%	8,36%	-0,003	-4,01%	-0,033	-28,41%
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	692 236	551 002	789 626	841 558	51 932	6,58%	149 322	21,57%
4.1.	гореща вода	MWh	64 827	31 522	54 932	53 857	-1 075	-1,96%	-10 970	-16,92%
4.2.	пара	MWh	627 409	519 480	734 694	787 702	53 008	7,21%	160 292	25,55%
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	102 602	113 518	162 455	159 788	-2 666	-1,64%	57 186	55,74%
7.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	MWh	26 807	26 147	36 731	37 317	586	1,60%	10 510	39,21%
		%	26,13%	23,03%	22,61%	23,35%	0,007	3,29%	-0,028	-10,61%
7.2.	Продадена електрическа енергия	MWh	75 795	87 371	125 724	122 471	-3 253	-2,59%	46 676	61,58%
7.2.1.	Комбинирана електрическа енергия **от ВЕП**	MWh		0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
7.2.2.	Комбинирана електрическа енергия **без** ВЕП	MWh	2 965	1 916	2 306	0	-2 306	-100,00%	-2 965	-100,00%
7.2.3.	Некомбинирана електрическа енергия	MWh	1 198	607	607	0	-607	-100,00%	-1 198	-100,00%
7.2.4.	Електрическа енергия за собствено потребление	MWh	71 632	84 848	122 811	122 471	-340	-0,28%	50 839	70,97%
	в т.ч. за нерегулирана дейност	%	69,82%	74,74%	75,60%	76,65%	0,010	1,39%	0,068	9,78%
8	Топлина на горивата за производство	MWh	1 032 770	897 155	1 242 940	1 248 602	5 662	0,46%	215 832	20,90%
8.1.	Топлина на горивата за ен. част	MWh	1 032 770	897 155	1 242 940	1 248 602	5 662	0,46%	215 832	20,90%
8.2.	Топлина на горивата за ВК§ППК	MWh	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
9	ОБЩА ефективност	%	76,23%	73,80%	76,21%	79,84%	0,036	4,75%	0,036	4,73%
10	Топлинна ефективност	%	66,29%	61,15%	63,14%	67,04%	0,039	6,17%	0,007	1,12%
11	Електрическа ефективност	%	9,93%	12,65%	13,07%	12,80%	-0,003	-2,09%	0,029	28,82%
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	266,75	263,40	260,45	243,12	-17	-6,65%	-24	-8,86%
9	СРуг за произв. на ТЕ	kg_{cf} /	142,64	146,41	140,66	136,85	-4	-2,71%	-6	-4,06%
10	Топлинна енергия за разпределение - общо	МВтч	677 099	546 213	780 060	832 556	52 496	6,73%	155 457	22,96%
10.1.	гореща вода	МВтч	49 690	26 733	45 366	44 854	-512	-1,13%	-4 835	-9,73%
10.2.	пара	МВтч	627 409	519 480	734 694	787 702	53 008	7,21%	160 292	25,55%
11	Технологични разходи - общо	MWh	7 569	2 394	4 783	4 501	-282	-5,89%	-3 068	-40,53%
		%	1,11%	0,44%	0,61%	0,54%	-0,001	-11,76%	-0,006	-51,36%
12	Технологични разходи - гореща вода	МВтч	7 569	2 394	4 783	4 501	-282	-5,89%	-3 068	-40,53%
		%	13,22%	8,22%	9,54%	9,12%	-0,004	-4,38%	-0,041	-31,01%
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%

„Лукойл Нефтохим Бургас” АД

Анализ на общото финансово състояние за 2015 г.

Не е извършен финансов анализ, тъй като дружеството не е представило годишен финансов отчет за 2015 г. и справки относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на Лукойл Нефтохим Бургас“ АД са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 54,49 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 53,16 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 56 126 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 54 205 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 087 хил. лв. и променливи – 42 118 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 42 675 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 4,50%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 44 854 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 787 702 MWh.

II. КОРЕКЦИЯ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ В РЕЗУЛТАТ НА ИЗМЕНЕНИЕТО НА ЦЕНАТА НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ ОТ 01.07.2016 г.

38. „Оранжерии Петров дол” ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 103,99 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 95,99 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 8,00 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 422 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 344 хил. лв., от които условно-постоянни – 467 хил. лв. и променливи – 877 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 1 188 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,57%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 079 MWh

Изказвания по т.2:

И. Александров: Според процедурата, за да се прибегне към образуване на цени, се минава през регулаторен преглед. Във връзка с необходимостта да се направи регулаторен преглед ще дам думата на г-жа Камбурова в кратце да каже финансовото състояние на дружествата какво е по данни от годишните финансови отчети, след което ще продължа с общия подход, който е ползван впоследствие при корекциите при образуване на цените.

Ц. Камбурова: Анализ и оценка на финансовото състояние към 31.12.2015 г. са направени на 14 бр. топлофикационни дружества, които са изброени на стр. 5, на 20 дружества с топлинен товар за небитови нужди. Анализът и оценката на общото финансово състояние е направен при прилагане на единна методика за комплексен факторен анализ и модел за обща оценка на използването на капитала и активите. Кои са постигнатите резултати за 2015 г. по отношение на топлофикационните дружества, които са отчели печалба? Ще ги цитирам. Това са „Топлофикация Бургас” ЕАД, „Юлико Евротрейд” ЕООД, „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, „Топлофикация Враца” ЕАД и „Овергаз мрежи” АД. Останалите дружества са отчели загуба от дейността си, говоря от

топлофикационните дружества, които са 14 на брой. Само 5 са на печалба, които цитирах. От направения анализ се установи, че дружества, които подобряват (за топлофикационните дружества говоря) през 2015 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата или намаляват загубата. Това са „Топлофикация София" ЕАД, „Топлофикация ВТ" АД, „Юлико Евротрейд" ЕООД, „Топлофикация Враца" ЕАД, „Топлофикация Габрово" ЕАД, „Овергаз мрежи" АД и „Топлофикация Русе" ЕАД. Останалите дружества влошават през 2015 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата, това са: „ЕВН България Топлофикация" ЕАД, „Топлофикация Бургас" ЕАД, „Топлофикация Плевен" ЕАД, „Топлофикация Разград" ЕАД, „Веолия Енерджи Варна" ЕАД, "Топлофикация Сливен" ЕАД и „Топлофикация Перник" АД.

По отношение на направения анализ на централите с топлинен товар за небитови нужди отделно са изброени дружествата, които реализират печалба през отчетната 2015 г., и които отчитат загуба. може да се направят следните изводи. Дружествата, които подобряват през 2015 г. спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата или намаляват загубата, са: „Алт Ко" АД, „Унибел" АД, „Зебра" АД, ЧЗП „Румяна Величкова", „ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД, „Когрийн" ООД, „Оранжерии Гимел II" ЕООД, „Скът" ЕООД, „Оранжерии Гимел" АД, УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович" АД и „Димитър Маджаров-2" ЕООД. Останалите дружествата, от които са представили отчети и е направен анализа, влошават финансовия резултат. Значително по-малко са на брой. Това е „Брикел" ЕАД, „Девен" АД, „Биовет" АД, „Овердрайв" АД, „Инертстрой-Калето" АД и „Видахим" АД.

Към анализа е направена една оценка на показателя „обща ликвидност". Това е съотношението между краткотрайните активи и краткосрочните пасиви по дружества, от което също са направени изводи кои дружества от топлофикационните са с добра ликвидност и разполагат със собствени оборотни средства, за да обслужват текущите задължения. Това са: „Топлофикация София" ЕАД, „Топлофикация Бургас" ЕАД, „Топлофикация Русе" ЕАД, „Топлофикация Перник" АД и „Юлико Евротрейд" ЕООД. Останалите топлофикационни дружества са с обща ликвидност под единица, което индикира, че те не разполагат със собствени оборотни средства да погасяват текущите си задължения. Дружествата, които влошават през 2015 г. спрямо 2014 г. финансовия показател „обща ликвидност", са: „Топлофикация Плевен" ЕАД, „Веолия Енерджи Варна" ЕАД, „Топлофикация Враца" ЕАД и „Топлофикация В.Т" АД.

За заводските централи на същия принцип е направена такава съпоставка на този показател. Това са тези централи с топлинен товар, които са за небитови нужди. Тези централи, които разполагат със свободни оборотни средства, са: „Девен" АД, „Алт Ко" АД, „Зебра" АД, „Овердрайв" АД, „Декотекс" АД, ЧЗП „Румяна Величкова", „Унибел" АД, „Скът" ЕООД и „Инертстрой – Калето" АД. Всички останалите, на които е направен регулаторен преглед, са с ниска обща ликвидност и не разполагат с парични средства да погасяват текущите си задължения.

Също е направен един анализ и извод за дружества, които подобряват показателя „обща ликвидност" през 2015 г. спрямо 2014 г. Това са: Зебра" АД, „Декотекс" АД, ЧЗП „Румяна Величкова", „Унибел" АД и „Инертстрой – Калето" АД. Докато Видахим" АД, „Когрийн" ООД, „Оранжерии Гимел II" ЕООД, „МБАЛ-Търговище" АД, „Оранжерии Гимел" АД - ТЕЦ „Оранжерия 500 дка", „Оранжерии Гимел" АД - ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" и „Брикел" ЕАД го влошават.

Отделно от това е направен един анализ на възвръщаемостта на капитала на топлофикационните дружества, от което на стр.9 в доклада са посочени точно стойностите, които са нормата на възвръщаемост по регулаторна рамка за ценовия период и нормата на възвръщаемост по отчета за дохода на дружествата (както на топлофикационните, така и на другите централи). Той показва, че са налице съществени отклонения между утвърдената за предходния ценови период норма на възвръщаемост и реално постигнатата норма на възвръщаемост от дружествата. В първата таблица е

показано, че за дружествата „Топлофикация ВТ“ АД, „Юлико-Евротрейд“ ЕООД и „Топлофикация Сливен“ ЕАД, които са с дял под 1% от общия капитал, е извършена корекция в посока на завишение. Това е като условие, при което е направена тази съпоставка, с оглед коректно изчисляване на размера на постигнатата по отчет норма на възвръщаемост и недопускане на допълнителни изкривявания.

И. Александров: В таблица 1 са газовите топлофикации, които са постигнали такива резултати при условие, че работеха с цена на газа по-висока от реалната цена, на която се я плащали към „Булгаргаз“ ЕАД. Т.е. при други условия, различни от тези, резултатите биха били много по-ниски. Изключвам „Юлико-Евротрейд“ ЕООД като не толкова структуроопределящо предприятие за държавата, защото във финансовия отчет има и други дейности, т.е. този резултат не е от енергийната дейност. Във втората табличка, това са въглищните централи, въглищните топлофикации, които нямаха този комфорт, както газовите. Искам да обърна внимание на миналогодишните дебати със завишените количества енергия, които ние допълнително съкратихме и реално те не можаха да произведат и съответно – да продадат тези количества енергия. Тези загуби, големи, които в момента виждате, са точно в резултат и на този фактор, който допълнително се намесва тук. Това е само като допълнение към думите на Камбурова. В резултат на тези отклоняващи се резултати, следва, че трябва да се прибегне към определяне на нови цени. Новите цени са определени при няколко допускания, фундаментални такива, които са общовалидни за всички.

Първо, описани са в общия подход нещата. Само ще акцентирам на няколко. Отново по отношение на разходите за ремонт и тази година доста дружества имаха завишени очаквания, включително и мотивирани. Работната група се е стремила да не допуска големи разходи и е коригирала предложените разходи за ремонти към отчетените. На миналото заседание, работно, стана въпрос, че когато не се приемат едни разходи, дружествата нямат средства да ги направят и така изкуствено, хронично (както се казва), разходите за ремонти са недооценени ценово.

По отношение на разходите за балансиране, поради потребността вече тези разходи да бъдат включени в цените, към всички дружества е изискана допълнителна информация, която не е дошла. Може би да обясня каква. Идеята е да се определи един общ подход към всички и тези разходи за балансиране, съответно при предварителна оценка, да бъдат вътре в разходите. А именно – продадена електрическа енергия, небаланс от всички дружества и съответно разходи платени за този небаланс. Така идеята е да се направи една средна цена за небаланс, включително и процент от продадената енергия. Така за всички дружества да бъдат включени разходи за небаланс. Съответно Комисията може да прояви рестриктивен подход и да каже: да, но това са средноотчетни данни, може с някакъв процент да изискаме по-добри резултати. Дискусионен е въпросът и може би такива разходи ще бъдат включени в промеждутъка между откритото заседание и крайното решение.

По отношение на разходите за съдебни дела. Искам да кажа, че сме направили оценка по данни на дружествата. Взети са от приходите от присъдени дела, т.е. когато дружеството печели. Съответно вече към включените разходи за съдебни дела тези приходи са извадени. Нетиран е разходът за съдебни дела. Стремежът е по-коректно отразяване на този разход.

Нормата на собствения капитал работната група предлага да бъде завишена от 5% на 6%, като съответно Комисията прилага таван на нормата на привлечения капитал – 5,73%. Всички дружества, които са с кредити, по-скъпи от тази цена на кредита, се коригирани на 5,73%.

Разходните норми са съобразени с възможностите на съоръженията и с издаваните сертификати, съответно и с постегнатите енергийни ефективности. Където е имало съответно завишение на горивото, е коригирано.

По отношение на вносните въглища. Приета е цена на въглищата 75 USD/t. Подходът е подобен на миналогодишния подход, като една базова стойност от 75 USD/t.

10 USD е понижение на тази базова цена, към нея са добавени разходи за товаро-разтовани и транспортни.

Корекциите на загубите по преноса. Дълги дебати имаше трябва ли да се коригират, не трябва ли да се коригират. На основните дружества разходите по преноса не са коригирани, но там, където крайната цена е („Юлико-Евротрейд“ ЕООД) много висока по други съображения, този подход е използван. Между другото вече имаме съдебна практика по отношение на това трябва ли да коригираме или не трябва. Смятам, че този поход вече, а и съдебната практика казва, че не трябва да коригираме загубите по преноса. Дали са допуснати тук в Комисията 40% загуби по преноса и дали трябва да ходим на прокурор, съдът е дал отговор на този въпрос. Влизам в един стар дебат.

По отношение на разходите за емисии, стана въпрос миналия път, подходено е пак като миналата година, като реално закупените емисии от дружествата, а те са емитираните реално емисии минус безплатните, ако съществуват. Реално закупените емисии са умножени по средната цена за емисия за 2015 г. За съжаление това са реални разходи на дружествата, но сегашната средна цена е по-ниска. Но ние отразяваме реално платени средства през 2015 г. за емисии, емитирани през 2014 г. Съществен елемент в общия подход е, че се работи с цена на природния газ, колкото „Булгаргаз“ ЕАД е направил своята заявка – 281,08 лв./knm^3. Значително понижена цена на природния газ, т.е. не се предлага завишение над нея. Това са условията, при които са направени изчисленията. Курс на долара. Той може би допълнително трябва да се уточни, винаги така е правено. С 1,72 лв./USD е работено в момента. Може би някъде към 15 юни, когато трябва да анализираме решението, ще кажем към момента колко е курсът на долара и така автоматично ще преизчислим всички цени.

Добавките са съответно коригирани. Те са 38 лв. за всички топлофикационни дружества на природен газ, 10 лв. – на въглища, 46 лв. са на „Топлофикация В.Т” АД и „Овергаз мрежи” АД. На заводските централи и оранжериите – 8 лв. остава добавката, каквато е била при последното решение.

И. Н. Иванов: 46 лв., това означава, че с 2 лв. е понижена?

И. Александров: Да. Няма да влизам конкретно за всяко дружество. Съответно ще отговарям на въпроси, ако възникнат, но към настоящия доклад крайните цени, където са изброени, подлежат на корекция, когато получим от дружествата данни, точно тези, които имат собствено потребление, колко ще бъде от нетото. Съответно от остатъка, който трябва да се продава, ако има и към НЕК ЕАД, и към ЕРП-та, съответно квотите да бъдат разделени, че дружествата искат да си ги знаят.

За двете дружества, за които миналия път акцентирах – Видин и Свилоза, при тях подходът е различен. Написани са аргументи, чрез които се опитваме да аргументираме предложените стойности, а предложените стойности са миналогодишните цени и енергии, каквито комисията е приела в решението от 01.07.2015 г., такива са и в момента, като съответни текстове са, че Свилоза не са представили необходимите данни, поради което Комисията не може да извърши регулаторен преглед. Наистина, юни месец да нямат финансов отчет е... За Видин аргументите са в посока на това, че комплексът ТЕЦ за производство на гуми в резултат на ниската продажна цена на гумите при тези условия, при които работят, ще бъде губещо. Губещо, защото парата по стойност е съизмерима със стойността на електрическата енергия, а в същото време приходите от гуми са много ниски, не покриват дори стойността на парата, която влиза. Такива аргументи са използвани. На Вашите въпроси ще отговоря.

И. Н. Иванов: Има ли допълнения от другите членове на работната група? Не виждам. Колеги, имате думата за въпроси и изказвания.

Е. Харитонова: Един въпрос. „Топлофикация София” ЕАД, вчера излезе в медиите, че от тези, юрисконсултските възнаграждения, те са спечелили 45 млн. лв. Аз се съмнявам, че са 45 млн. лв., но че взимат много с тези юрисконсултски възнаграждения за делата, които срещу потребителите... Вие как ги отразявате тези приходи?

И. Александров: Конкретно 1 млн. лв. от техните обосновки сме видели, че са получили в резултат на спечелени дела.

Е. Харитонова: Това е друго. Юрисконсултсктите възнаграждения.

И. Н. Иванов: То не може да влезе, не би трябвало.

И. Александров: По-скоро съдебните разходи, които влизат в цените, са такси...

Е. Харитонова: Не говора за това. Говоря, че за 10 лв. събират 300 лв. юрисконсултски възнаграждения.

И. Александров: Не, няма как да се включат.

А. Йорданов: Първо към Вас ще се обърна, защото по някой път ставаме припрени по повод дискусията. В тази връзка искам да припомня едни разпоредби от Правилника за дейността, за да нямаме спорове дали трябва да се довършват изказвания и колко да продължи дискусията. Цитирам Ви буквално чл.35, ал.5, който казва: *Председателят предоставя възможност на членовете на комисията за изразяване на становища по събраните материали и за провеждане на разисквания по доклада.* Ал.6, т.1 от същия член казва: *Комисията взема решение по преписката, когато всички обстоятелства по преписката са изяснени от правна и фактическа страна.* В тази връзка...

И. Н. Иванов: Само да отбележа, че по повод на първата точка аз не виждам да се е нарушавало... Всеки е получавал думата.

А. Йорданов: Не, не Ви упреквам, г-н Председател, отбелязвам го за протокола. Извинете ме, ако така сте ме разбрал.

И. Н. Иванов: Помислих, че съм прекъсвал и не съм давал възможност на хората да се изкажат.

А. Йорданов: Пак само отбелязвам, че материалите за днешното заседание аз съм получил на служебната си поща в 21 ч. на 25 май. Видях ги вчера сутринта към 8,30 ч., когато дойдох на работа. Пак не съдържа упрек към колегите. Аз уважавам труда им, но става въпрос за 344 стр. Толкова ги преброих аз. Пак с извинение към г-жа Тоткова, не го разбирайте като упрек, уважавам работата на колегите, съзнавам, че са работили до късно, просто апелът ми е да уважавате и нашия труд, защото пък аз ги четох до 3 ч.

С. Тодорова: То е непрочитаемо. Сутринта и до 6 ч. да се чете...

А. Йорданов: По тази причина съм формулирал точно 5 въпроса, които ще задам последователно, конкретно към членове от работната група. Ще изчаквам отговорите на предходните за протокола, защото пък за всяко заседание следва да се води точен протокол.

Първо ще задам въпрос към г-н И. Александров, началник отдел в дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“. Г-н Александров, миналата седмица, доколкото помня, проведохме едно работно съвещание с членовете на Комисията, Вие, в присъствието на г-жа Е. Маринова – директор дирекция „Правна“ и П. Младеновски, ако правилно си спомням, за обсъждане на предварителното Ви становище по повод преписката, по която сега ни докладвате. Тогава, доколкото си спомням, ако правилно си спомням, Вашето експертно становище беше, че тази година за разлика от миналата година..

И. Н. Иванов: Касае се за “Видахим“ АД ли, г-н Йорданов?

А. Йорданов: За “Видахим“ АД и „ТЕЦ Свищов” АД. Казахте, че към онзи момент не виждате основания тези количества да бъдат коригирани съгласно заявлението, както се случи миналата година. Изразихте едно становище, че може би подходът трябва да е, да се приемат количествата съгласно заявленията. Снощи, като четох доклада, видях нещо противоположно като формулирана позиция на работната група. Първо, въпросът ми е какво наложи промяната във Вашето експертно мнение и какво в крайна сметка Ви е експертното мнение по въпроса – онова, това, което сте написал в доклада, или нещо друго? Извинявам се, не го приемайте като заяждане този въпрос. Експертното Ви мнение е важно за мен, за да си формирам отношението по това, което гласувам.

И. Александров: Моето експертно мнение е, започвам първо с Видин, в голямата си част беше споделено, когато се приемаше бизнес плана на “Видахим“ АД. Тогава,

сигурно и в тогавашния протокол е отбелязано, че колкото и шизофренно тогава да изглеждаше поведението ми и предложението ми, предложението тогава беше, моето лично, да не се приема бизнес плана на Видин с изразени от мен аргументи, че приемайки бизнес плана на Видин в този му вид, ние даваме на Видин пътна карта да си работи, независимо дали работи (за ефективно не говора, защото сертификатите са категорични, че "Видахим" АД работи ефективно от гледна точка на производство на електрическа енергия), но дали работи ефективно от финансова гледна точка.

А. Йорданов: Това беше становище, което изразихте в протокола. Но официалното становище с внесения доклад предлагаше да приемем предложения бизнес план. Само да уточня, че такива бяха обстоятелствата.

И. Александров: Така, и тогава предложих да бъде дадена възможност на АДФИ, като институция, която би могла да извърши по най-експертен начин такъв анализ, и да се докаже или не възможността на този комплекс Видин – ТЕЦ плюс производството на гуми, да работи ефективно. И ако мнението и докладът е в посока на това, че при такива цени крайни, ако се направи един баланс, този комплекс не може да работи, това да е основание ние да не приемаме бизнес плана. В същото време това да е основание ние в момента да имаме някакво друго отношение, защо да не го кажа, да не определим в момента никакви цени ... докато така. Това нещо тогава не се случи. Тези финансови аргументи са основание за неприемане на бизнес план, но според мен те не са основание за неприемане на цени. Експертното ми мнение е, че разглеждайки ТЕЦ-а на "Видахим" АД в неговата цялост, без гумите, ТЕЦ-ът си работи ефективно. В това отношение няма къде да се хванем, че не работи комбинирано, ТЕЦ-ът си има продажби и т.н. Миналият път на работното заседание казах така. С оглед на изчистване на влиянието на тези две дружества в общата картинка, данните в табличката, която ви предлагам, са като миналогодишните. Това съм казал. В момента аз не мога да взема друго решение в доклада, след като тогава на работното заседание решихме, че този въпрос е оставен открит за следващото работно заседание, което не се състоя. От следващото работно заседание директно в момента влизаме на официалното заседание за приемане на цени. Аз не направих друго, освен това, с което тогава Ви запознах под условие. Това е моето мнение и не мога да си позволя друго да Ви предложа в момента. Това, което съм предложил, е едни от мен измислени аргументи, които могат и някои да си ги помислят, че са мотиви. Все пак юристите също да ги погледнат, дали това са валидни мотиви така да се процедира. Все пак Комисията има своето мнение по въпроса и решението е крайно на Комисията.

А. Йорданов: Благодаря Ви. Само едно уточнение ще направя още веднъж. На гласуване беше подложен, по отношение на бизнес плана, докладът с предложението, както сте го формулирали. Такава беше процедурата. И той беше приет. Само това да уточним, за да не стават недоразумения. Колкото до мотиви или аргументи, да, аз ще адресирам въпроса си до юристите, и то към конкретен юрист. Ще се обърна към г-жа Велчева, тъй като разбирам, че тя най-пряко е била ангажирана с работата по преписката. Има ли някой, който се чувства в по-голяма степен ангажиран от Вас в правната част на преписката? Първо, Вие, в качеството си на главен експерт в дирекция „Правна" и член на работната група, има Ваш подпис под доклада, аз виждам един единствен аргумент в полза на това, количеството на "Видахим" АД да се намали. Той е един извод, формулиран от г-н И. Александров. Той преди малко го изложи. Изводът е, защото цената на гумите е ниска, цената на топлинната енергия е висока, то каквато и цена да определим и количество за високоефективно комбинирано производство, те пак ще са на загуба. Горе-долу преразказвам извода, извинете ме, че не съвсем коректно, но в общи линии е това.

Първо имам два въпроса. Преди това е правен регулаторен преглед и са изложени едни изводи от регулаторния преглед на "Видахим" АД за предходния ценови период. Там ясно е упоменато, че примерно дружеството е било с ограничена квота и ясно е направен изводът, вследствие на което е с финансова загуба за предходния регулаторен период.

После има друг извод, който пък казва, че изпълнявайки квотата си, дружеството е преустановило работата, с което не и могло да изпълни вече сключени договорни взаимоотношения. Има и други, да не ставам многословен. Според Вас тези изводи от регулаторния преглед кореспондират ли с този основен извод, който вероятно ще приемем за мотив (като юрист Ви питам), по отношение на ценовото решение? Второ, Вие виждате ли като юрист валидно правно основание ние въз основа на това да ограничим количеството, което е заявил "Видахим" АД като производствена програма, прогнозно разбира се, както всички останали?

Й. Велчева: Аз видях в доклада, не само не се ограничава количеството, просто не се прави регулаторен преглед. Запазват се параметрите от миналата година.

А. Йорданов: *без микрофон*

Й. Велчева: Регулаторният преглед, освен анализ и оценка, включва и утвърждаване на цени. Новите цени не се базират на новите прогнозни данни, а се оказват стари прогнозни данни, което е.... За мен по този начин не би следвало да се направи.

А. Йорданов: *без микрофон*

Й. Велчева: Според мен няма.

А. Йорданов: Третият ми въпрос е адресиран към г-жа Е. Маринова. Съжалявам за въпроса, който ще Ви задам, с цялата симпатия към Вас и уважение. Ще Ви питам в качеството на директор на дирекция „Правна" и в качеството си на докладчик по този доклад. Вие не се ли чувствате задължена да ни уведомите нас, членовете на Комисията, че липсва годно правно основание и достатъчно аргументи по отношение на това, което се предлага за "Видахим" АД?

Е. Маринова: Не разбирам въпроса в частта „липсва годно правно основание". За какво? В тази част не разбирам въпроса.

И. Н. Иванов: Г-н Осман иска процедура, затова прекъсвам.

Р. Осман: Аз като юрист също държа да го чуя какъв е въпросът, г-н Йорданов, за да остане и в протоколите. Коректно е да знаем какъв е въпросът. Иначе моето присъствие става тук излишно.

И. Н. Иванов: И аз искам нещо да добавя. Нека въпросите звучат наистина с искрено уважение към членовете на работната група, и да не превръщаме в разпит заседанието.

А. Йорданов: Извиних се, г-н Председател, още веднъж ще се извиня и ще поясня въпроса. За да предложи едно решение по отношение на запазване на количествата и цените от миналата година, работната група трябва да има две неща. Едното е правно основание да го направи, другото е фактическо основание или мотив, или аргумент. Аз доколкото си спомням разговора от преди малко и с г-жа Йовчева, правното основание не е налице, аргументът е спорен.

Е. Маринова: Не разбирам пак за какво не е налице правното основание. Ясно е, че по отношение на дружеството сме в регулаторен преглед.

А. Йорданов: Преди малко чух друго мнение, затова..

Е. Маринова: Този регулаторен преглед има за цел .. Какво е мнението преди това?

А. Йорданов: Че не е извършен регулаторен преглед и запазваме цените от миналата година. Цените и количествата.

Е. Маринова: Преценката на ценообразуващите елементи е икономическа и техническа категория. Тя не се прави от юристи. Конкретните стойности на самите ценообразуващи елементи юристът няма как да ги определи. Това, което ние можем да кажем, е, че трябва да има аргументи за всяка стойност на ценообразуващите елементи. В резултат на този регулаторен преглед и на преценка на всички тези ценообразуващи елементи, какъвто елемент е количеството, може да се стигне формално до всяка стойност, включително до такава, каквато е била преди (чисто технически). Така че пак не разбирам въпроса – за какво липсва годно правно основание. Също така не е и правна работа да прецени годността на този икономически аргумент, който е изписан. Размерът

на ценообразуващия елемент и аргументите са икономически и технически категории и те се правят от съответните експерти.

А. Йорданов: Благодаря Ви, съжалявам, ако неправилно съм си поставил въпроса. Минавам към следващия въпрос.

И. Н. Иванов: Благодаря, че не направихте коментар с размяна на реплики. Накрая може в изказване да си кажете становището по всички отговори, които са дадени.

А. Йорданов: Четвъртият въпрос е и към Вас, г-н Председател, и към членовете на Комисията. Тъй е свързан пак с едно обстоятелство по повод вземането на решение. Вчера преди началото на административната процедура по цените в медиите излезе една декларация на Асоциация на индустриалния капитал, от БСК, БТПП, КРИБ, в която се казва относително следното. Няма да го цитирам, предполагам всички сте мернали тази публикация, в която се съдържа един упрек към досегашната практика на Комисията за период 2007 – 2015 г. по отношение на цените и количествата, определяни на "Видахим" АД, и по отношение на това какви са приходите на централата от високоефективно комбинирано производство на електрическа енергия, какви са от гуми и т.н. Това беше допълнено от един коментар от председателя на Енергийната комисия в Парламента. Днес сутринта го публикуваха. В който коментар, тук вече съвсем прецизно ще го пресъздам, защото уважаваният от мен г-н Добрев заслужава да бъде цитиран коректно.

И. Н. Иванов: Кажете, защото аз не съм чул изобщо за какво е говорил. Само да Ви попитам, г-н Йорданов, това влиза ли в процедурата, включително свързан с работната група?

А. Йорданов: Влиза, да.

И. Н. Иванов: Добре, тогава Вие поемате отговорност. Ще се протоколира в такъв случай.

А. Йорданов: Всичко се протоколира. Г-н Добрев казва, или поне такова е изведеното заглавие, напълно подкрепям декларацията на КРИБ. Още казва: Разбирам, че някои от комисарите оказват натиск за възстановяване на тази скандална практика. Има се предвид определянето на по-високи количества и цени, респективно на "Видахим" АД, и мисля, че може би в контекста се разбира и „ТЕЦ Свищов" АД. Тук не претендирам, защото контекста аз го разбирам по един начин, а всеки друг би могъл да го възприеме по друг начин. Сега вече въпросът ми е и към Вас, и към колегите, и към администрацията, ако щете. Като членове на един независим регулаторен орган и една администрация, която подпомага дейността му, Вие как го преценявате това? Намеса ли е в работата на Комисията, опит за натиск ли е? Защото аз субективно така се чувствам.

И. Н. Иванов: Г-н Осман, процедура искате.

Р. Осман: Разбира се всеки има право да изрази своето мнение. Но мисля, че изявление на народни представители и на министри не касаят работната група. Не бива да ангажираме работна група. Ако някой народен представител направи изявление, аз също чета новините и се смятам за информиран човек, това е отговорност на всеки един народен представител или министър. Тъй като беше адресирано и до нас, примерно аз понякога чувам какво ли не, г-н Иванов. Съвсем нормално е комисарите да разговарят, да питат за информация служителите, експертите, правилникът и законодателството дават тази възможност. В същия момент чуваме „коментари", че еди-кой си ги е изнудвал. Надявам се всичко да не е вярно. Не го поставям тук. Тези, които най-много се интересували, после най-много питали защо еди-кой си говорел с експерти. Това са смешни неща. Не бива работната група да бъде ангажирана с подобни неща. Може в работна съвещание помежду си ние да седнем и да направим едно заседание, включително едно заседание, където да остане в протоколите. Председателят може да предизвика подобно заседание, но няма смисъл работната група да я ангажираме. Вашият въпрос трябва да е адресиран до Председателя на Комисията по енергетика в НС, не към членовете на Комисията и не към работната група. Това е, което искам да изразя.

И. Н. Иванов: Ако г-н Йорданов очаква мой коментар, ще кажа следното. Аз почти всеки ден слушам изявления на различни народни представители, било по време на

заседание на парламента, било пред медиите. Вчера например, по време на разисквания, свързани с промени на ЗЕ, чух немалко изказвания, които заслужават коментар. Обаче за мен не трябва институцията КЕВР да се ангажира с коментари на всяко едно изказване от народни представители. Това дори, извинявайте, снижава нивото на самата Комисия. Ако някой се чувства засегнат и иска той да направи изявление по конкретно изявление, което е било направено от народен представител, медиите вероятно ще го публикуват. Не би трябвало, не сме го правили в рамките на година и 2 месеца, Комисията да заема официална позиция след разисквания по определени изказвания, които са направени по повод нашата работа. Съвсем искрено заставам зад този моя позиция. Съжалявам, че това разискване по настояване на г-н Йорданов се провежда пред специализираната администрация.

А. Йорданов: Аз се извинявам, г-н Председател, ако Вие така разбирате въпроса, който съм задал. Моят въпрос беше и пред работната група, защото те също четат тези материали от медиите. Сигурно всеки от нас в някаква степен се влияе.

И. Н. Иванов: Нали получихте отговор на Вашия въпрос. Нека минем към петия въпрос.

А. Йорданов: Аз исках да се извиня за начина, по който разбрахте въпроса ми. Съжалявам. Може би аз грешно го зададох.

И. Н. Иванов: Просто сте емоционален по повод на това, което сте прочели, и според мен не е подходящ начин да се провежда такова разискване. Това е моето мнение, но ние сме колегиален орган, така че продължавайте.

А. Йорданов: Приемам оценката, г-н Председател. Тъй като в декларацията на КРИБ, не коментирам изказванията на народния представител, аз само ги маркирах и няма да ги оценявам. Той има право да каже всичко, което смята. В декларацията се съдържа наистина един упрек към Комисията, затова колко "Видахим" АД е получила може би необосновано за някакъв заден период от време. Тук държа да кажа обаче, че аз не мога да дам никакво обяснение за този период от време, нито мога да кажа основателен ли е упрекът или не е. В залата има хора и от тая и от оная страна на масата, които в различни части от този период може би по-добре, не по-добре, а за разлика от мен могат да кажат как са определяни цени, количества и защо така.

Последният въпрос е вече риторичен, г-н Председател. Към себе си го задавам, в това число и Вие, ако искате, се присъединете в разсъждението. Имам основание да разсъждавам в тази посока. Ако компетентен съд след време се произнесе, че това решение, което сега стартираме като процедура, е незаконосъобразно? Ако вследствие на него е настъпила вреда, примерно за "Видахим" АД, за „ТЕЦ Свищов" АД или за който и да е от тези, аз тези успях да анализирам по-детайлно и затова коментирам тези (материалът беше много обемен и съжалявам, но не мога да коментирам всички позиции), то тогава се питам в тая връзка - кой ще поеме обезщетяването на тази вреда? Риторично се питам, аз знам отговора на въпроса. Питам се и кой ще поеме отговорността за незаконосъобразното решение. Едва ли ще са работодателските организации. Мисля си го определено. Съжалявам, може би съм малко емоционален.

И. Н. Иванов: Няма да отговоря, защото Вие казахте, че знаете отговора. Давам думата на другите колеги за въпроси и изказвания към работната група.

С. Тодорова: На редица места се коментират неодитирани доклади за финансови отчети за 2015 г. Не за първи път е това. Защо продължава тази практика? Не си ли изпращат окончателните одитирани доклад? Все пак сме края на май, минали са два месеца от срока.

Ц. Камбурова: Това е така, действително не всички дружества си изпращат одитираните. Трябва да се одитира до 31 март. Това е факт, но някои дружества, които имат консолидирани отчети отделно по структура, малко по-късно го одитират и изпращат действително предварителни. След това болшинството не изпращат. Някои дружества изпращат одитирани, но то е след доклада. От наблюдения и проверки, които сме извършвали, нямат драстично отклонение между одитиран и неодитиран като краен

финансов резултат. Иначе това са по отношение на някои счетоводни операции, които засягат активите, пасивите, провизиите и т.н. Ние винаги искаме в писмото да бъде одитиран докла, подсещали сме, пишем допълнителни писма, когато се правят цените преглеждаме цялата информация, но към датата на изготвяне на материала няма. Там, където са дошли, ние сме коригирали. Така беше със София, с Маджаров. Маджаров дойде, когато докладът беше готов, и ние се постарахме да го включим.

С. Тодорова: Все пак не прави добро впечатление. Не знам, нещо трябва да предприемем, защото един от мотивите да се правят цени от юли до юли е да има най-близки до момента финансови резултати. И това е финансовият отчет. Трябва да помислим в това отношение. Аз бих поискала малко обяснения относно съда, какво е казал. Тук се спомена за загубите, че не могат да бъдат коригирани. Нека да знаем какво е, защото...

И. Александров: За „Топлофикация Русе" ЕАД става въпрос.

И. Н. Иванов: Г-жо Велчева, цитирайте по-точно решението на съда.

Й. Велчева: Коригирани са загуби, не са изложени мотиви от Комисията защо са коригирани и съдът казва, че е необоснована корекцията на Комисията. Съдът много сериозно подчертава необходимостта да се пишат мотиви за всички корекции, които Комисията извършва, защото след това всяка една корекция трябва да се докаже в съда. Ако не бъде доказана, това решение, което коментираме, надълго и нашироко обяснява кой точно параметър Комисията не е аргументирала, не е изложила съображения и това са основните причини да падне поредното решение от 2013 г.

И. Александров: Основно съдът бута нашето решение по една точка – цената на въглищата на Русе. Тогава за пръв път пробихме по някакъв начин, според мен, в правилната посока и казахме така – актуалната цена, по която се доставят въглища на Русе, е еди-колко си и оттук нататък вземаме тенденцията от борсата ARA за една година напред и падът там отчитаме, че е 15%. От тази цена налагаме 15%. При цена 193 лв. правим цената 2013 г. на Русе. Една година след това съдът на две инстанции казва, че това не е така, че вещото лице прогнозира цените на ARA да се повишават. Обаче има един много прост начин да се види това нещо вярно ли е или не е. Една година след това се вземат данните от Русе и се вижда, че цената на въглищата по отчет на Русе е 200 лв., а ние сме приели 193 лв. при предложено от Русе 221 лв. По отношение на това, какви корекции правим и какви мотиви в момента пишем, понеже са прогнозни данните, не винаги може да се гадае на кристално кълбо какво ще стане. Но когато имаме вече отчетни данни, на съда може да се каже: уважаеми господа, много близко сме до истината, т.е. предложението на Русе е много далече от истината. Аз смятам, че по тази позиция, по която съдът на две инстанции ни е осъдил, ние заслужаваме адмирации.

С. Тодорова: Аз не разбра. Въпросът ми беше свързан с твърдение, че съдът е отменил корекция на загуби по преноса. Какво общо има цената на въглищата, може би е друго дело това?

И. Александров: Същото дело е.

С. Тодорова: Не чух никакъв аргумент за загубите.

И. Александров: По много точки, по които сме направили корекции, всички съдът е приел, че са аргументирани и е отхвърлил исканията. По тези две точки – въглищата и корекциите на загубите по преноса.

И. Н. Иванов: Но ти не говори по това.

И. Александров: Просто казах, че съдът не е счел нашите мотиви тогава за валидни, а те никога не са били смислени. Ние просто сме вземали от загубите по преноса, прехвърляли сме ги в реализацията и сме казвали, че дружествата имат възможност да си ги намалят. Нещо, което не е правилно. Това казвам.

С. Тодорова: Моят въпрос е свързан с това да е ясно какво точно съдът е отхвърлил, защото ние сме длъжни да изпълняваме решения на съда. Затова е хубаво да знаем точно какво е отхвърлил, за да не го повтаряме.

И. Александров: Корекциите на загубите по преноса е отхвърлил съдът.

С. Тодорова: Добре, ще изясняваме този въпрос допълнително, важен е. Не може да бъде, че е отхвърлил корекции по загубите. Това е абсурдно. Нещо има вътре, което...

И. Н. Иванов: Нека прочетем мотивите и решението на съда, защото аз например не съм го чел.

С. Тодорова: В тази връзка искам да кажа, че членовете на Комисията не са информирани за това, какви съдебни решения излизат срещу Комисията, какво е спечелила, какво е загубила, за да знаем. Това също е страничен въпрос, но установявам, че има решения, които не се изпълняват, и такива, за които ние не сме информирани.

И. Н. Иванов: Г-жо Маринова, когато се получат решения на съда по различните производства, които се водят, много Ви моля с препратка към..., г-жа Тодорова счита, че за такива решения трябва да бъдат информирани членовете на Комисията.

Р. Осман: Във връзка с това, когато дойдат от съда, със заповед на Председателя, идват към моя милост. Аз, разбира се, ги резолирам към дирекция „Правна“. В едно работно съвещание да видим по принцип, чисто организационно, за всички въпроси, не само за съдебни решения, писма, които излизат (не само по Архимед). То в Архимед може да се следи всичко, тъй като идва официален документ в деловодството.

Й. Велчева: Това е касационно решение, което не се връчва на страните. Търсим си го сами. Ние го открихме един ден, след като беше прието от съда и го разпратихме на работната група.

Р. Осман: Аз говора по принцип, не за съда. Идва съдебното решение, вкарано е в деловодството. Всеки, който има достъп, ако иска... Може би едно работно съвещание да се направи за различни писма, изходящи, които излизат. Извън Архимед трябва да има и друг ред.

И. Н. Иванов: Да има две нива, едното за задължително информиране на членовете на Комисията, другото - в деловодството за достъп до всички документи от страна на членовете на Комисията. Добре, това ще го разискваме по-нататък.

С. Тодорова: Ивайло коментира курса на долара и каза, че ще се вземе актуална стойност към 15 юни. Това ли е практиката? Не трябва ли осреднена стойност? Във всички процедури обикновено се използва някакъв осреднен курс на валутата. Защо каза, че 15 юни, примерно, какъвто е курсът, такъв да се вземе?

И. Александров: Миналата година такъв беше подходът. Иначе по отношение на курса на долара наистина най-вярното нещо е, ако имаме някаква прогноза от сериозен източник за нашия прогнозен ценови период. В момента изчисленията, които са пред вас, са при 1,72 лв./$. Сега виждам, че след два дни отново се вдига. Беше 1,72 лв./$ дълго време. Може би като подход трябва да кажем към кой ден и откъде се взема курсът и с него да се работи.

С. Тодорова: За мен не трябва да бъде към дата, защото винаги може да има сериозни промени.

Първо искам да кажа, че този доклад е изключително подробен и дава много информация. Разбира се, аз не съм го прочела. Това е физически невъзможно. Затова има и неща, за които задаваме въпроси, и отговорът е – така сме го правили и преди. Да, сигурно сме го правили и то пак е било, защото не сме могли да прочетем материала. Това също е организационен въпрос, какво се прави за в бъдеще. Не може 250 стр. доклад, пълен с числа и анализи, да бъде предоставен на нашето внимание.

Само една бележка имам. Виждам, че предложените цени са същите, каквито обсъждахме на работното заседание. Тогава аз поставих въпроса дали в този момент, когато цената на природния газ е изключително ниска, дали в този момент не трябва да предвидим малко по-големи разходи, особено за инвестиции, което ще се отрази в относително по-високи цени. Да не ме разбирате погрешно. Не обвързвам действителната цена на природния газ с тази, която е влязла като ценообразуващ елемент. Това трябва да си е така. Но тъй като цените сега на топлинната енергия, съответно на електрическата, са много ниски (може би от 10 г. никога не са били толкова ниски), дали сега не е моментът

малко повече инвестиции да бъдат предвидени за топлофикациите? Специално за топлофикациите.

И. Александров: Според мен на този етап подходът е такъв, какъвто е. Имаме достатъчно време да чуем мнението на дружествата чрез възраженията. Очакваме новата цена на газа, такава каквато Комисията ще утвърди. Ако има някаква индикация, че тази цена леко ще бъде по-ниска от предложената в доклада, то тогава би могло в рамките на този буфер, който ще отпусне природният газ, да бъдат включени може би разходи за ремонти, които се изискват от дружествата. Защо не казвам за инвестиции? Защото по метода „норма на възвръщаемост“ това е регулаторна база, която ние вземаме по отчет. Няма как там да натрупаме инвестиции предварително, а и след това ще отразим някакви разходи за небаланси, които също ще дадат известен ръст от сегашните цени. Това предлагам.

С. Тодорова: Последният ми въпрос е колко всъщност са разходите за небаланси. Каква е стойността, която е включена?

И. Александров: В момента – нищо. Имаме различни виждания. Освен моето виждане, което Ви представих, Пламен има друго виждане за включването на разхода за небаланси. Така че в някакъв период между откритото и решението ще направим едно работно заседание и ще кажем какъв принцип е приет. Според мен трябва всички да са равнопоставени с идея тези разходи за небаланси да бъдат свивани от наша гледна точка.

С. Тодорова: В доклада за електрото има две стойности. На мен не ми е ясно защо, но ще го коментираме. Те са към 2 лв./MWh. Не сте ли го коментирали?

И. Александров: Коментирали сме, но просто казвам, че в момента не са отразени. Тепърва ще се отразят - било, както предложих да направим една осреднена статистик за 2015 г., било, ако се приеме, че другият подход по-стои на статистика. Ще се използва, естествено, 2 лв./MWh и някакъв процент за небаланс. Това, което е приложено при Пламен, и тук са различни физически неща.

С. Тодорова: Откъде ще вземем информация между заседанията?

И. Александров: Поискали сме ги в момента от дружествата, от всички дружества. Даже сме говорили с НЕК ЕАД и съм споделил подхода, и го приемат.

И. Александров: Така е, аз подписах писмата още преди няколко дни.

Г. Златев: Три въпроса. Първият по темата “Видахим“ АД. По какъв начин ние преценяваме какви са прогнозните количества гуми, които ще бъдат произведени, т.е. прогнозните приходи при продажба на гуми? Вторият въпрос. Твърде странно ми изглежда, че предприятие като „ТЕЦ Свищов“ АД не си е подало пълния набор от документи в заявлението. Какво е обяснението? Третият въпрос. Когато каза г-н Александров, че разходите за ремонт по дружества са снижени, т.е. не признаваме всички разходи, по какъв критерий го правим и какво би следвало от това?

И. Александров: Стана въпрос тази година как е подходено към “Видахим“ АД, така че мисля, че няма да навлизам в това. Но миналата година какво направихме? Миналата година този въпрос съществуваше също. Миналата година на база техния режим, какъвто го бяха предложили, и количеството топлина, което е първичният енергиен ресурс за производството на електрическа енергия, и който първичен енергиен ресурс влиза във фабриката за гуми, тогава те ни дадоха производствената програма с бройките гуми от различните типоразмери и ни дадоха едни разходни норми, които казваха на една гума такъв типоразмер какво количество топлина отива. По този начин ние направихме обвръзката между гумите, които ще се произведат (за които те представиха миналата година договори), и количеството топлина и оттам електрическата енергия. Тогава направихме тази обвръзка и видяхме, че тя съществува и е валидна. Докато тази година това нещо не е правено, поради различния начин на действие.

По отношение на „ТЕЦ Свищов“ АД, те миналата година не работиха цяла година. Участваха на пазара на разполагаемост, на студен резерв. Те в момента работят, като за 2 месеца (по техни думи) ще изпълнят дадената от нас квота за миналата година, захранвайки с топлинна енергия единствения си потребител Свилоза ЯРН ЕООД. Те тази

година няколко пъти поискаха да се увеличи количеството електрическа, респективно топлинна енергия, които да бъдат в сегашните цени. Ако на 30 хил. сме направили миналата година цената, в заявлението си те поискаха 60 хил. Получихме преди няколко дни допълнително промяна на заявлението, в което те поискана 80 и няколко хил. електрическа енергия. Тези неща ние не сме ги уважили и пак казвам – подходът е такъв, какъвто е при "Видахим" АД, но с различни аргументи.

Това, което ми направи впечатление, е, че миналата година разходите за ремонти наистина бяха съкратени. По какво преценяваме дали разходите за ремонт са валидни или не? Естествено, като всеки прогнозен разход няма 100% гаранция, че той ще бъде изпълнен, но поискали сме от всички аргументи, свързани първо с ремонтната програма. Ремонтната програма е остойностена по позиции. Поискали сме точно на кои съоръжения ще правят ремонт, поради каква причина и на каква стойност ще бъде ремонтът. Та даже някъде сме поискали и изпълнител на ремонта, ако съответните процедури са изпълнени. Всички тези неща сме ги поискали. Естествено, за всяка една стойност от ремонта не сме получили цялата тази аргументирана информация, но тази година на някои дружества са приети някакъв процент завишение на ремонта над миналогодишния, но това завишение е незначително, с 5% до 10% най-много. На други пък, в които цените наистина са бележили значителен ръст, ремонтите са направени като отчетните. Но тук има, пак казвам, къде да се мисли, има къде малко да отпуснем, точно поради ниската цена и на въглищата, и на газа. Най-вече се вижда, че дружествата (тя, Камберова, не беше толкова категорична), но тези минуси в много милиони означават едно нещо. А пък тези плюсове около нулата, да не влизаме в анализи, но те са просто направени да бъдат плюсове, чисто счетоводно. Те не са в резултат на някакви позитиви, които получават.

Р. Осман: Гледайки материалите, виждам, хубаво е, че се отчита, на стр.7 – централи с топлинен товар за небитови нужди, дружествата, реализирали печалба от дейността. Когато правихте регулаторния преглед, интересуват ме оранжериите, вижда ли се отнякъде те дали са получавали евросубсидии? Говоря не само за самата оранжерия. Те са изградени голяма част от евросубсидии, получават нормалните евросубсидии по земеделските програми и отделно дали от тях има финансирани по европрограмите, не само по земеделските програми, турбините, т.е. които произвеждат тока, което нас ни касае? Защото законодателят е казал и всички в държавата изпълняват. Тези, които са взели от земеделската програма, фотоволтаиците, отпаднаха.

И. Н. Иванов: Не, бяха им приспаднати тези инвестиции.

Р. Осман: Но никъде не се коментират оранжериите. Дали по време на регулаторния им период се забелязва има ли финансиране в тези турбини или не?

И. Александров: Аз ще кажа няколко принципни неща, Камбурова ще ме допълни. Миналият път бях ви раздал едни таблички, в които финансовото състояние беше отразено, и маркирах позиции, в които в този финансов резултат влиза и друга дейност, която не е енергийна. Ние нямаме правно основание да ги задължим да се разделят на две дружествата, а имаме едно изискване - да има разделно счетоводство между двете дейности. Но така или иначе анализът по финансовите дейности е на база общите приходи и общите разходи. Така че тези детайли, за които питате, те няма как да бъдат отразени тук и да се види тяхното влияние.

Р. Осман: Т.е. дали турбината има финансиране по европрограма или не, при вас не се вижда?

И. Александров: Не се вижда.

С. Тодорова: Имат задължения активи, които не са финансирани със собствени средства, да ги отразяват.

И. Александров: Това по дефиниция е така. Активи, придобити за сметка на финансиране, да се изваждат от регулаторната база. Аз не допускам, че по европрограми земеделски дейности ще се финансират..

Р. Осман: Те получават за изграждане на оранжерии. Една част са получили субсидии и за самите турбини. Това ми беше въпросът, получих отговора.

С. Тодорова: Те имат задължение активите да ги водят отделно, финансирани със собствени и несобствени средства. Дали го правят точно или не, е въпрос на проверка. Това не може да бъде установено по време на подаването на заявленията за цени.

И. Александров: *без микрофон*

Р. Осман: Аз получих отговора за мен, тъй като си правя едно мое проучване и ги съотнасям с фотоволтаиците, които по някакъв начин бяха ударени със земеделските програми. В същия момент земеделските (извън вашия ангажимент) произведат корнишонки и краставици, които трябва да са под половин цена от гръцките и турските, но те повече произвеждат ток, отколкото краставици и домати. В същия момент получават евросубсидиране извън вашия ангажимент. Затова попитах дали има информация. Получих информация. По друга линия ще търся, защото има една неравнопоставеност, извън точките от дневния ред.

И. Н. Иванов: АДФИ провериха една определена част от възобновяемите източници. Мога да проведа разговор с тях. Те питаха кои други централи. Това е въпрос, наистина, на финансова инспекция.

Р. Осман: Правя конкретно предложение, г-н Председател, да изпратите едно писмо, не е нужно да има решение, до съответните ведомства да извършат съответната проверка в оранжериите – по какъв начин, какви евросубсидии получават.

И. Н. Иванов: Ще реагирам на това предложение.

А. Йорданов: Дейността на "Видахим" АД и „ТЕЦ Свищов" АД е съизмерима, с аналогична приблизителност с дейността на оранжериите и дейността на двете болници. Условно правилно мисля, че разсъждавам, но ще ме поправите, ако греша. Справедливо ли е по отношение на двете болници да ползваме същия аргумент, който ползваме за "Видахим" АД и да кажем, че приходите от медицински услуги биха били недостатъчни да покрият цените на топлинната енергия и да ползваме това като аргумент да ограничим количествата, които те произвеждат? Би ли било справедливо да подложим на същия подход оранжериите? Приходите от земеделска продукция, не съм си правил труда да ги съпоставям, защото мисля, че законът не ни дава това право, но очевидно сигурно са по-малко от приходите от електрическа енергия. Би ли било справедливо пак да приложим същия подход и по отношение на тях при определяне на количествата и цените?

И. Н. Иванов: Г-н Александров, бихте ли казали в този списък, който се раздаде от 40 обекта топлофикационни и заводски централи, до кое от тези обекти са топлофикационните централи и откъде тръгват заводските централи?

И. Александров: *без микрофон*

И. Н. Иванов: Оранжериите също се считат заводски централи, така ли?

И. Александров: *без микрофон*

И. Н. Иванов: Те имат и все пак някаква добавка от 8 лв., докато след „Алт Ко" всичките са на 1 ст.

И. Александров: *без микрофон*

И. Н. Иванов: Те са типични заводски централи, така ли? Защото ние говорим за топлофикационни и заводски. Като се изключат топлофикационните, всички други тогава трябва да са в групата на заводските.

И. Александров: *без микрофон*

И. Н. Иванов: Да, вижда се, 17 244.

И. Александров: *без микрофон*

И. Н. Иванов: Кои от тези заводски централи не подават към системата? Вече чухме за „Биовет" АД, „Лукойл Нефтохим Бургас" АД, „Костенец ХХИ" АД.

И. Александров: *без микрофон*

И. Н. Иванов: Къде е „Топлофикация Петрич" ЕАД, кой номер?

И. Александров: *без микрофон*

И. Н. Иванов: Да, със ситен шрифт.

И. Александров: „Топлофикация Петрич" ЕАД не са подали никакво заявление. никаква корекция не сме направили на нищо. За новия сезон те реално нямат цени. Не могат да имат старите.

С. Тодорова: Ако те не са си подали заявление, тогава Комисията трябва да инициира и да види има ли основание да се променя или не. Не може да се каже, че ще отпадне. Никой не може да остане без цена.

И. Александров: Комисията не може да направи регулаторен преглед, защото не са дали никакви данни.

А. Йорданов: Точно за този случай си има разпоредба в НРЦЕЕ, в случай, в който лицензиантът не подаде заявление. Изчетете го.

И. Н. Иванов: Те са изключени от системата, така ли е, г-н Александров?

И. Александров: Те не са предоставили никакви данни, те не са работили през предишната година.

С. Тодорова: На „Топлофикация Петрич" ЕАД само името е топлофикация.

И. Александров: То няма и Оранжерии Петрич. Те не се водят...

С. Тодорова: Но не може да се каже, че цената им не важи.

И. Александров: Добре, друго основание да се каже правно, но при непредставени никакви данни и при стара висока цена, няма как тя да остане действаща и за следващия период.

И. Н. Иванов: Правилно.

С. Тодорова: Точно затова се прави или по инициатива на дружеството, като си подава заявление, или по инициатива на Комисията.

И. Александров: Добре, ние каква инициатива да проявим...

Е. Маринова: В чл.48, ал.3 от НРЦЕЕ пише, че в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е предоставило информация по 43 (това е за корекциите, когато е при другия метод със стимули) Комисията *може* служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

И. Александров: В случая предложението ми е да кажем, че не може. Текстът казва: Комисията *може* служебно да утвърди... Дружеството не дава никаква информация.

С. Тодорова: Пише ли някъде, че няма цени, ако не си е подало заявление? Еми, това е. Оттук нататък какво ще правим с това дружество като цяло, е допълнителен въпрос, но не може (както каза) да се запише в решението, че цените не важат.

Р. Осман: Както г-жа Маринова изчете Наредбата, има ли друг текст..

Е. Маринова: Само да допълня, за да не остане нещо неуточнено, че това, което прочетох, е за тези, които са по метод със стимули – горна граница на цени и горна граница на приходи. Това е чл.48, ал.3. Той третира енергийни предприятия, спрямо които се прилагат методите на ценово регулиране по чл.4, ал.2, т.2.

Р. Осман: Текстът е много категоричен. Казва ***може***, но не е задължена Комисията да се произнесе. Трябва да има изрично решение на Комисията. Ние трябва да променим Наредбата. Щом не са подали... ако не се промени Наредбата и не са подали, ако Комисията прецени, че не бива да вземе съответно решение служебно да прави процедура за цени, няма да има цени.

В. Владимиров: Имам желание да гласувам законосъобразно, убедено и мотивирано. Мъничко не ми достига в цялата наша дискусия, затова имам няколко питания. С последната дискусия още неяснота се внесе. Двете неща, които ме притесняват, това е предложението относно „ТЕЦ Свищов" АД и следващото - "Видахим" АД, за което толкова време отделихме и толкова коментари направихме. Ако приемем, че на „ТЕЦ Свищов" АД не правим регулаторен преглед, заради непълна информация или ненавреме представена информация, тогава от последния коментар на г-н Осман, означава ли, че те остават без цени и количества? Следващото е, тъй като в мотивите за определяне на количеството на "Видахим" АД е посочен един единствен мотив, една такава формулировка: *Поради тези технологични неефективности и финансови загуби е*

необосновано от регулаторна гледна точка приемане на ценови параметри, различни от вече утвърдените през предходния ценови период. Ако погледнем със същия принцип и останалите дружества, които имат такива проблеми, то ще видим, че има още 9 дружества, които са с финансови загуби, т.е. вероятно имат технологични неефективности. Иска ми се този мотив да е доказуем, основан и да издържи при евентуално обжалване. В тази връзка питам дали предишното ни решение от сегашния регулаторен период е обжалвано. Ако знаем как се движи делото, въпреки че аз няма притеснение за него, тъй като ние тогава видяхме, че няма достатъчно обективни аргументи, за да може да променяме количеството, което приехме. Оформиха се две въпросчета. Не знам дали въпросът трябва да се задава във връзка с оранжериите и болниците, дали е правилно, а по-скоро бих попитал защо не прилагаме един и същи подход. Това е третият въпрос.

Ако може в кратък вариант това, което Комисията проверява, и на база на което ограничава количества и цени. Аз поне няколко монета виждам. Едното е да сравним количеството заявена енергия високоефективна, сравнена с количествата в комплексното разрешително, след това да ги сравним с техническите възможности на съответните съоръжение и след това да контролираме някои показатели като амортизационни разходи, разходи за ремонт и т.н. В крайна сметка дали имаме право да приемем, че когато има такава технологична неефективност, имаме основание да отказваме количества, тъй като пък от друга страна се казва, че тези количества винаги ще бъдат високоефективни?

И. Н. Иванов: Само искам да направя едно уточнение. Не знам дали добре чух, че отначало зададохте въпрос към г-н Осман. Нека да бъдем наясно. По време на заседанието се представя доклад от работната група. Членовете на работната група задават въпроси към работната група, имат право да изкажат отношение, да изразят становище. Но е извън всякаква процедура членовете на Комисията един на друг да си задават въпроси, защото това наистина мината всякакво нормално поведение. Затова Ви моля да си оттеглите въпроса към г-н Осман. Щях да кажа това и по повод на въпросите на г-н Йорданов. Той излезе от залата. Г-н Осман може да направи изказване, но не под формата на отговори на въпроси. Иначе да освободим работната група и да започнем да си задаваме помежду си въпроси. Хайде да влезем в нормалните рамки на заседанието.

В. Владимиров: Разбирам Ви, извинявайте, но аз използвам последното изказване на г-н Осман, за да си обясня ситуацията за „ТЕЦ Свищов“ АД. Може да оттегля, добре, не е въпрос, някакъв коментар, нека и работната група да каже чисто правно така ли стоят нещата, тъй като имаше коментар. Веднъж се каза, че нямаме основание да променяме цената, че има цена, че няма цена, че остава старата, че няма да остане старата, и понеже пояснението последно беше на г-н Осман, че Комисията може, но не е длъжна, т.е ако тя не го направи – няма цена, исках да попитам...

без микрофон

В. Владимиров: Добре, това е, уточнихме, благодаря.

Р. Осман: Аз го приемам като изказване, разбира се не бива между колегите да има въпроси и отговори, но понеже бях направил не толкова коментари, а изразих мнение във връзка с текста от Наредбата, който е категоричен. Аз още веднъж ще помоля г-жа Маринова да прочете текста от Наредбата, защото когато текстът от Наредбата ни казва какво точно трябва да направим.. Това не е мое становище, това искам да кажа. Това е текст от Наредбата. Когато има една думичка ***може***, то е ясно. Не е нужно да си юрист, за да търсим юридическа експертиза. В много наредби се използва, това е един много важен момент. Но тъй като не подават съответните заявления и документи до Комисията, аз тук споделям мнението на работната група. Като не са подали - няма да получат цени. Да бъдат коректни.

И. Александров: Ценовият период е изтекъл, тук намерих текста точно.

Р. Осман: По тази логика, ако автоматично се продължава старата цена, а тя може да е висока, новата трябва да има някаква коректност. Ненапразно, преди малко (коректността изисква) направих един коментар, получих положителен отговор и се

обърнах към Вас, г-н Председател, едно писмо да изпратите до съответните органи, да проверят оранжериите

И. Н. Иванов: Влезе в протокола, така че ще бъде направено.

Р. Осман: За да има една информация дали в страната всичко е коректно, примерно по отношение на фотоволтаиците, на оранжериите, но може и да се прочете още един пък, за да е ясно, текстът от Наредбата.

В. Владимиров: Аз приех Вашето изказване като едно пояснение и моето становище е, че трябва да се промени съдържанието и на Наредбата, и в момента на текста в доклада, който касае „ТЕЦ Свищов“ АД. Да се каже „ТЕЦ Свищов“ АД не е разглеждан – няма цена (както коментираме във връзка с Наредбата). Другото, ако може тези мотиви, които са за “Видахим“ АД, да бъдат уточнени. Това ми е молбата и затова са ми въпросите. Нищо друго не прозира под тях.

Ц. Камбурова: Аз се извинявам, че ще взема отношение по точно този проблем по отношение на цени, може ли да определяме или не. Искам да конкретизирам (изказвам лично становище) това, което се прочете от НРЦЕЕ при горна граница на цени, т.е. ценовият период е 5-годишен, с определяне първа година на цена и с корекция всяка следваща. В сектор Топлоенергетика цените се определят при норма на възвръщаемост и изрично в решението е казано, записано, от – до. Като икономист аз считам, че цените би трябвало да важат само в този ценови период. Когато не е подадено заявление за нова цена, би трябвало цената да падне. Това е мое икономическо съждение. Дали юридически може да издържи, това не мога да кажа, но тава може или не може Комисията, е записано само в една Наредба. Другата Наредба за топлото не е. Слабост ли е, не знаем, но при метод норма на възвръщаемост е едногодишен период, където е казано не по-малко от една година. Считам, че трябва да има някакъв запис, за да се конкретизира това в самото решение.

И. Александров: Има си запис. Казано е „не по-малко от една година“, но прави уточнението, че трябва да се извърши регулаторен преглед, в резултат на който, ако резултатите са отдолу, отгоре на база отчетените и прогнозните, тогава се пристъпва към втория етап – образуване на цени. Ами ако дружеството не е подавало никакви данни да се извърши този регулаторен преглед, на какво основание ще продължат да действат онези цени?

И. Н. Иванов: Има ли още нещо да се заяви от членовете на работната група? Има ли други въпроси и изказвания от членовете на Комисията? Колеги, наистина двама от членовете отсъстват, но те знаят, че сме пред гласуване.

В. Владимиров: Нека да чуя само двете неща, които попитах.

И. Александров: Не си струва да ме цитирате толкова подробно приживе. Казал съм технологична активност, защото... и сега да пренасяме тази думичка към всички, които имат подобна технологична неефективност, и да вадим някакви огромни изводи относно начина, по който да образуваме цените, не мога да... Технологична неефективност имам предвид, защото при тези пароотборни турбини много малко пара има за „Свилоза ЯРН“ ЕООД, тя предизвиква да се работи с големи котли и големи турбини, защото те са единствените, и да се произвежда много голямо количество неефективна електрическа енергия. Прави се нещо много неефективно, за да се задоволи един малък потребител. В този смисъл съм имал предвид технологична неефективност.

В. Владимиров: Произвежда високоефективна енергия.

И. Александров: Да. Сега за болниците това нещо не е съпоставимо, защото това са 100 kW малки двигателчета, които работят постоянно в болниците. Приходите на болниците не са съизмерими с разходите...

В. Владимиров: Това не го питах.

Р. Осман: В продължение на мислите на колегата, ако ми позволи, за оранжериите стана въпрос. Наистина, г-н Председател, трябва сериозно да помислим кои са тези ведомства, защото то не е само едно. Да се обърнем и към Министерство на земеделието, и към Фонда, от няколко места получават субсидии. Има една неравнопоставеност. Идеята

за висока ефективност, винаги съм казвал, е съвсем друга. Държавата да не изхабява много суровини за различни неща. Когато при едно производство може да се произвежда и ток, да. Но ако наистина земеделската продукция е в пъти и се занимава преди всичко с продажба на електроенергия, е много притеснително и мисля, че едно сериозно проучване от страна на Комисията и да сигнализираме законодателя, би било добре.

И. Н. Иванов: Искам да уверя както Вас, така и останалите членове, така и работната група, че изключително внимателно слушах цялата дискусия и съм убеден и се надявам това да стане, да се предприемат мерки (в момента все още мисля по този въпрос), които наистина да равнопоставят тези заводски централи по определен начин, за да не се счита, че една е в по-изгодно положение от другата. Но не можем да го направим днес, не е възможно, но това е нещо, което трябва да стане.

Специализиран състав Енергетика е в пълен състав. Гласуваме предложението на работната група и то е: 1. КЕВР приема доклада. 2. Насрочва 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 Комисията.

Има ли против? Г-н А. Йорданов и г-н В. Владимиров са против.

Решението се приема и веднага обявявам, че откритото заседание ще се проведе на 02.06.2016 г. от 10:00 ч.

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

Р Е Ш И:

1. Приема доклад относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика" от 01.07.2016 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2016 г. от 10:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителите, или други упълномощени от тях представители;

4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

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

Решението е взето с **пет гласа „за",** от които **два гласа** (Г. Златев, Е. Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

А. Йорданов и В. Владимиров гласуват **„против".**

По т.3. Комисията разгледа доклад относно **определяне на 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.**

На основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране при спазване на принципите по чл. 24, ал. 1 от ЗЕ определя

разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които обществениият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които обществениият 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). В тази връзка по силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 5, т. 6 и т. 9 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; цените, по които обществениият доставчик продава електрическа енергия на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса; цените, по които обществениият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия; цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение.

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 обществениият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители и на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса, както и с цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на крайни клиенти, периодът за които следва да бъде определена разполагаемостта следва да съответства на ценовия период на тези цени – 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г.

Съгласно чл. 93а, ал. 1 от ЗЕ обществениият доставчик – „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), изкупува електрическата енергия от производители, присъединени към електропреносната мрежа, по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия, както и тази, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и количеството електрическа енергия, 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 Закона за енергията от възобновяеми източници по цената, по която са я закупили.

Обществения доставчик е длъжен да осигурява електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по пренос, на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи (чл. 97, ал. 1, т 1 от ЗЕ).

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 „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД, за тези производители не се определя индивидуална разполагаемост, а количества електрическа енергия, с които обществениият доставчик участва при осигуряване на необходимите на крайните снабдители количества електрическа енергия.

Във връзка с определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия е използвана информацията относно размера на прогнозираните за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. количества електрическа енергия за технологични разходи и за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители от заявления с вх. № Е-13-01-17 от 31.03.2016 г. от „Национална електрическа компания“

ЕАД, вх. № Е-13-41-24 от 31.03.2016 г. и вх. № Е-13-41-25 от 31.03.2016 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-33 от 31.03.2016 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-47-18 от 31.03.2016 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-48-23 от 31.03.2016 г. от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, вх. № Е-13-49-17 от 31.03.2016 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, допълнено с писмо с вх. № Е-13-49-17 от 18.04.2016 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД , вх. № Е-13-45-26 от 31.03.2016 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, вх. № Е-13-46-18 от 31.03.2016 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-8 от 04.04.2016 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и вх. № Е-13-12-6 от 31.03.2016 г. от „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД. Използвана е и информация постъпила с допълнителни писма, с вх. № Е-13-09-6 от 09.05.2016 г. от „ЕРП Златни Пясъци“ АД и с вх. № Е-13-77-3 от 04.05.2016 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД.

Информацията е обобщена в Таблица 1 по-долу:

Таблица 1

Прогнозни количества електрическа енергия за ценовия период - 01.07.2015 г.-30.06.2016 г. за закупуване от обществения доставчик, необходими за покриване на потреблението на крайния снабдител, за технологични разходи по разпределителните мрежи			
А	**Крайни снабдители в т. ч**	**MWh**	**12 228 628**
1	„ЧЕЗ Електро България” АД	MWh	4 785 355
2	„ЕВН Електроснабдяване България" АД	MWh	4 179 755
3	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби” АД	MWh	3 240 200
4	"ЕСП Златни пясъци"ООД	MWh	23 318
Б	**Електроразпределителни дружества в т. ч.**	**MWh**	**2 883 677**
1	„ЧЕЗРазпределениеБългария"АД	MWh	1 240 749
2	„ЕВН Електроразпределение България"АД	MWh	884 502
3	„ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД	MWh	718 016
4	"ЕРП Златни пясъци" АД	MWh	3 010
5	НКЖИ ЕАД	MWh	37 400
В	**Електропреносно дружество**	**MWh**	**898 400**
1	ЕСО ЕАД	MWh	898 400

Въз основа на извършен анализ на информацията относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период е извършена преценка на гореописаните данни, подадени от енергийните предприятия. В тази връзка, установеното необходимо количество електрическа енергия за покриване нуждите от енергия в страната е в размер на 32 949 244 MWh, от които 12 228 628 MWh е за регулиран пазар, 3 782 077 MWh за технологични загуби по преноса и разпределението на електрическа енергия и 16 938 539 MWh е за свободен пазар вкл. доставчиците от последна инстанция.

С оглед на обстоятелството, че количествата електрическа енергия, които обществения доставчик е задължен да изкупи по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ покриват потреблението на клиентите на крайните снабдители е обосновано да бъдат определени количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания така и на пазара по свободно договорени цени, вкл. за доставчици от последна инстанция и износ.

Въз основа на гореизложеното, определените общи количества електрическа енергия, необходими за осигуряване на потреблението на клиентите на крайните снабдители и за реализация на пазара по свободно договорени цени са представени в Таблица 2:

Таблица 2

№	**Електрическа енергия по централи в MWh**	**Общо**	**За регулиран**	**За свободен**

			пазар	пазар
1	ТЕЦ „ЕЙ и ЕС ЗС - Марица Изток 1”	3 156 500	2 436 818	719 682
2	ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3”	4 593 886	3 537 292	1 056 594
3	ВЕИ	3 681 386	2 761 040	920 347
4	Топлофикационни и заводски централи	2 826 550	2 204 709	621 841
5	ВЕЦ над 10 MW, собственост на НЕК ЕАД	3 342 250	215 535	3 126 715
6	**Общо енергия за задължително изкупуване по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ**	**17 600 572**	**11 155 394**	**6 445 179**
7	АЕЦ „Козлодуй”	785 234	785 234	0
8	„ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД	288 000	288 000	0
9	**Общо количество енергия реализирано от НЕК ЕАД**	**18 673 806**	**12 228 628**	**6 445 179**

Необходимо е да бъдат предоставени от „АЕЦ Козлодуй” ЕАД на обществения доставчик допълнителни количества от **3 214 766 MWh,** съответстващи на количествата електрическа енергия за технологични разходи по електропреносната и електроразпределителните мрежи. Общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй” ЕАД за регулиран пазар и за покриване на технологични разходи по електропреносната и електроразпределителната мрежа е в размер на **4 000 000 MWh.** От общото количество електрическа енергия предназначено за реализация на свободен пазар са предвидени **567 312 MWh** предназначени за модулиране на електрическата енергия за технологични разходи на електропреносното и електроразпределителните дружества. В тази връзка количества електрическа енергия, предназначени за реализация на пазара по свободно договорени цени вкл. за ДПИ са в размер на **5 877 867 MWh.**

Потреблението на клиентите на крайните снабдители ще бъде покривано с енергията от „АЕЦ Козлодуй” ЕАД, „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД и от част от енергията по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ.

Предвид изложените по-горе аргументи предлагаме:

1. Да бъде определена за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия, в размер на – 4 000 000 MWh;

2. Да бъде определена за „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия, в размер на – 288 000 MWh;

3. Да бъдат определени за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. количествата електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители - 12 228 628 MWh, от които:

- за “ЧЕЗ Електро България” АД – 4 785 355 MWh;
- за “ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД – 4 179 755 MWh;
- за “ЕНЕРГО-ПРО Продажби” АД – 3 240 200 MWh;
- за “ЕСП Златни пясъци” ООД – 23 318 MWh.

4. Да бъдат определени за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. количества електрическа енергия, предназначени за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи - 3 782 077 MWh, от които:

- за „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД – 898 400 MWh;
- за „ЧЕЗ Разпределение България”АД – 1 240 749 MWh;

- за “ЕВН България Електроразпределение” ЕАД – 884 502 MWh;
- за “ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД – 718 016 MWh;
- за “ЕРП Златни пясъци” АД – 3 010 MWh;
- за „Национална компания железопътна инфраструктура“ ЕАД – 37 400 MWh.

Процедурата за заявяване на количества електрическа енергия от обществения доставчик към производителите за покриване на потреблението на крайните снабдители и процедурата за заявяване и коригиране на количества електрическа енергия от електропреносното и електроразпределителните дружества за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи към обществения доставчик се осъществяват съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия. Определените по т. 1 и т. 2 разполагаемост и по т. 3 и т. 4 количества електрическа енергия се разпределят помесечно въз основа на сключени договори между обществения доставчик и съответното енергийно дружество.

Изказвания по т.3:

П. Младеновски: На основание чл. 21, ал. 1. т. 21 от Закона за енергетиката, Комисията, при спазване на принципите по чл.21, ал. 1 от закона, определя разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количествата електрическа енергия в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. Тази разпоредба гарантира количествата електрическа енергия, които са необходими на крайните снабдители за снабдяване по регулирани цени на обекти на битови и небитови клиенти, които са присъединени към електроразпределителните мрежи на ниво ниско напрежение. Във връзка с определянето на разполагаемостта за производство на електрическата енергия е използвана информацията, съдържаща се в заявленията за цени на посочените дружества. Изискана е и допълнителна информация, която е постъпила с писма от 04.05.2016 г. и 09.05.2016 г. от „ЕРП Златни пясъци” АД и „ЕСП Златни Пясъци” ООД, тъй като двете дружества не са подали заявление за цени. Общата информация относно количествата необходими на крайните снабдители, както и на електроразпределителните дружества и електропреносното дружество за покриване на технологичните разходи е представена в Таблица № 1 от доклада. Въз основа на анализ на информация относно прогнозната структура на производството и потреблението на електрическа енергия за новия ценови период, е извършена преценка на гореописаните данни, подадени от енергийните дружества. Установено е необходимото количество електрическа енергия за покриване на нуждите от енергия в страната в размер на 32 949 244 МВтч. От тях 12 228 628 МВтч са за регулирания пазар, 3 782 077 МВтч са за технологични загуби по преноса и разпределението на електрическа енергия. 16 938 539 МВтч са за свободен пазар, включително и за доставчиците от последна инстанция. С оглед на обстоятелството, че електрическата енергия, която общественият доставчик е длъжен да изкупи по силата на чл. 93а и чл. 94 от Закона за енергетиката, покрива изцяло потреблението на клиентите на крайните снабдители, е обосновано да бъдат определени количествата електрическа енергия, които НЕК ЕАД следва да реализира както на регулирания, така и на свободния пазар. Тези количества са представени в Таблица № 2 от доклада. Освен тези количества, е необходимо да бъдат представени допълнителни 3 214 766 МВтч енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, която е предназначена за покриване на технологичните разходи по електропреносната и електроразпределителна мрежи. По този начин общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е в размер на 4 000 000 МВтч. От представените в таблицата количества за свободен пазар са приспаднати 567 312 МВтч, които са предназначени за модулиране на електрическата енергия за технологични разходи, която НЕК ЕАД продава на електропреносното и електроразпределителните дружества. В тази връзка енергията, предназначена за свободен пазар, включително за ДПИ, е в размер на 5 877 867 МВтч. Предвид това предлагаме:

1. Да бъде определена за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия, в размер на – 4 000 000 MWh;

2. Да бъде определена за „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., разполагаемост за производство на електрическа енергия, в съответствие с която производителят е длъжен да сключва сделки по регулирани цени с обществения доставчик, съответстваща на нетна електрическа енергия, в размер на – 288 000 MWh;

3. Да бъдат определени за същия период количествата електрическа енергия, които общественият доставчик да осигурява за покриване на потреблението на клиентите на крайните снабдители в размер на 12 228 628 МВтч, от които, от които е представено точното количество електроенергия за отделните дружества.

4. Да бъдат определени за същия период количества електрическа енергия, предназначени за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи - 3 782 077 MWh, като разпределението за отделните дружества е представено пред Вас в т. 4 от доклада.

На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката, предлагаме Комисията да приеме настоящия доклад и да насрочи открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1.

И. Иванов: Благодаря, г-н Младеновски. Има ли допълнения от работната група? Не виждам. Колеги, имате думата за въпроси към работната група и за изказвания по предоставения на всеки един от вас доклад на групата. Само да поясня нещо. Намалява се количеството електрическа енергия, което „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД предоставя за технологични нужди на 3,2 терават часа.

П. Младеновски: Точно така. Намалява се и общата квота на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД в сравнения с миналия регулаторен период с 20%: От 5 000 000 на 4 000 000 МВтч.

И. Иванов: Точно така. И останалите за покриване на технологичните загуби, защото когато се намалява от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД тази енергия трябва да дойде от някъде, са 567 000 МВтч, които НЕК ЕАД трябва да осигури като модулираща енергия.

П. Младеновски: Тези 567 000 МВтч представляват 15% от необходимата електрическата енергия, която в самото ценово решение е остойностена по 70 лв. – пазарната цена. С нея намалява общата квота, за да се модулира електрическата енергия за технологични разходи, тъй като енергията от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е бандова, а профилът на технологичните разходи не е бандов и има сериозни отклонения.

И. Иванов: За цената ще говорим в следващия доклад. Тук става въпрос за количествата енергия, които се предлагат. Благодаря. Колеги, имате думата. За последен път питам дали има въпроси и изказвания.

С. Тодорова: В Таблица № 1. Анкетката накрая, в която пише за технологични разходи по разпределителните мрежи. Трябва да се прибави *„преносната и разпределителните мрежи“*.

И. Иванов: Да, действително трябва да се прибави.

С. Тодорова: На стр. 3, първи абзац. След *„технологични“* да се напише *„разходи“*. Във втория ред от долу нагоре пише *„технологични загуби“*.

И. Иванов: Да, правилно.

С. Тодорова: В следващия абзац пише: *„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“*. Покриват в голяма степен, покриват значителна част.

П. Младеновски: Дори надхвърлят потреблението.

С. Тодорова: Не може да *„покриват“*. Покриват или надхвърлят?

П. Младеновски: Да сложим тогава *„надхвърлят“*?

С. Тодорова: В другия доклад пишете *„покриват голяма част“*.

П. Младеновски: По-скоро в другия доклад не е съобразено.

И. Иванов: Тогава там трябва да се коригира, щом като изцяло покриват.

С. Тодорова: Надхвърлят. Така ли?

П. Младеновски: Да, надхвърлят. 17 600 572 е общо електрическата енергия по чл. 94 от Закона за енергетиката. Потреблението на клиентите на крайните снабдители е 12 228 628, т. е. надхвърлят с 5 300 000.

И. Иванов: Нека да се запише *„надхвърлят“*.

П. Младеновски: Добре.

С. Тодорова: Би ли обяснил този параграф като смисъл? Какво означава, след като тези количества надхвърлят потреблението: *„обосновано да бъдат определени количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания така и на пазара по свободно договорени цени, вкл. за доставчици от последна инстанция и износ“*.

П. Младеновски: Тъй като тези количества надхвърлят количествата, които трябва да продадат на крайните снабдители, т.е. остават количества, тогава ние трябва да определим количества, които те ще продадат на регулиран пазар, а останалата част на свободен пазар и по свободно договорени цени. Това е смисълът. Определяме количества. Няма как да напишем, че те трябва да изкупят 17 600 000 енергия, а в същото време да продадат 12 000 000 само на крайните снабдители. Имаме една разлика, която общественият доставчик би следвало да реализира на свободния пазар.

И. Иванов: 6 645 000.

Е. Маринова: Само да кажа още един аргумент за това изречение. Изречението е написано и с оглед на това да се даде аргумент, че в решението се определят и количества, които не са от квотни централи. Смисълът на правомощието по ал. 1, т. 21 е да определи разполагаемост. Тази разполагаемост се отнася само квотно за базови централи. Спецификата на енергийния пазар е, че НЕК ЕАД има много количества, които задължително изкупува по преференциални цени по дългосрочни договори. Смисълът на правомощието е да определя разполагаемост на квотни централи. Затова в решението това е аргумент, че в тази енергия, която на това основание се заделя за регулирания пазар, се включват и количества от тези централи. Мисля, че е по-коректно в решението да бъдат определени не като количества ВЕИ, а като количества, които общественият доставчик ще си осигури от тези централи с дългосрочните договори от ВЕИ-та. Имаме проблеми в съда, защото през 2013 г. решението не беше прецизно от гледна точка на разполагаемост и количества. Тогава жалбоподателите бяха посочили, че не може да се определя разполагаемост на ВЕИ-та и на централи по дългосрочни договори. Това е така, защото по правилата за търговия и по смисъла е, че разполагаемост се определя на такива базови квотни централи. Затова ние и там обяснявахме, че това не е разполагаемост, а са количества, които се отделят за регулирания пазар. Може би е по-правилно да се определят не като количества на ВЕИ, а като количества на НЕК ЕАД, да се определя като общо количество, което НЕК ЕАД ще осигури за регулирания пазар. Мисля, че това е правено преди години, когато са определяни квотите. За мен е по-правилно да се определи като количество, но по това може да се разсъждава. Това, което исках да кажа е, че това е аргумент с който се защитава факта, че в това квотно решение се включват и такива количества.

С. Тодорова: Предлагам думата *„както“* (записано е: *„които НЕК ЕАД ще реализира **както** на регулирания така и на пазара по свободно договорени цени, вкл. за доставчици от последна инстанция и износ“*) да се замени: *„които НЕК ЕАД ще реализира **освен** на регулирания така и на пазара по свободно договорени цени, вкл. за доставчици от последна инстанция и износ“*. Акцентът е, че ние определяме за регулирания пазар и изречението вече става смислено. За Таблица № 2 въпросът ми е защо има от ВЕИ-та за свободен пазар. Тази колона не ми е много ясна. Таблица № 2, последната колона. За американските централи е добре, за ВЕЦ-те на НЕК ЕАД е добре, но ВЕИ-та и топлофикационни централи… Какъв е смисълът тук?

П. Младеновски: Няма как да няма от ВЕИ-та и топлофикационни централи за

свободния пазар, тъй като тези количества не са почасово определени. Много от часовете, дори при ограничено производство от квотните централи до минимума, имаме излишъци от топлофикационни централи и ВЕИ-та. След като общественият доставчик вече няма право да ги ограничава, т.е. да коригира графиците им, тази енергия вместо да е като делегиран излишък би следвало да е реализирана на свободния пазар. Няма как да няма от тези производители на свободния пазар, тъй като в много от случаите тяхното производство не е съобразено с потреблението на регулирания пазар. Произвеждат енергия, която общественият доставчик трябва да я направи нещо. Той е задължен да я изкупи.

С. Тодорова: На мен не ми е ясно. Нали всички ВЕИ-та и топлофикационни централи имат някакво лимитирано производство?

П. Младеновски: Да.

С. Тодорова: Над това производство продават на свободния пазар.

П. Младеновски: Точно така.

С. Тодорова: Какъв е смисълът тези количества…

П. Младеновски: Тези количества не са тяхното производство над лимитираното производство.

С. Тодорова: Какво е?

П. Младеновски: Тези количества са количествата, които НЕК ЕАД изкупува по регулирани цени и които НЕК ЕАД в отделните часове, когато има излишъци, би следвало да реализира на свободния пазар, когато няма достатъчно потребление на регулирания пазар.

С. Тодорова: Как са определени тези количества.

П. Младеновски: Като проценти от определената енергия. Никой не може почасово да прогнозира дали в дадени часове ще има ли няма да има излишъци и какво ще е потреблението за една година напред. Това са ориентировъчни количества с проценти. Не можем да сложим 100% от енергията от ВЕИ и топлофикационни централи единствено за реализация на регулирания пазар точно поради тази причина.

С. Тодорова: Това са надхвърлящи?

П. Младеновски: Не са надхвърлящи.

С. Тодорова: Опитвам се да си представя как са изчислени.

Е. Маринова: НЕК ЕАД по закон е длъжно да изкупува цялата преференциална енергия до количествата, които са определени в решенията, както и в дългосрочните договори. Но НЕК ЕАД продава на регулирания пазар тази енергия, която ние сме определили в квотата, а останалата, която е изкупена по преференциални цени, се продава на свободния пазар. За нея НЕК ЕАД претендира за разходи „задължение към обществото“, когато цената му е…

П. Младеновски: Не е така.

С. Тодорова: Кажи какво включва колоната за регулиран пазар и колоната за свободен пазар. Как са определени количествата за единия и за другия?

П. Младеновски: За ВЕИ-тата и топлофикационните централи количествата са определят за регулиран пазар отзад напред. Имаме общо потребление на крайните снабдители. Имаме енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, които са единствено за регулиран пазар. Останалите количества са разпределени през проценти по начин, по който да може да се върже с последната цифра, която е общо потребление на клиентите на крайните снабдители. Няма как да се включи цялото количество от ВЕИ и топлофикационни централи. В първата колона е дадено цялото количество, което общественият доставчик е задължен да изкупи до размера на нетното специфично производство за ВЕИ-тата и съгласно прогнозите от доклада за цени в сектор „Топлоенергетика“, които са прогнози каква част ще бъде високоефективно комбинирано производство. Във втората колона цифрите се връзват с квотите на крайните снабдители, които са заявени. Разликата остава за реализиране от обществения доставчик на свободен пазар.

С. Тодорова: Не разбрах как са определени за ВЕИ и за топлофикационни централи. Не разбрах колко и как са определени процентите. Ако на останалите им е ясно, аз оставам да се обучавам. Имам редакционни бележки, които ще дам.

П. Младеновски: Само да добавя нещо. Започвам с единен процент. Най-голям процент винаги слагам на американските централи, тъй като от тях обществеият доставчик има нужда най-много, тъй като те осигуряват голяма част от потреблението, особено през зимния период, когато има недостиг на енергия. След това, както казах, по връзване с горе-долу с по 1%, с еднакъв процент се коригират всички останали.

И. Иванов: Всички останали са ВЕИ-тата и топлофикациите.

П. Младеновски: Точно така. За целите на ценообразуването тези количества нямат абсолютно никаква стойност. Цената „задължение към обществото“ покрива разликата до 70 лв. Каквито и да са количествата в тази графа по чл. 93 и чл. 94, в крайната сметка винаги се остойностяват по пазарната цена от 70 лв. За размера на миксовата цена на НЕК ЕАД няма отношение разпределението на тези количества. Това са ориентировъчни количества, които обществеият доставчик е длъжен да осигури за… Крайната сума от 11 155 394 МВтч обществеият доставчик е длъжен да задържи от тази изкупена енергия за задоволяване на потребностите на регулирания пазар. За останалите може да сключи дългосрочни договори или какво иска да сключва и да продаде на свободния пазар.

С. Тодорова: Не можеше ли да я няма тази колона и да бъде написано само количеството от 567 312?

П. Младеновски: 5 877 000. Според мен, така е по-прецизно.

С. Тодорова: Обърквщо е защо и как се прави.

И. Иванов: Колеги имате ли други изказвания? След направеното уточнение на текста… вие си спомняте за *технологичните разходи*, а не *загуби*… Имаше и още една корекция. Вие си я записахте. Подлагам на гласуване проекта на решение, предложен от работната група: *„Комисията за енергийно и водно регулиране реши:*

1. Приема доклада на работната група.

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1“.

Съобщавам, че откритото заседание по този доклад ще се проведе на 02.06.2016 г. от 14:00 часа.

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. 3 от Закона за енергетиката, Комисията

Р Е Ш И:

1. Приема доклад относно определяне на разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които обществеият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които обществеият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2016 г. от 14:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителите, или други упълномощени от тях представители;

4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

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

Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за”,** от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. 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 осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 5, 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 обществеият доставчик продава електрическа енергия на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса;

– по които обществеият 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;

– цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 35 от ЗЕ.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията определя 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.

С Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР са утвърдени цените на електрическата енергия на дружествата в сектор „Електроенергетика” за ценовия период 01.08.2015 г. – 30.06.2016 г., които са изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР.

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“, „пренос на електрическа енергия“ и „обществена доставка на електрическа енергия“, Комисията прилага метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала” с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод на ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 4, ал. 2, т. 1 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) извършва следващ регулаторен преглед при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

По отношение на дружествата, получили лицензия за дейностите „разпределение на електрическа енергия“ и „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ Комисията прилага метод на ценово регулиране „горна граница на приходи”. Към настоящият момент тези дружества са в четвърти регулаторен период с продължителност три години, като с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР са им утвърдени, считано от 01.08.2015 г., цените и необходимите годишни приходи за първата година от този регулаторен период. Последните съгласно приложения метод на регулиране може да се изменят в края на първата ценова година.

Във връзка с утвърждаването на цени на електрическата енергия за ценовия период 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., в Комисията са постъпили заявления с вх. № Е-13-01-17 от 31.03.2016 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), вх. № Е-13-41-24 от 31.03.2016 г. и вх. № Е-13-41-25 от 31.03.2016 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), вх. № Е-13-62-33 от 31.03.2016 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-47-18 от 31.03.2016 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, вх. № Е-13-48-23 от 31.03.2016 г. от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, вх. № Е-13-49-17 от 31.03.2016 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-45-26 от 31.03.2016 г. от „Енерго-Про Мрежи“ АД, вх. № Е-13-46-18 от 31.03.2016 г. от „Енерго-Про Продажби“ АД, вх. № Е-14-24-8 от 04.04.2016 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, вх. № Е-13-12-6 от 31.03.2016 г. от „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД и вх. № Е-13-47-4 от 30.03.2016 г. от „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари“ ЕООД.

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД, в качеството си на краен снабдител, и „ЕРП Златни Пясъци“ АД, в качеството си на оператор на електроразпределителна мрежа, не са подали заявления за утвърждаване на цени. Съгласно чл. 43, ал. 1 от НРЦЕЕ енергийните предприятия, като „ЕСП Златни Пясъци“ ООД и „ЕРП Златни Пясъци“ АД, спрямо които Комисията прилага методи на ценово регулиране по чл. 4, ал. 2, т. 2, подават заявление за утвърждаване на изменение на необходими приходи и цени за втория или следващите ценови периоди от регулаторния период. По силата на чл. 48, ал. 3 от НРЦЕЕ В случай, че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 43, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

От „ЕСП Златни Пясъци“ ООД е постъпило писмо с вх. № Е-13-77-3 от 04.05.2016 г. с информация за прогнозните количества електрическа енергия за продажба по тарифи за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. С писмо с вх. № Е-13-09-6 от 09.05.2016 г. „ЕРП Златни Пясъци“ АД е представило прогнозна информация за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 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.

След преглед по реда на чл. 40, ал. 1 от НРЦЕЕ на постъпилите заявления са изпратени писма с изх. № Е-13-49-17 от 07.04.2016 г. до „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и с изх. № Е-13-45-26 от 07.04.2016 г. до „Енерго-Про Мрежи“ АД с указания за предоставяне на допълнителна информация. В тази връзка са са постъпили писма с вх. № Е-13-49-17 от 18.04.2016 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и вх. № Е-13-45-26 от 19.04.2016 г. от „Енерго-Про Мрежи“ АД.

Цените на електрическата енергия са взаимосвързани по веригата производство - достъп и пренос през електропреносната мрежа - обществена доставка - достъп и пренос през електроразпределителните мрежи - снабдяване от краен снабдител. Всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 35 от ЗЕ чрез заплащане на цената или компонентата от „цена за задължения към обществото“. В тази връзка при регулирането на цените на електрическата енергия следва да бъдат взети предвид и следните обстоятелства:

Прогнозните стойности на количествата електрическата енергия, които ще бъдат продавани от крайните снабдители по регулирани цени през периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г., са 12 228 628 MWh, което представлява съществено намаление спрямо предходния ценови период. Това обстоятелство задълбочава дисбаланса между задължително изкупуваната електрическа енергия от НЕК ЕАД и продаваната електрическа енергия на регулирания пазар. В тази връзка и с цел запазване на баланса между производство и потребление на електрическа енергия, формирането на енергийния

микс на обществения доставчик за покриване потреблението на регулирания пазар за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. е направено при отразяване на следните условия:

– определена е разполагаемост за производство на електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за изкупуване от обществения доставчик, както и количества електрическа енергия, които общественият доставчик продава на крайните снабдители, формирани от електрическата енергия, произвеждана от водноелектрически централи (ВЕЦ) над 10 MW, собственост на НЕК ЕАД, централите с дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия и централите, продаващи електрическа енергия по преференциални цени по Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) и по чл. 162 от ЗЕ.

– операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи си осигуряват електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по пренос, съответно по разпределение, от определената по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ разполагаемост на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД, остойностена по пълната цена на централата и модулирана с част от енергията, която обществения доставчик следва да реализира на свободния пазар. Съгласно чл. 97, ал. 1, т. 1 от ЗЕ по регулирани от Комисията цени се сключват сделките с електрическа енергия между обществения доставчик и оператора на електропреносната мрежа, съответно между обществения доставчик и операторите на електроразпределителните мрежи - за електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по пренос, съответно по разпределение. Съгласно чл. 35, ал. 5 от ЗЕ във връзка с тези сделки операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи заплащат освен стойността на енергията за технологични разходи и цена за задължение към обществото.

– цената за задължение към обществото е изчислена спрямо цялото потребление на електрическа енергия в страната, включително и електрическата енергия от внос. Цената за задължение към обществото се заплаща от крайните клиенти на свободния пазар на електрическа енергия в страната, клиентите на доставчика от последна инстанция, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия предназначена за покриване на технологични разходи. За клиентите на регулирания пазар цената за задължение към обществото е включена като компонента на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители.

Съгласно чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ, Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, свързани с лицензионната дейност, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийното предприятие писмена обосновка и доказателства като неразделна част от заявлението за цени. Оценката за икономическата обоснованост на разходите и връзката им с изпълнение на лицензионната дейност се извършва при използване на данни от националната и международната практика. Вземат се предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия, при отчитане принципите на регулирането по ЗЕ.

Резултатите от извършените анализи на данните и документите, съдържащи се в подадените от енергийните предприятия заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия са изложени по-долу по дружества, както следва:

„АЕЦ КОЗЛОДУЙ” ЕАД

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

С Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР на дружеството са утвърдени цени, при прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 5 000 000 MWh, прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 5 353 319 MW*h и необходими приходи – 150 001 хил. лв., както следва:

– цена за енергия – 15,30 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 13,73 лв./MW*h, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-24-8 от 04.04.2016 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 51,56 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

1. Променливи разходи – 233 918 хил. лв., в т.ч.:

– гориво за производство – 141 593 хил. лв.;

– консумативи – 1 009 хил. лв.;

– други променливи разходи – 12 148 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 12 055 хил. лв., закупена електрическа енергия – 93 хил. лв.

– вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 79 168 хил. лв.

2. Нетна електрическа енергия – 14 623 293 MWh.

3. Необходими приходи за разполагаемост – 520 065 хил. лв., в т.ч.:

– условно-постоянни разходи – 481 231 хил. лв.;

– възвръщаемост – 38 834 хил. лв.

4. Разполагаемост на предоставената мощност – 15 291 144 MWh.

Видно от придружителното писмо към заявлението за утвърждаване на цени, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е извършило необходимите изчисления на база отчетни данни за 2015 г. и утвърдена бизнес програма за развитие на дружеството, обхващаща и новия регулаторен период. Основните фактори, които оказват съществено влияние върху определената, съгласно разчетите цена за електрическа енергия, са планираният по-продължителен престой на ядрен енергиен блок (ЯЕБ № 5) за подмяна на статора на генератора по време на ПГР-2017 г., изпълнението на мерките от „Програма за повишаване на безопасността“, програмата за продължаване срока на експлоатация на ядрените мощности, както и разходите, свързани с подготовка и преход към повишаване на топлинната мощност до 104 %.

Дружеството отбелязва, че цената на електроенергията, която е необходима за покриване на постоянните и променливи разходи за осигуряване на нормалната и безопасна работа на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД в съответствие с лицензионните изисквания за експлоатация на ядрените съоръжения по реда на Закона за безопасно използване на ядрената енергия (ЗБИЯЕ) и за електропроизводство по реда на ЗЕ, е разчетена при спазване на нормативните изисквания и Указанията за образуване на цените при производство на електрическа енергия при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, приети от КЕВР с решение по Протокол № 13 от 30.01.2012 г. (Указанията, Приложение № 1).

Според „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД ценовата политика на КЕВР за налагане на ограничения на присъщи за компанията разходи през последните регулаторни периоди, представляващи икономически обосновани разходи (ремонтни разходи, разходи за съхранение, преработка и транспорт на отработено ядрено гориво и амортизации) е довела до реализиране на продажби по регулирани цени, значително по-ниски от производствената себестойност на произвежданата електроенергия, и съответно до генериране на значителни загуби от регулирания пазар. В резултат на непризнаването на тези разходи в пълен размер, проблемите с плащанията от страна на НЕК ЕАД, в качеството му наобществен доставчик и въвеждането на законовата разпоредба за внасяне на 5% от приходите от продажба на електроенергия в новосъздадения Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), централата изпитва все по-сериозни финансови затруднения.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД подчертава, че е типичен базов производител, чиито проектни характеристики не позволяват предоставяне на разполагаемост за студен резерв и/или допълнителни услуги. Поради това разполагаемостта като търговски продукт е несъотносима към централата, която при текущите пазарни условия доставя само нетна активна енергия. По тази причина процедурите за ежемесечно отчитане и съгласуване на размера на разполагаемостта между „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕСО ЕАД са отпаднали поради неактуалност. Според дружеството двукомпонентните цени за производител като „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, който не предлага студен резерв и допълнителни услуги, са на практика неактуални и неприложими.

Дружеството обръща внимание на изключително отговорната задача, която стои пред него, за реализация на комплекс от мащабни проекти с национална значимост, насочени към продължаване срока на експлоатация на ядрените мощности, като в тази връзка счита, че влошаването на финансовата стабилност на компанията ще възпрепятства дейностите по изпълнението им.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД предлага произвежданата от него електрическа енергия да се използва само за задоволяване на нуждите на „защитените потребители“ в страната, като технологичните разходи по пренос и разпределение бъдат изключени от обхвата на бъдещи задължения на компанията към регулирания пазар за следващия регулаторен период, тъй като централата няма отношение към формирането на технологични загуби в електроенергийната система (ЕЕС) на Република България и с цел минимизиране на отрицателните ефекти за дружеството от продажба на електроенергия по регулирани цени.

В допълнителна обосновка в писмо с вх. № Е-14-24-4 от 11.05.2016 г. дружеството посочва следните факти и обстоятелства, които счита, че Комисията следва да съобрази при утвърждаването на цената на произвежданата от централата електрическа енергия за регулирания пазар, а именно:

– Реализацията на мащабните проекти, свързани с удължаване срока на експлоатация на ядрените мощности, се финансира изцяло със собствени средства, които се осигуряват от пазарната реализация на произвежданата енергия;

– Условията на лицензиите за експлоатация на ядрени съоръжения задължават „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД да обезпечава необходимите финансови средства за техническа поддръжка и ремонт на оборудването с цел гарантиране на неговата постоянна безопасност и готовност за работа в нормални и аварийни условия. Дейностите, свързани с експлоатацията на ядрените блокове, са обект на постоянен мониторинг и проверки от страна на регулиращия орган в страната и от международни организации и институции;

– Установилата се тенденция на драстичен спад в пазарните ценови нива придобива все по-задълбочаващ се негативен тренд, поради което прогнозната пазарна цена от 73,00 лв./MWh, използвана от Комисията в мотивите за определяне на регулираните цени към Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР, е нереално висока. С оглед отчетените резултати и прогнозите за 2-рото тримесечие на 2016 г. се очаква приходите на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД от пазарна реализация през текущия регулаторен период, спрямо прогнозираните от Комисията, да са с 50,3 млн. лв. по-малко;

– Задължителното участие на атомната централа в борсовия пазар „ден напред“ допринася съществено за спада в приходите от пазарна реализация с оглед установилите се борсови цени на ниво с 25% под средната продажна цена по двустранни договори и заплащането на допълнителни такси върху реализираните на борсата количества;

– Допълнителни загуби от участието на борсата произтичат и от факта, че почасовата борса не гарантира 100% реализация, което е несъвместимо с базовите технически характеристики на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. С цел недопускане работа на ядрените съоръжения в режим на следване на товара (неспецифичен режим, несъвместим с проекта), нереализираните на борсата почасови количества се изкупуват от НЕК ЕАД на още по-ниската регулирана цена. Липсата на този механизъм за балансиране би увеличила размера на загубите, тъй като ще наложи разтоварване/динамично изменение на товара,

застрашаващо освен състоянието на оборудването и възможността за покриване поне на постоянните разходи за експлоатация на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД;

– В разчетите за цените през настоящия регулаторен период е заложена регулирана цена за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД от 30 лв./MWh, а фактическата средно претеглена цена е 29,76 лв./MWh. В резултат от това дружеството ще е ощетено допълнително с над 1,2 млн.лв. Принципно двукомпонентната цена не е приложима в пазарни условия, както и за базов производител;

– Продължава и се задълбочава системното неплащане на доставките от страна на НЕК ЕАД, което влошава сериозно ликвидността на дружеството;

– Значим отрицателен принос за финансовия резултат на дружеството има и въвеждането на задължителната вноска във ФСЕС в размер на 5% от приходите от продажба, вкл. с дължимите борсови такси, както и неполучени плащания от регулирания пазар. Следва да се отбележи, че като най-голям производител в страната, „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е основният вносител във фонда;

– Съгласно международно приетите стандарти и препоръки след аварията в АЕЦ „Фукушима“, всяка атомна централа трябва постоянно да инвестира в подобрение и поддържане на безопасността. В тази връзка освен засилване на контрола, международните проверки за оценка на безопасността акцентират и върху финансирането и управлението на програмите за повишаване на безопасността и готовността за действие в екстремални условия, както и на корпоративната организация. Целта е да се удостовери, че на всички нива компромиси с безопасността не се допускат и няма да бъдат допускани.

II. Ценообразуващи елементи

Съгласно предоставения годишен финансов отчет за 2015 г. дружеството отчита нетна печалба в размер на 82 434 хил. лв., увеличена спрямо предходната година с 5,16 %, въпреки че осигурява електрическа енергия за регулирания пазар на цена от 30,00 лв./MWh. През следващия регулаторен период общото количество разполагаемост за производство на електрическа енергияна дружеството за регулираната част на пазара и за покриване на технологичните разходи на електропреносното и електроразпределителните дружества е намалено с 20% или с 1 000 000 MWh, като по този начин е дадена възможност на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД да реализира тази електрическа енергия на свободния пазар при значително по-висока цена от регулираната и да запази постигнатия финансов резултат от предходната година.

Въз основа на анализ на необходимите приходи на дружеството за следващия ценови период е обосновано при формирането на цените на дружеството да бъдат отчетени възможните приходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД от количествата електрическа енергия за продажба на пазара по свободно договорени цени, както и възвращаемостта, която дружеството ще реализира от тези количества. Необходимите приходи от регулирания пазар са коригирани по модела, представен от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД с писмо вх. № Е-14-24-9 от 28.05.2014 г., с което дружеството е внесло актуализирано предложение за промяна на цените за предходния регулаторен период.

В заявление с вх. № Е-14-24-8 от 04.04.2016 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия в размер на 51,56 лв./MWh, без ДДС, образувана на база количества и приходи от електрическа енергия, реализирани само по регулирани цени. Вземайки предвид стойността на приходите, които дружеството ще реализира от свободния пазар, стойностите на променливите, условно-постоянните разходи и възвръщаемостта са разпределени между продажбите на регулиран и свободен пазар, както следва:

№	ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ	МЯРКА	ОБЩО	РЕГУЛИРАН ПАЗАР	СВОБОДЕН ПАЗАР
1	Нетна електрическа енергия	MWh	14 623 293	4 000 000	10 623 293
2	Променливи разходи	хил.лв.	233 918	63 985	169 933

3	Условно-постоянни разходи и възвръщаемост	хил.лв.	520 065	56 000	464 065
4	Необходими годишни приходи	хил.лв.	753 983	119 985	633 998

На база гореизложеното пълната цена за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е определена в размер на 30,00 лв./MWh при общо необходими приходи от 119 985 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 4 000 000 MWh.

„ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

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

С Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на дружеството са утвърдени цени, при прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 7 177 943 MWh, прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 9 282 819 MW*h и необходими годишни приходи – 537 688 хил. лв., както следва:

– цена за енергия – 44,22 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 23,73 лв./MW*h, без ДДС.

Със заявление вх. № Е-13-12-6 от 31.03.2016 г. „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

– цена за енергия – 47,06 лв./MWh, без ДДС;

– цена за разполагаемост – 26,24 лв./MW*h, без ДДС,

образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

1. За цена енергия:

1.1. Променливи разходи – 345 438 хил. лв., в т.ч.:

– гориво за производство – 251 833 хил. лв.;

– консумативи – 19 077 хил. лв.;

– други променливи разходи – 74 528 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 350 хил. лв., закупена електрическа енергия – 568 хил. лв., депониране на пепелина – 2 941 хил. лв., разходи за закупени емисии CO_2 – 70 669 хил. лв.

1.2. Нетна електрическа енергия – 7 340 634 MWh.

2. За цена разполагаемост:

2.1. Необходими приходи за разполагаемост – 243 698 хил. лв., в т.ч.:

– условно-постоянни разходи – 215 290 хил. лв.;

– възвръщаемост – 28 408 хил. лв.

2.2. Разполагаемост на предоставената мощност – 9 288 433 MWh.

В периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД очаква да произведе нетна електрическа енергия от 7 340 634 MWh, което е с 828 394 MWh по-малко от отчетеното през 2015 г. Намалението се дължи на повече планирани престои (ОР на блокове 3 и 8 във втората половина на 2016 г.) в този период в сравнение с отчетната 2015 г. и на повече разполагаема мощност за студен резерв. Прогнозната производствена програма е изготвена при по-ниска използваемост по време с 12,25% и по-ниска с 5,43% използваемост по мощност спрямо 2015 г., което води до завишаване на планираните разходи на електроенергия за собствени нужди.

Общата стойност на променливите разходи възлиза на 345 438 хил. лв., като тук се включват горива за производство - местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, консумативи - варовик, химически реагенти и смазочни материали и други

променливи разходи - услуга водоподаване, енергия за собствени нужди, депониране на пепелина и разходи за закупени CO_2 квоти.

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

– Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД. Общата стойност на планираните разходи за въглища възлиза на 249 215 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./туг;

– Разходите за мазут за разпалване през новия регулаторния период са на обща стойност 1 827 хил. лв., дължаща се на отчетеното понижение на цената и очаквания спад в цената на тон мазут в размер на 434,94 лв./тон, а общото количество мазут се очаква да бъде с 1 392 тона по-ниско в сравнение с отчетените разходи през 2015 г. По-ниските разходи за мазут се дължат на предвиденото използване на газ при разпалване на блок 3 (след октомври 2016 г.) и на блокове 7 и 8 (от декември 2016 г.);

– При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за варовик, формирани от количеството варовик в размер на 852 716 тона, използвано за сероочистване на димните газове, като подписаните договори за доставка са с действаща цена в размер на 21,00 лв./тон. Очакваното намаление е с 44 415 тона по-малко разход на варовик спрямо 2015 г. Планираните разходи за варовик възлизат на 17 907 хил. лв.;

– Поетапната промяна на източника на захранване на собствени обекти, които не са част от вътрешната мрежа (Помпени станции с. Ханово и с. Ботево, станция захранваща МТЛТ) и тяхното захранване от собственото производство са довели до намаление при разхода за електроенергия за производствени нужди в размер на 568 хил. лв. за регулаторния период или с 60 хил. лв. по-малко спрямо отчетените 628 хил. лв. през 2015 г.;

– Разходите за водоползване се формират съгласно чл. 10, ал. 1 от Тарифата за таксите за водовземане за ползване на воден обект и Декларация по чл. 194б от Закона за водите за изчисляване на дължимата такса по утвърден образец от Министъра на околната среда и водите за разрешено ползване на воден обект за 2015 г. на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

– През новия регулаторен период дружеството очаква да емитира 9 822 273 тона парникови газове. Очакваното количество безплатни квоти, които дружеството очаква да получи от Националния план за инвестиции, е в размер на 1 965 941 тона, а останалите 7 856 332 тона следва да бъдат закупени. За покриване недостига на квоти емисии парникови газове от 2015 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД следва да закупи квоти EUA, чиято прогнозна стойност е оценена на 70 699 хил. лв. при цена от 4,99 евро/тон. Прогнозата на разходите за емисии е направена на база планираните плащания до края на 2016 г. Разходите за квоти за емисии, които подлежат на плащане до 30.04.2017 г. не са включени в стойността на променливите разходи и не участват във формиране себестойността на електрическата енергия.

Общата стойност на планираните постоянни разходи за новия ценови период възлиза на 215 290 хил. лв. Производствената програма на „ТЕЦ Марица изток 2“ 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 може да реализира за производството на електрическа енергия, студен резерв и допълнителни услуги към ЕСО ЕАД възлиза на 9 288 433 MW*h, в т.ч. разполагаемост за студен резерв - 1 282 278 MW*h, разполагаемост за ПР и ВР ЕСО ЕАД - 492 718 MW*h, електрическа енергия за свободен пазар (вкл. балансиращ пазар) - 7 113 437 MWh и електрическа енергия за регулиран пазар – 400 000 MWh.

Информацията за отделните групи условно-постоянни разходи, е както следва:

– Планираните средства за работни заплати и осигуровки за новия ценови период възлизат на 67 355 хил. лв. Предвидено е намаление на средствата за работна заплата с -2,9 %, в резултат на намаление на средносписъчния състав на дружеството.;

– Планираните разходи за амортизации през новия ценови период възлизат на 63 174 хил. лв., което е с 0,39% по-високи разходи спрямо отчетените през 2015 г., като прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Значителните инвестиции, реализирани през периода 2007 г. – 2014 г., в съчетание с извършените преоценки, водят до отчитане на увеличени разходи за амортизации. От прогнозните разходи за амортизации за 2015 г., които участват при формиране на признатите разходи за регулаторни цели са извадени разходите за амортизации, произтичащи от извършените преоценки, като амортизираната стойност на преоценъчния резерв е извадена и от регулаторната база на активите;

– Ремонтната програма за 2016 г. е на стойност 31 331 хил. лв. Завишението на очакваните разходи за ремонти в сравнение с отчетените през 2015 г. се дължи на планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение (СОИ). Подробна разбивка на ремонтната програма е дадена в отделно приложение;

– Планираните разходи, пряко свързани с дейността на лицензията за новия ценови период, възлизат на 23 598 хил. лв., което спрямо отчетените през 2015 г. е намаление с 3 620 хил. лв. Планираното намаление е свързано с извършен предварителен анализ и оценка на влиянието на някои външни фактори върху общия обем на разходите.

– Изчислената регулаторна база на активите (РБА) възлиза на 1 011 079 хил. лв. Представена е и информация за разпределение на активите по блокове с № 1- 8. В регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв. Включеният необходим оборотен капитал (НОК) е изчислен в съответствие с т. 24.2 от Указанията, като е приета минималната стойност, която може да се признае, а именно не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността/ите, в която не се включват разходи за амортизации в размер на 72 601 хил. лв.

Използваната норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 2%. Възвръщаемостта, заложена в цената за разполагаемост, не е в състояние да осигури нужния финансов ресурс за покриване на финансовите разходи по инвестиционните кредити, като основен фактор за това според централата е, че само малка част от разполагаемостта ще бъде изкупена от обществения доставчик по регулирана цена. Използваната норма на възвръщаемост на привлечения капитал, съгласно приложена Справка за средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2015 г., е в размер на 4,33%. Среднопретеглената норма на възвръщаемост, при съществуващата капиталова структура, възлиза на 2,81%.

На основание чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД е представило искане за компенсиране на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обекти, представляващи критична инфраструктура, на обща стойност 128 804 хил. лв., в т.ч.:

– Отчетени некомпенсирани разходи за 2015 г. – 78 279 хил. лв.;

– Разходи, които ще подлежат на компенсиране в резултат на утвърждаване на квота и цени за енергия и разполагаемост за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. – 50 525 хил. лв.

Дружеството е аргументирало направеното искане с:

– „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.

Във финансовата обосновка на искането за признаване на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ дружеството препраща към аргументите си, изложени във връзка с утвърждаването на цените за разполагаемост и енергия, като допълнително акцентира върху обстоятелството, че нормативните задължения за плащане на разходи за емисии, таксата от 5% върху приходите от продажба на електрическа енергия във ФСЕС, която не се признава за ценообразуващ елемент, непризнаването от страна на КЕВР на пълната стойност на разходи за заплати, амортизации, ремонти и други разходи, свързани с лицензионната дейност, продажбата на разполагаемост за студен резерв и задължението за осигуряване на разполагаемост за първично и вторично регулиране на цена, която покрива малка част от разходите за експлоатация и поддръжка на блоковете, както и финансовите задължения за плащане на лихви по държавно гарантиран инвестиционен кредит, свързан с рехабилитация на централата са фактори, върху които дружеството не може да влияе и не може да покрива чрез обичайната си търговска дейност. Според дружеството стойността на тези задължения покачва пълната себестойност на произвежданата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД до нива, които надхвърлят пазарната цена на електроенергията. Докато при регулираните цени регулаторът е основният фактор, който определя себестойността на произвежданата електрическа енергия, определя норма на възвръщаемост, която има за цел да гарантира финансовите плащания по лихви за кредити, то пазарната цена се влияе предимно от фактори като търсене и предлагане и ценови нива на електрическата енергия, както в страната, така и в съседните пазарни зони. Пазарният анализ на дружеството показва, че цените в региона през последните няколко години са сравнително ниски. Същевременно наличието на такси за пренос и достъп върху електрическата енергия, предназначена за износ, допълнително влошава възможностите на централата за реализация на част от произвежданата електрическа енергия извън страната.

Общата стойност на исканата компенсация за периода 01.01.2015 г. - 31.12.2015 г. е в размер на 78 279 хил. лв. Детайлна информация за групите разходи, подлежащи на компенсация за 2015 г., е посочена в следващата таблица:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Отчетени постоянни разходи за 2015 г.	Разходи, заявени за компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за 2015 г.
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
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	8 388	3 119

5	**Разходи, пряко свързани с дейноста 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.	Разходи за балансиране	хил. лв.	0	0
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	707	263
5.14.	Наем хидротехнически съоръжения	хил. лв.	0	0
5.15.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	389	145
5.16.	Такси лиценз	хил. лв.	347	129
5.17.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	5 649	2 101
5.18.	Охрана на труда	хил. лв.	251	93
5.19.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 725	1 013
5.20.	Командировки	хил. лв.	79	29
5.21	Съдебни разходи	хил. лв.	2 341	871
5.22.	Разходи за ФСЕЕС	хил. лв.	0	0

Общата стойност на исканата компенсация за периода 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. е в размер на 50 525 хил. лв.

Детайлна информация относно стойността на отделните групи разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, е посочена в следващата таблица:

№	НАИМЕНОВАНИЕ НА РАЗХОДИТЕ	МЯРКА	Прогнозна стойност на постоянните разходи 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г.	Разходи, подлежащи на компенсиране по чл. 35 от ЗЕ
1	2	3	5	6
I	**УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ**	**хил. лв.**	**215 290**	**50 525**
1	**Разходи за заплати (възнаграждения)**	**хил. лв.**	**67 355**	**15 807**
2	**Начисления, свързани с т.1, по действащото законодателство**	**хил. лв.**	**29 832**	**7 001**

2.1	осигурителни вноски	хил. лв.	19 472	**4 570**
2.2	социални разходи	хил. лв.	10 360	**2 431**
3	**Разходи за амортизации**	**хил. лв.**	**63 174**	**14 826**
4	**Разходи за ремонт**	**хил. лв.**	**31 331**	**7 353**
4.1	разходи за вложени машини, рез части и материали	хил. лв.	18 799	**4 412**
4.2	проектно-проучвателни работи и външни услуги	хил. лв.		**0**
4.3	строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги	хил. лв.	12 532	**2 941**
5	**Разходи, пряко свързани с дейноста по лицензията**	**хил. лв.**	**23 598**	**5 538**
5.1.	Горива за автотранспорт	хил. лв.	1 380	**324**
5.2.	Работно облекло	хил. лв.	570	**134**
5.3.	Канцеларски материали	хил. лв.	72	**17**
5.4.	Материали за текущо поддържане	хил. лв.	1 510	**354**
5.5.	Застраховки	хил. лв.	5 050	**1 185**
5.6.	Местни данъци и такси, акциз	хил. лв.	1 630	**383**
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	хил. лв.	230	**54**
5.8.	Абонаментно поддържане	хил. лв.	190	**45**
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	хил. лв.	3 240	**760**
5.10.	Наеми	хил. лв.	63	**15**
5.11.	Проверка на уреди/услуги тек. поддържане/	хил. лв.	215	**50**
5.12.	Разходи за балансиране	хил. лв.	0	**0**
5.13.	Експертни и одиторски разходи	хил. лв.	812	**191**
5.14.	Наем хидротехнически съоръжения	хил. лв.	0	**0**
5.15.	Вода, отопление и осветление	хил. лв.	360	**84**
5.16.	Такси лиценз	хил. лв.	356	**84**
5.17.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	хил. лв.	4 700	**1 103**
5.18.	Охрана на труда	хил. лв.	260	**61**
5.19.	Служебни карти/превоз на персонала/	хил. лв.	2 465	**578**
5.20.	Командировки	хил. лв.	75	**18**
5.21	Съдебни разходи	хил. лв.	420	**99**
5.22.	Разходи за ФСЕЕС	хил. лв.	0	**0**

Съгласно чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 4 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, каквито са 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).

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е стратегически обект от значение за националната сигурност, както и критична инфраструктура в сектор „Енергетика“. В тази връзка има задължения, произтичащи от План за възстановяване, който са отнася за случаите на

пълно разпадане на ЕЕС след тежки аварии, които съгласно чл. 131, ал. 1 от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) 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 План за възстановяване, дружеството следва да докаже, че е изпълнявало разпореждания на компетентно лице за участие във: възстановяването на ЕЕС след тежки аварии и е осигурявало 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 следва 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 План 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 (освен, когато тези дружества са задължени да работят на подчинен режим с оглед предотвратяване на кризисни ситуации и защита живота и безопасността на населението), тъй като по този начин се обезмислят целите на либерализирания пазар, а именно чрез конкуренция да се постигнат оптимизация на разходите, 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, конкурентноспособност и гъвкавост за да отговори на предизвикателствата на напълно либерализиран, отворен и интегриран пазар.

II. Ценообразуващи елементи

1. Цена за електрическа енергия

Предложената от дружеството цена за енергия в размер на 47,06 лв./MWh за новия ценови период е формирана при променливи разходи в размер на 345 438 хил. лв., които включват разходи за горива (основно гориво - лигнитни въглища от „Мини Марица Изток“ ЕАД и разпалващи горива - мазут и природен газ), консумативи (варовик, химически реагенти и смазочни материали) и други променливи разходи (услуга водоподаване, електрическа енергия за производствени нужди, депониране на пепелина, и разходи за закупуване на CO_2 квоти). След подробно запознаване и извършени анализи на представената от дружеството обосновка и документите към заявлението, са извършени следните корекции:

За целите на ценовото регулиране е обосновано променливите разходи да бъдат признати в размер, отразяващ отчетените такива, върху които е приложен коригиращ коефициент, отразяващ по-ниското прогнозно производство на нетна електрическа енергия за новия ценови период спрямо отчетената стойност през базисната 2015 г. (с 10,14 % по-ниско нетно електропроизводство). В тази връзка, прогнозните разходи за основно гориво-въглища са коригирани от 249 215 хил. лв. на 248 031 хил. лв., прогнозните разходи за консумативи в размер на 19 077 хил. лв. са коригирани на 17 979 хил. лв., както и другите променливи разходи (услуга водоподаване, електрическа енергия за производствени нужди и депониране на пепелина) са коригирани от 74 528 хил. лв. на 63 976 хил. лв. Прогнозните разходи за разпалващо гориво-мазут са приети в размер на 1

827 хил. лв., съгласно предложението на дружеството, а прогнозните разходи за природен газ (метан) са коригирани от 792 хил. лв. на 671 хил. лв., съгласно утвърдената с Решение № Ц-4 от 31.03.2016 г. на КЕВР пределна цена в размер на 520,07 лв./1000 m3, по която „Ситигаз България“ ЕАД продава природен газ на крайни клиенти, присъединени към съответната газоразпределителна мрежа.

Прогнозните разходи за закупуване на CO_2 квоти, предложени от дружеството в размер на 70 669 хил. лв. са коригирани на 55 669 хил. лв., предвид факта, че прогнозата на разходите за емисии е направена на база планираните плащания до края на 2016 г. Разликата е прехвърлена към остатъчната стойност на разходите за квоти за емисии, които подлежат на плащане до 30.04.2017 г., които не са включени в стойността на променливите разходи и не участват във формиране себестойността на електрическата енергия.

2. Цена за разполагаемост

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи цената за разполагаемост, прогнозираните условно-постоянни разходи са коригирани от 215 290 хил. лв. на 199 585 хил. лв. Разходите за осигурителни вноски, разходите за ремонт и разходите за амортизации са приети на ниво отчет от 2015 г. Заявените разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, в размер на 23 598 хил. лв. са коригирани ма 19 696 хил. лв.

Стойностите на елементите на регулаторната база на активите, освен стойността на НОК, е запазена на нивото заявено от дружеството. В резултат на гореописните корекции на условно-постоянните разходи е извършена корекция на НОК в съответствие с разпоредбата на чл. 13, ал. 8 от НРЦЕЕ, в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

В резултат на горното, ценообразуващите елементи, формиращи цената за разполагаемост на дружеството, са както следва:

– Условно-постоянни разходи – 199 585 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 67 355 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи в размер на 29 684 хил. лв.; разходи за амортизации - 62 928 хил. лв.; разходи за ремонт – 19 922 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията - 19 922 хил. лв.;

– Възвръщаемост - 27 998 хил. лв. при регулаторна база на активите от 996 496 хил. лв., в т.ч. НОК в размер на 58 018 хил. лв.

Във връзка с гореизложеното, цените за енергия и разполагаемост на „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД са, както следва:

1. **Цена за електрическа енергия – 44,61 лв./MWh, без ДДС, при:**

– **необходими приходи за енергия 327 483 хил. лв.;**

–**нетна електрическа енергия 7 340 634 MWh.**

2. **Цена за разполагаемост – 24,50 лв./MW*h без ДДС, при:**

– **необходими приходи за разполагаемост 227 583 хил. лв.;**

– **разполагаемост на предоставената мощност 9 288 433MW*h.**

„СЕНТРАЛ ХИДРОЕЛЕКТРИК ДЬО БУЛГАРИ” ЕООД

На основание чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари” ЕООД е подало заявление с вх. № Е-13-17-4 от 31.03.2016 г. за компенсиране на разходи за следващия ценови период, свързани с необходимостта от поддържането на безопасна техническа експлоатация на съоръжения, представляващи критична инфраструктура. „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари” ЕООД счита, че е необходимо да му бъдат признати част от постоянните разходи, а именно разходите за трудови възнаграждения и осигуровки, амортизации, застраховки и други, на обща стойност 5 114 хил. лв., като разходи, произтичащи от наложени му по силата на ЗЕ задължения към обществото.В тази сума са включени единствено разходи с постоянен характер, които не зависят от обема на

произвежданата енергия, но следва да бъдат направени, за да се гарантира безопасната експлоатация на съоръженията и изпълнението на задължението към обществото за гарантиране на живота и здравето на населението, като не се допуска неконтролирано освобождаване на водни обеми.

След анализ на заявлението и представения годишен отчет за дейността през 2015 г., в който се съдържа детайлна информация за групите постоянни и променливи разходи, отчетни данни за производството на електрическа енергия, както и приходите от продажби, се установи следното:

– „Централ Хидроелектрик дьо Булгари" ЕООД произвежда електрическа енергия от ВЕЦ с обща инсталирана мощност над 10 MW. Дружеството експлоатира ВЕЦ „Пасарел" и ВЕЦ „Кокаляне", обединени в каскада „Искър", като общата инсталирана мощност на ВЕЦ „Пасарел" е 31 MW, а на ВЕЦ „Кокаляне" 25 MW. Видно от представените от дружеството документи – писма от Министерство на околната среда и водите и писмо от „Напоителни системи" ЕАД – клон София, работата на двете ВЕЦ е свързана с необходимостта от предпазване на населението от вредното въздействие на водите и намаляване на риска от наводнения, тъй като само чрез тези централи е възможно освобождаването на обеми водни количества за поемане на притока и увеличените обеми в язовир „Искър", включително недопускане заливане на инфраструктурата по поречието на р. Искър, във връзка с експлоатацията на язовир Панчарево. Каскада „Искър" е единственото съоръжение, гарантиращо контролираното изтичане на язовир „Искър" с оглед осигуряване безопасността при бедствия и аварии;

– ВЕЦ „Пасарел" и ВЕЦ „Кокаляне" са включени като обекти енергийна критична инфраструктура в Списъка на потенциалните критични инфраструктури в секторите „Енергетика" и „Природни ресурси", изготвен по реда на чл. 4, ал. 2 от Наредбата за реда, начина и компетентните органи за установяване на критичните инфраструктури и обектите им и оценка на риска за тях.

– Разходи в размер на 3 618 хил. лв, свързани с критична инфраструктура са включени в цената на обществения доставчик за периода 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г., като НЕК ЕАД компенсира „Централ Хидроелектрик Дьо Булгари" ЕООД чрез равни ежемесечни плащания;

– Разходи в размер на 3 521 хил. лв, свързани с критична инфраструктура са включени в цената на обществения доставчик за периода 01.08.2015 г. – 30.06.2016 г., като НЕК ЕАД компенсира „Централ Хидроелектрик Дьо Булгари" ЕООД чрез равни ежемесечни плащания;

– Отпадането на ВЕЦ, собственост на „Централ Хидроелектрик дьо Булгари" ЕООД, от енергийния микс, поставя дружеството в неравноправно положение спрямо другите ВЕЦ над 10 MW, които могат успешно да управляват своите продажби и да осигурят нужните за осъществяване на своята дейност приходи;

– Независимо от голямата инсталирана мощност, ВЕЦ от каскада „Искър" не произвеждат електрическа енергия в конкурентни условия като други подобни ВЕЦ, които нямат предназначение, свързано с опазване на живота и безопасността на населението. Годишното производство на централите се свежда до работа от около месец от реалния капацитет, като в останалото време съоръженията не работят от съображения за сигурност, но в същото време генерират разходи;

– Заявените стойности на разходите са както следва:

1. Разходи за персонал – 1 480 хил. лв.;
2. Разходи за амортизации на налични основни (дълготрайни) активи – 1 262 хил. лв.;
3. Разходи за ремонт – 1 300 хил. лв., които включват разходи за резервни части машини и материали – 300 хил. лв., разходи за проектно-проучвателни дейности и външни услуги – 100 хил. лв., строително ремонтни и монтажни разходи от външни услуги – 900 хил. лв.;
4. Разходи, пряко свързани с лицензионната дейност – 1 072 хил. лв.

– Прогнозата на дружеството относно произведената електрическа енергия се базира на допускане за средно суха година и експлоатация на съоръженията ненадхвърляща един календарен месец.

След анализ на предоставените данни се установи, че дружеството отчита ръст в приходите от продажби спрямо предходната година, който се дължи на необичайно по-високото производство през 2015 г. (няколко пъти по-високо спрямо отчетеното за предходните 5 години). Освен приходите от продажба на електрическа енергия дружеството е получило 3 409 хил. лв. приходи от НЕК ЕАД, което компенсира дружеството чрез равни ежемесечни плащания. Постигнатото ниво, както на приходите от продажби, така и на реализираната възвръщаемост надхвърлят стойностите използвани при калкулациите за утвърждаване на разходите, свързани с критичната инфраструктура и включени в цената за задължение към обществото, утвърдена с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за периода 01.08.2015 г. – 30.06.2016 г. Основната причина за това е факта, че средногодишната използваемост на централите е ограничена до около един календарен месец, който не позволява на „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари" ЕООД да реализира достатъчно приходи, които да покрият икономически обоснованите му разходи и възвращаемост върху регулаторната база на активите, което постепенно би довело до влошаване на общото финансово състояние, влошена ликвидност и в средно срочен план до декапитализация на дружеството. В същото време в Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР е посочено, че „*Предвид статута на експлоатираните съоръжения ВЕЦ „Кокаляне" и ВЕЦ „Пасарел", за гарантиране защита от бедствия и аварии, свързани с експлоатацията на язовир „Искър", заявителят ще подлежи на ежегоден регулаторен контрол по отношение на средногодишната използваемост на обектите и стойността на признатите разходи за поддръжка на съоръженията. В случаите, когато средногодишната използваемост на централата надхвърли признатата стойност, следва да бъде извършена корекция в нивата на признатите годишни разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за следващия ценови период.*"

След приспадане от необходимите приходи на централите на получените приходи от продажба на електрическа енергия, изчислени на база годишната използваемост на централата при средно суха година, с отразени прогнозните работни часове и прилагане на корекция в размер на 1 702 хил. лв. за предходния ценови период, е обосновано да бъдат включени разходи в размер на 3 494 хил. лв. в цената за задължения към обществото на НЕК ЕАД за компенсиране на разходите на ВЕЦ „Кокаляне" и ВЕЦ „Пасарел". Взети са предвид изложените от заявителя аргументи за средногодишната използваемост на централата, която обикновено не надхвърля един календарен месец.

Предвид статута на експлоатираните съоръжения ВЕЦ „Кокаляне" и ВЕЦ „Пасарел", за гарантиране защита от бедствия и аварии, свързани с експлоатацията на язовир „Искър", заявителят ще подлежи на ежегоден регулаторен контрол по отношение на средногодишната използваемост на обектите и стойността на признатите разходи за поддръжка на съоръженията. В случаите, когато средногодишната използваемост на централата надхвърли признатата стойност, следва да бъде извършена корекция в нивата на признатите годишни разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за следващия ценови период.

Предвид гореизложеното, на „Сентрал Хидроелектрик Дьо Булгари" ЕООД се признават 3 494 хил. лв., при средногодишна използваемост един календарен месец и обща инсталирана мощност 56 MW за ВЕЦ „Кокаляне" и ВЕЦ „Пасарел". Разходите, свързани с критичната инфраструктура са включени в цената за задължение към обществото за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., като „Национална електрическа компания" ЕАД следва да компенсира „Сентрал Хидроелектрик Дьо Булгари" ЕООД чрез равни ежемесечни плащания.

„Национална електрическа компания“ ЕАД

Прилаганите от НЕК ЕАД цени на електрическата енергия утвърдени с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. са, както следва:

– цена за задължения към обществото в размер на 36,83 лв./MWh, без ДДС, която се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи;

– цена, по която дружеството в качеството му на обществен доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители за доставка на електрическа енергия на клиентите на регулирания пазар – 115,50 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,26 лв./MWh цена за обществена доставка и 36,83 лв./MWh цена за задължения към обществото;

– цена, по която дружеството в качеството му на обществен доставчик продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи – 30,00 лв./MWh, без ДДС;

– цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД – 59,10 лв./MWh, без ДДС.

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

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-17 от 31.03.2016 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД не е предложило конкретна стойност на цената, по която дружеството в качеството му на обществен доставчик ще продава електрическа енергия на крайните снабдители за периода 01.07.2016 г. – 31.07.2017 г., а само стойностите на:

– цена за задължения към обществото в размер на 47,41 лв./MWh, без ДДС;

– цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД – 95,90 лв./MWh, без ДДС;

Дружеството е разработило прогноза за следващия регулаторен период при следните предпоставки и условия :

– количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители и за компенсиране на технологичните разходи по преносната и съответно по разпределителните мрежи са по представените прогнози от електроснабдителните, електроразпределителните дружества и ЕСО ЕАД, в размер на 12 674 699 MWh, което представлява намаление с 16,3% спрямо заложените в Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за текущия регулаторен период и с 18,5 % по-малко от отчета за предходната година. Намалението се дължи на факта, че голяма част от стопанските потребители, присъединени към разпределителната мрежа на ниво ниско напрежение (НН) се очаква да напуснат регулирания пазар;

– количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще изкупува от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) са съгласно предоставените от дружествата прогнози, като еотразено 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 ВИ, съответстващи на нетното специфично производство (НСП). Количества електрическа енергия над НСП са отразени само в месеца, в който ВИ 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 № ТЕ – 25 от 31.07.2015 г. на КЕВР – 5 000 000 MWh;

– количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД - 288 000 MWh;

– количествата електрическа енергия от „Ей И Ес-3С Марица Изток 1“ ЕООД са на ниво на задължителното минимално количество за изкупуване по условията на Споразумението за изкупуване на енергия (СИЕ), като е съобразено и с количествата въглища, които „Мини Марица изток” ЕАД могат да предоставят за съответния период;

– количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД - малко над нивото на задължителните минимални количества за изкупуване по условията на СИЕ;

– определена цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, при следните изходни данни:

1. Условно-постоянни разходи, прогнозирани на базата на отчета за 2015 г. с увеличение на някои от елементите на разходите: увеличени разходи за заплати с 5 %, разходи за осигуровки с 14%, социални разходи с 36%; увеличени разходи за ремонти със 141% спрямо отчета за 2015 г. и увеличени разходи за застраховка на имуществото с 3%;

2. Променливи разходи, в размер на 157 004 хил. лв.;

3. Прогнозирани общи разходи за производство на електрическа енергия от ВЕЦ в размер на 257 658 хил. лв. при отчетени за 2014 г. 256 386 хил. лв.;

4. Регулаторна база на активите в размер на 1 317 753 хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост от 4,77 %;

6. Количества произведена електрическа енергия – 3 165 037 MWh.

– цена 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;

– некомпенсирани разходи за предходни ценови периоди в размер на 1 288 955 хил.лв. в т. ч.:

1. Разходи за електрическа енергия по дългосрочни договори за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 502 641 хил. лв.;

2. Разходи за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 245 082 хил. лв.;

3. Разходи за емисии парникови газове за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 102 835 хил. лв.;

4. Разходи за дейността „обществена доставка“ за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 25 211 хил. лв.;

5. Компенсация на неизкупената разполагаемост по дългосрочни договори за ценовия период 01.08.2013 г. - 30.06.2014 г. в размер на 87 172 хил. лв.;

6. Компенсация на разходите, свързани с експлоатацията на ПАВЕЦ за ценовия период 2013 г. - 2014 г. до стартиране на балансиращия пазар в размер на 162 104 хил. лв.;

7. Невъзстановени разходи от Методика за компенсиране на разходите по чл. 35 от Закона за енергетиката и за разпределение на тези разходи между крайните клиенти присъединени към електроенергийната система, свързани със задължително изкупуване на електрическа енергия (Методика), произведена от възобновяеми източници в размер на 79 530 хил. лв.;

8. Невъзстановени разходи на „Енерго-Про Продажби” АД от Методиката, по съдебно решение в размер на 21 010 хил. лв.

9. Невъзстановени разходи от Фонда за въглеродни емисии за ценовия период 2013 г. - 2014 г. в размер на 63 370 хил. лв.

II. Ценообразуващи елементи

1. 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 2015 г. са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски, социалните разходи и разходите за амортизации са признати на ниво отчет за 2015 г. Поисканото увеличение на разходите за ремонт в размер на 2 251 хил. лв. е обосновано предвид гарантиране на безопасността и сигурността на съоръженията и отразено в общата стойност на условно-постоянните разходи. В структурата на условно-постоянните разходи не са включени заявените от дружеството разходи, класифицирани като: съдебни разходи, разходи за обучение и квалификация, членски внос за международни организации, данъци, удържани при източника съгласно Закона за корпоративното подоходно облагане (ЗКПО), експертни и одиторски разходи. Разходите за данъци и такси са коригирани до нивата, отчетени през 2014 г.

Променливите разходи са коригирани на 43 980 хил. лв. Предложената от НЕК ЕАД стойност на променливите разходи в размер на 54 921 хил. лв. се базира на отчета за 2015 г., когато нетното производство възлиза на 4 182 279 MWh. Имайки предвид връзката на тези разходи с количеството произведена електрическа енергия, което съгласно прогнозата за периода от 01.07.2016 г. – 31.07.2017 г. ще е в размер на 3 342 250 MWh, т.е. с 20,09% по-малко от произведеното през 2015 г., същият процент на корекция е приложен върху отчетените променливи разходи.

Разходи за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ не са признати. Предложените разходи в размер на 102 002 хил. лв. отразяват 620 000 MWh закупена електрическа енергия за недопускане на делегиран излишък в Д-1, остойностена по цена от 164,52 лв./MWh. Приложеният от НЕК ЕАД подход за остойностяване на закупената електрическа енергия не съответства на реално извършваните разходи от дружеството. Следва да се има предвид, че миксът от електрическа енергия за ПАВЕЦ в помпен режим включва единствено централи с недиспечируемо производство (ВЕИ и ВЕКП) и такива с бандов график – „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. В тази връзка при остойностяването на електрическата енергия от ПАВЕЦ би следвало да се приложи подхода от следващата таблица:

	Количество, MWh	*Цена, лв./MWh*	*Разходи на НЕК ЕАД*
Електрическа енергия - консум. ПАВЕЦ в т. ч.	**620 000**	**56,00**	**34 720**
„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	217 000	30,00	6 510
ВЕИ и ВЕКП производители	403 000	70,00	28 210

Цените на ВИ и ВЕКП производителите са приети на нивото на пазарната цена, тъй като разликата до действителната стойност на прилаганите преференциални цени се покрива от цената за задължения към обществото. Посоченият механизъм е валиден единствено при обвързване на графиците в деня преди доставката Д-1, като закупената електрическата енергия за работата на ПАВЕЦ предизвикана от излишъци в деня на доставка Д следва да се покрива от балансиращия пазар.

Разходите за електрическа енергия необходима за работата на ПАВЕЦ в помпен режим в размер на 34 720 хил. лв. следва да бъдат покрити чрез продажбата на допълнителни количества електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ собственост на НЕК ЕАД, продажба на разполагаемост за услуги, продажба на пикова енергия и продажба на балансираща енергия.

Корекции по предложените стойности на регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала не са прилагани.

В резултат на гореизложеното цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, е определена в размер на 59,98 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

1. Необходими годишни приходи – 200 467 хил. лв. в т. ч.:

- **условно-постоянни разходи – 93 713 хил. лв.;**
- **променливи разходи – 43 890 хил. лв.;**
- **възвръщаемост – 62 864 хил. лв.;**

2. Количества произведена електрическа енергия - 3 342 250 MWh.

2. Цена за задължения към обществото

Цената за задължения към обществото е формирана въз основа на разходи, 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 Методиката; разходи, произтичащи от наложени задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката и компенсация на обществения доставчик за предвидените в Наредбата за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници отстъпки.

Необходимите приходи от цената за задължения към обществото са намалени с очакваните приходи от ФСЕС, създаден по чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ за управление на средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а, определени с решение на Комисията, включително за минали регулаторни периоди. Плащанията към обществения доставчик за покриване на разходите със средства от фонда са оценени на 477 991 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 240 341 хил. лв., като са взети предвид прогнозните по-високи нетни количества квоти за емисии на парникови газове спрямо 2015 г., които България ще реализира на Европейската енергийна борса (EEX). За целите на изготвената прогноза е използвана информация от Министерството на околната среда и водите, съгласно която през 2015 г. на общата тръжна платформа, осигурена от EEX, са проведени 142 търга на общи квоти за емисии на парникови газове от инсталации, в рамките на които предложеното от България количество квоти за продажба, е 15 860 500 общи квоти за емисии на парникови газове от инсталации, при средна тръжна цена на годишна база 7,64 евро/квота. Повечето анализатори прогнозират, че след спада на цените през първото тримесечие предвид по-топлата от очакваното зима и спада на потреблението на електрическа енергия, пазара през третото и четвъртото тримесечие ще се възстанови до нивата постигнати през 2015 г., като средната цена ще се запази. В тази връзка в прогнозните приходи на ФСЕС по това перо са заложени 240 341 хил. лв. представляващи 100% от пълния размер на приходите от продажба на квоти емисии.

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 237 650 хил. лв.

Разходите на обществения доставчик, които фондът следва да покрива са представени в следващата таблица:

Разпределение на приходите от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
	Разходи на обществения доставчик	хил. лв.
1	Компенсация на разходи на ОД от Методиката за ЗЕ за периода 01.07.2012-31.07.2013 г.	79 500
2	Компенсация на обществения доставчик за предвидените в Наредба за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници отстъпки от компонентата за зелена енергия	102 936
3	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени ДДИЕ вноска по чл. 36е от ЗЕ	51 338
4	Средства от фонда за намаляване на цената за задължения към обществото	244 352

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни ценови периоди, които ФСЕС следва да компенсира на НЕК ЕАД са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик от Методиката, за периода 01.07.2012-31.07.2013 г., в размер на 79 530 хил. лв.

По отношение на останалите разходи предявени от обществения доставчик за възстановяване, след допълнителен анализ и проверка, в която да се установи техния реален размер, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани реално като тарифен дефицит следва да се изготви дългосрочен механизъм, чрез който от ФСЕС, тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството 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. Следва да се има предвид, че механизмът за възстановяване, както и тарифният дефицит следва да преминат процедура по нотификация в Европейската комисия (ЕК).

Разходите на обществения доставчик, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени в следващата таблица:

Разходи на обществения доставчик, 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	535 331	314 376
2	ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3”	4 593 886	491 434	169 862
3	ВЕИ	3 681 386	1 018 334	760 637
4	Централи с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия	2 826 550	374 491	176 633
5	Разходи съгласно чл.35, ал.1 и ал.2, т.4 от ЗЕ за компенсиране на разходи свързани с обекти, представляващи критична инфраструктура			3 494
6	Приходи от Фонд "Сигурност на електроенергийната система" за намаляване на цената за задължения към обществото			-244 352
7	**Некомпенсирани разходи на обществения доставчик, които следва да се покрият от приходите от цена за задължения към обществото**			**1 180 649**

Некомпенсираните разходи на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство и по сключените ДДИЕ, съгласно чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена. За

целите на ценообразуването е приета средногодишна пазарна цена от 70,00 лв./MWh, съобразена с продуктите, които НЕК ЕАД има възможност да предлага на пазара на електрическа енергия. Посочената цена е изчислена като са взети предвид и отчетни данни от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за постиганата среднопретеглена продажна цена на свободния пазар за 2015 г., както и среднопретеглена годишна цена на румънската борса OPCOM и унгарската борса HUPX, получени въз основа на среднопретеглени месечни отчетни цени за 2015 г., с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на румънско-българска граница.

Съгласно чл. 35, ал. 5 и чл. 100, ал. 3 от ЗЕ тези разходи 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 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.

На основание чл. 4, ал. 2, т. 21 от ЗЕ, министърът на енергетиката съвместно с министъра на финансите и министъра на икономиката издава Наредба за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, съгласно Насоките относно държавната помощ за опазване на околната среда и за енергетика за периода 2014 г. - 2020 г. (Насоките, ОВ, С 200/1 от 28 юни 2014 г.). Според Насоките целта на подпомагането е да бъде преодолявана при определени предприятия неконкурентоспособността им вследствие на по-големите разходи за подкрепа на енергията от възобновяеми източници.

Във връзка с горното, проект на Наредба за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (проект на Наредба) е изпратен в ЕК за нотификация, като наредбата влиза в сила след постановяване на положително решение от ЕК относно съответствието му с Насоките и първият годишен ценови период, за който се прилага, е периодът, започващ от 1 август 2015 г.

Проектът на Наредба предвижда на предприятия, включени в списъка на сектори по приложения към същия, да бъде предоставяна помощ под формата на отстъпка от компонентата за разпределение на разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, като част от цената, определена по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ.

Според чл. 4, ал. 1 от проекта на Наредба, горните предприятия ползват отстъпка от компонентата за разпределение на разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници като част от цената, определена по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, през съответния ценови период от една година, в зависимост от тяхната интензивност на електроенергията, както следва:

1. в случай на интензивност на електроенергията от 5% до 10% включително - отстъпка в размер на 40%;

2. в случай на интензивност на електроенергията над 10% до 20% включително - отстъпка в размер на 60%;

3. в случай на интензивност на електроенергията над 20% - отстъпка в размер на 85%.

Предвид факта, че към момента не е завършила процедурата във връзка с издаването и влизането в сила на Наредба за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, по-долу в мотивите на настоящото решение освен цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, са представени и цените, определени в съответствие с условията на проекта на Наредба.

Формирането на компонентата за разпределение на разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, като част от цената за задължения към обществото и формирането на цената за задължения към обществото е представено в следващата таблица:

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Количество електрическа енергия	Необходими приходи	Цена
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	Компонента на цената за задължения към обществото, отразяваща разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници	32 949 244	760 637	23,09
2	**Цена за задължения към обществото**	**32 949 244**	**1 180 649**	**35,83**

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 35,83 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,09 лв./MWh.

След влизане в сила на Наредба за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, за предприятията, отговарящи на условията, ще се прилагат следните цени за задължения към обществото:

1. в случай на интензивност на електроенергията от 5% до 10% включително – 26,60 лв./MWh;

2. в случай на интензивност на електроенергията над 10% до 20% включително – 21,98 лв./MWh;

3. в случай на интензивност на електроенергията над 20% - 16,21 лв./MWh.

За компенсиране на обществения доставчик, във връзка с прилагането на редуцирани цени съгласно проекта на Наредба са предвидени 102 936 хил. лв. от ФСЕС. Количествата потребена електрическа енергия от дружествата, попадащи в обхвата на проекта на Наредба, са изчислени на база предоставени данни от ЕСО ЕАД и електроразпределителните дружества относно годишната консумация за 2015 г. на електрическа енергия на клиентите присъединени към преносната или съответната разпределителна мрежа, като е предвиден буфер в случай на разминаване на отчета и прогнозата.

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

Поради свиване на дела на регулирания пазар и предвид задълженията на НЕК ЕАД да изкупува произведената електрическа енергия от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия 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, която 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 производителите на свободния пазар и на балансиращия пазар.

В таблицата по-долу са представени по производители количествата електрическа енергия, които НЕК ЕАД следва да реализира на регулирания пазар, както и за информация - количествата електрическа енергия за свободния пазар.

Количествата електрическа енергия, които НЕК ЕАД следва да реализира на свободния и регулирания пазар				
№	Производители	Общо количество електрическа енергия, MWh	Електрическа енергия за регулиран пазар, MWh	Електрическа енергия за свободен пазар, MWh
1	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	785 234	785 234	0
2	"ТЕЦ Марица Изток 2" ЕАД	288 000	288 000	0
3	Закупена електрическа енергия по реда на чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	17 600 572	11 155 394	6 445 178
4	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1”	3 156 500	2 436 818	719 682
5	ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3”	4 593 886	3 537 292	1 056 594
6	Централи с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия	2 826 550	2 204 709	621 841
7	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ	3 681 386	2 761 040	920 347
8	Производители в състава на НЕК ЕАД	3 342 250	215 535	3 126 715
9	**ОБЩО:**	**18 673 807**	**12 228 628**	**5 877 867***

**от общото количество електрическа енергия предназначено за реализация на свободен пазар са приспаднати 567 312 MWh предназначени за модулиране на електрическата енергия за технологични разходи на електропреносното и електроразпределителните дружества.*

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 12 228 628 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар;

– 5 877 867 MWh са предназначени за реализиране на пазара по свободно договорени цени и за износ, като разликата между по-високите от пазарните цени (по които НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ) и пазарната цена се компенсира чрез част от приходите на обществения доставчик от цената за задължения към обществото.

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

Формиране на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил.лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
I	Общо количество електрическа енергия изкупувано от НЕК ЕАД за регулиран пазар (р.1+р.2+р.3)	**12 228 628**	**1 903 922**	**155,69**
1	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	785 234	23 557	30,00
2	"ТЕЦ Марица Изток 2" ЕАД	288 000	19 904	69,11
3	Закупена електрическа енергия по реда на чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	11 155 394	1 860 461	166,78
3.1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1”	2 436 818	413 275	169,60
3.2	ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3”	3 537 292	378 404	106,98

Формиране на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава				
3.3	Централи с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия	2 204 709	292 103	132,49
3.4	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ	2 761 040	763 750	276,62
3.5	Производители в състава на НЕК ЕАД	215 535	12 928	59,98
II	Цена на НЕК ЕАД за Обществена доставка	12 228 628	43 600	3,57
III	Приходи от цена за задължение към обществото, отразяващи разходи за покупка на електрическа енергия реализирани на регулиран пазар	12 228 628	- 1 081 743	-88,46
IV	Цена на електрическата енергия за регулиран пазар, без включена цена за задължения към обществото (р.I+р.II+р.III)	12 228 628	865 778	70,80
V	Цена за задължения към обществото	12 228 628	438 181	35,83
VI	**Цена на електрическата енергия за регулиран пазар (р.IV+р.V)**	**12 228 628**	**1 303 959**	**106,63**

Разходите за електрическа енергия от „Ей и Ес – 3С Марица Изток 1" ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3" АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД са изчислени на база показателите, заложени във финансовите модели към сключените СИЕ, като са отразени постигнатите споразумения от между НЕК ЕАД и двете централи с дългосрочни договори за намаляване на цената за разполагаемост на „Ей и Ес - 3С Марица Изток 1" ЕООД с 14% и на „Контур Глобал Марица Изток 3" АД с 15%. В цените за енергия на двете дружества са включени разходи за въглеродни емисии от 15,42 лв./MWh, изчислени на база средна отчетна цена на CO_2 квоти до м. май 2015 г. от Европейска енергийна борса (European Energy Exchange): http://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/auction-market/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download и CO_2 квотите, които централите ще получат съгласно дерогацията по националния план за инвестиции по цена от 6,81 евро/т.CO_2.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2015 г., предоставени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) и НЕК ЕАД. С Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., на основание § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е установено нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на Комисията по ЗЕВИ. Съгласно изменението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) обществения доставчик, съответно крайните снабдители, изкупуват произведената електрическа енергия от възобновяеми източници по преференциална цена до размера на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциални цени в съответните решения на КЕВР. В съответствие с изложените факти и обстоятелства, са редуцирани количествата електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, които НЕК ЕАД е длъжно да изкупува. При определяне на разходите за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени са взети предвид и изискванията на § 18 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн., ДВ, бр. 56 от 2015 г.).

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия са отчетени в съответствие с Доклад с вх. № ……

Компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия" е формирана съгласно изискванията на разпоредбата на чл. 9, ал. 2 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-27 от 31.07.2015 г. и изменено с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. в размер на 2,29%.

4. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи.

Формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи е представено в следващата таблица:

Формиране на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил.лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	3 214 766	96 443	30,00
2	Електрическа енергия от квотата за свободен пазар предназначени за модулиране на енергията за технологичен разход	567 312	39 712	70,00
3	Надценка, съгласно чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ в размер на 2,29 %	3 782 077	3 118	0,82
4	**Цена, по която НЕК ЕАД продава електрическа енергия за покриване на технологични разходи**	**3 782 077**	**139 273**	**36,82**

Предвид гореизложеното цените на НЕК ЕАД са определени, както следва:

1. Цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД - 59,98 лв./MWh без ДДС, при необходими годишни приходи – 200 467 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия - 3 342 250 MWh.

2. Цена за задължения към обществото в размер на 35,83 лв./MWh, без ДДС в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,09 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, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

3. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители – 106,63 лв./MWh, без ДДС в т.ч. 3,57 лв./MWh цена за обществена доставка, при общи необходими годишни приходи – 1 303 959 хил. лв. и енергия 12 228 628 MWh.

4. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи – 36,82 лв./MWh, без ДДС в т.ч. 0,82 лв./MWh цена за обществена доставка, при общи необходими годишни приходи – 139 273 хил. лв. и енергия 3 782 077 MWh.

„ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

С подаденото заявление с вх. № Е-13-41-25 от 31.03.2016 г. за утвърждаване на цени, ЕСО ЕАД е предложило цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 7,32 лв./MWh, без ДДС и цена за достъп до електропреносната мрежа от 1,15 лв./MWh, без ДДС. В резултат на предложените от дружеството цени, общата цена за мрежовите услуги – за достъп и за пренос през електропреносната мрежа, се променя в сравнение с утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР цени от 8,53 лв./MWh, без ДДС на 8,47 лв./MWh, без ДДС.

Таблицата по-долу представя сравнение между предложените от ЕСО ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа	1,17	1,15	**-1,71%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	7,36	7,32	**-0,54%**

I. Цена за достъп до електропреносната мрежа

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2016 г. до 30.06.2017 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия :

1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната 31 460 000 MWh и за износ съответно 8 232 000 MWh. Общото количество, на база на което дружеството ще реализира приходи е 39 692 000 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 01.07.2016 - 30.06.2017 г., основан на реални оперативни данни за първото тримесечие на 2016 г., съпоставени със същия период на 2015 г., които отразяват спад в производството с 11,44%, в потреблението с 2,07% и в износа с произход България с 51,61%. Очакваното количество електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, е с (-3,88%) по-ниско спрямо нивото, при което е определена сега действащата цена за достъп.
2. Условно-постоянни разходи – 28 533 хил. лв., в т.ч.:
- разходи за заплати (възнаграждения) – 7 788 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 3 944 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 7 188 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 568 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 9 045 хил. лв.

3. Разходи за студен резерв – 43 800 хил. лв.;
4. Разходи за резерв за услуги – 17 520 хил. лв.;
5. Регулаторна база на активите – 40 669 хил. лв.;
6. Норма на възвръщаемост – 3,33%;
7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 45 563 хил. лв.;

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 39 692 000 MWh на 40 282 844 MWh. Прогнозата за намаляване на износа на електрическа енергия с произход България е обоснована, с оглед цените в съседните пазарни зони и прогнозираното по-ниско производство на електроцентралите от Маришкия басейн (съгласно Доклад на Работна

група по Заповед № РД-16-472 от 28.09.2015 год. на министъра на енергетиката). Прогнозата за намаляване на вътрешното потребление е необоснована, тъй като основа за изготвянето и са оперативни данни за първото тримесечие на 2016 г., съпоставени със същия период на 2015 г., които показват спад в потреблението с 2,07%. Посоченото намаление се дължи на необичайните климатични условия за сезона, които се отразяват главно на потреблението на клиентите присъединени на средно напрежение (СрН) и НН, за които електроразпределителните дружества прогнозират минимален ръст на потребената електрическа енергия.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа е както следва:

Цена за достъп			
№	**ПОЗИЦИЯ**	**Мярка**	**01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.**
1	**2**	**3**	**4**
1	Разходи за студен резерв	хил.лв.	61 320
2	Разходи за резерв за услуги	хил.лв.	
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	28 533
4	Възвръщаемост	хил.лв.	1 356
5	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил.лв.	- 45 563
6	Необходими приходи за достъп до електропреносната мрежа	хил.лв.	45 646
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	40 282 844
8	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**1,13**

II. Цена за пренос през електропреносната мрежа

ЕСО ЕАД е предложило за утвърждаване цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 7,32 лв./MWh, без ДДС, считано от 01.07.2015 г. Действащата цена за пренос през електропреносната мрежа е 7,36 лв./MWh, без ДДС и е утвърдена с Решение № Ц – 35 от 01.11.2015 г на КЕВР. Предложената цена за пренос за следващия регулаторен период е с 0,04 лв./MWh, без ДДС, по-ниска от действащата към момента.

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

1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи - 39 692 000 MWh.;

2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия в размер на 228 758 хил. лв. в т. ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 66 123 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 33 472 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 59 006 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 23 108 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 47 049 хил. лв.

3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 60 040 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос;

4. Регулаторна база на активите – 2 146 825 хил. лв., в т.ч. оборотен капитал 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 - 28 724 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 1,11%;

6. Приходи от реактивна енергия – 22 000 хил. лв.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени е обосновано да бъде признат размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос на електрическа енерigя през електропреносната мрежа, както следва:

Цена за пренос			
№	**ПОЗИЦИЯ**	**Мярка**	**01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.**
1	**2**	**3**	**4**
1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	228 758
2	Възвръщаемост	хил.лв.	23 854
3	Технологични разходи по преноса	хил.лв.	65 275
4	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия по електропреносната мрежа	MWh	898 400
5	Приходи от реактивна енергия	хил.лв.	-22 000
6	Необходими приходи за дейността пренос	хил.лв.	295 887
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	40 282 844
8	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**7,35**

III. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия

С Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР е утвърдена цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия в размер на 7,14 лв./ MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-24 от 31.03.2015 г. ЕСО ЕАД предлага за утвърждаване цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия в размер на **6,85 лв./MWh, без ДДС.** Дружеството е формирало цената при отчитане на измененията на основни фактори, влияещи върху размера й и изходни условия, както следва:

№	Позиция	Мярка	Утвърдени с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	Предложение на ЕСО ЕАД за изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6

1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил.лв.	8 760	8 760	0
2	Норма на възвращаемост	%	3,33%	3,33%	0
3	Възвращаемост	хил.лв.	36	36	0
4	Разходи за компенсация	хил.лв.	11 510	10 568	-942
5	Общо необходими приходи за цена достъп на производители на ел.енергия от ФЕЦ и/или ВяЕЦ	хил.лв.	20 306	19 364	-942
6	Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ, за периода от 01.07.2015 до 30.06.2016 г.	MWh	2 844 860	2 826 900	-17 960
7	**Цена за достъп на ЕСО ЕАД за производителите на електрическа енергия от ФЕЦ и/или ВяЕЦ, присъединени към електропреносната или електроразпределителните мрежи.**	**лв./MWh**	**7,14**	**6,85**	**0,29**

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране 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 ДР на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на електроенергийната система и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, 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.

При определянето на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, в признатите годишни разходи на ЕСО ЕАД беше включена сумата от 11 510 хил.лв., представляваща разходи за компенсация и определена като една трета от извършените и некомпенсирани разходи на ЕСО ЕАД за закупуване на допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от соларни и вятърни паркове за периода 09.2012-04.2015 г. в размер на 34 531 хил. лв.

Съгласно Решение № Ц-27 от от 31.07.2015 г. на КЕВР компенсирането на разходите следва да се извърши в рамките на три регулаторни периода, като за всеки следващ период дружеството е необходимо да представя в Комисията подробен отчет за компенсираните разходи, както и информация относно възникнали нови факти и обстоятелства, свързани с компенсаторната мярка.

В тази връзка със заявление с вх. № Е-13-41-24 от 31.03.2015 г. дружеството уведомява Комисията, че с протоколни решения на Управителния съвет (УС) на ЕСО ЕАД, както и на Надзорния съвет (НС) на ЕСО ЕАД е възложено на изпълнителния директор на дружеството да предприеме действия във връзка с отмяната на Решение № Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР, при определени в цитираните протоколни решения условия за провеждане на преговорите с производителите на електрическа енергия от ВИ с цел уреждане на финансовите взаимоотношения с тях, при определени ограничителни условия. Тъй като КЕВР няма основание да приеме решение за определяне на временни цени за достъп до електропреносната мрежа, което да има ретроактивно действие за периода от 18.09.2012 г. до 13.03.2014 г., вместо отменените временни цени, определени с решение Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР, с оглед равнопоставеност с останалите производители на електрическа енергия от вятърна и слънчева енергия, извън тези за които са определени компенсаторни мерки с Решение № КМ -1 от 13.03.2014 г. на КЕВР, ЕСО ЕАД предприема подхода при уреждане на финансовите взаимоотношения с производителите на електрическа енергия от ВИ по гражданскоправен ред за посочения период да остойности предоставената услуга „достъп до електропреносната мрежа" по цена, идентична с определената в Решение № Ц-6 от 13.03.2014 г. на КЕВР окончателна цена за достъп от 2,45 лв./MWh. Същата се прилага и по силата на компенсаторните мерки, определени в Решение № КМ -1 от 13.03.2014 г. на КЕВР, за периода 14.09.2012 г.-13.03.2014 г. спрямо производителите на електрическа енергия от вятърна и слънчева енергия, които не са оспорвали решение Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР и производителите, за които към датата на постановяване на решение № Ц-6 от 13.03.2014 г. на КЕВР няма влезли в сила съдебни решения за отмяна на решение Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР.

При спазване на тези ограничителни условия дружеството провежда преговори с всички 17 производители на електрическа енергия от ВИ, присъединени към електропреносната мрежа, за които регулаторът не е определил компенсаторни мерки. В резултат на преговорите ЕСО ЕАД подписва 11 броя споразумения със следните дружества: „АСМ - БГ Инвестиции" АД, „РЕС технолъджи" АД, „Е.В.Т - ЕЛЕКТРА ВОЛТ ТРЕЙД" АД, „АКВА Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк", „Дъбово Енерджи" ЕООД, „Компания за Енергетика" ЕАД, „Екоенерджи Солар" ЕООД, „Екосолар" ЕООД, „Би Си Ай Черганово" ЕООД, „Хелиос Проджектс" ЕАД и „Лукойл Енергия Газ България" ЕООД.

В резултат на гореописаните действия, предприети от страна на ЕСО ЕАД и сключените споразумения с производителите на електрическа енергия от ВИ, уреждащи окончателно отношенията между страните, произтичащи или свързани с отмяната на решение № Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР, дружеството реализира приход от цена за достъп за производителите на електрическа енергия от ВИ периода 18.09.2012г. - 12.03.2014 г. в общ размер на 942 хил. лв. (без ДДС).

Отчитайки този факт, както и признатите в Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР некомпенсираните разходи за допълнителна разполагаемост на дружеството в размер на 34 531 хил. лв., които следва поетапно да се компенсират в рамките на три

регулаторни периода, като за всеки следващ дружеството е необходимо да представя в Комисията подробен отчет за компенсираните разходи, както и информация относно възникнали нови факти и обстоятелства, свързани с компенсаторната мярка, е обосновано да се извърши корекция на сумата за компенсиране от 11 510 хил. лв. на 11 039 хил. лв. По силата на утвърдения компенсаторен механизъм, средствата подлежащи на компенсация за следващите два регулаторни периода намалени с прихода от 942 хил. лв., реализиран в резултат на подписаните споразумения са в размер на 22 079 хил. лв. или 11 039 хил. лв. годишно.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, 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, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия			
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил.лв.	8 760
2	Разходи за компенсация	хил.лв.	11 039
3	Възвръщаемост	хил.лв.	36
4	Необходими приходи	хил.лв.	19 836
5	Прогнозни количества	MWh	2 826 900
6	**Цена за достъп**	**лв./ MWh**	**7,02**

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

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,13 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 45 646 хил. лв. и общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ 40 282 844 MWh.

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 7,35 лв./MWh, без ДДС, и общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ 40 282 844 MWh и необходими годишни приходи 295 887 хил. лв.

Крайните клиенти ще заплащат обща цена за достъп и за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,48 лв./MWh, без ДДС.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа, 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 7,02 лв./MWh, без ДДС при необходими годишни приходи 19 836 хил. лв.

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА И КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

1. Електроразпределителни дружества

Съгласно чл. 4, ал. 5 от НРЦЕЕ Комисията с решение определя приложим метод на регулиране за енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ. С решение Ц-27 от 31.07.2015 г. КЕВР приема за четвъртия регулаторен период на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на

електрическа енергия“ да се прилага метод на регулиране „горна граница на приходи”, като определя продължителността му да е три години.

Съгласно чл. 4, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода “горна граница на приходи” Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. Предвидените изменения на необходимите приходи са във връзка с променената цена на електрическата енергия, произвеждана в страната, включително достъп и пренос до електропреносната мрежа и корекции с индекс на инфлация, която влияе на разходите, коефициент на ефективност, корекция за неизпълнение на целевите показатели за качество и корекция за разлика между прогнозни и действителни разходи за закупуване на енергия, както и разходи, предизвикани от промяна в броя на потребителите.

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

Съгласно чл. 9 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 - призната от Комисията регулаторна база на активите;

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

След прегледа на всички данни във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими приходи на електроразпределителните дружества и след анализ на постигнатите резултати Комисията прилага следния общ подход:

1.1. Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия са запазени на нивото, утвърдено за първата ценова година на четвъртия регулаторен период.

Съгласно чл. 21, т. 19 от ЗЕ Комисията определя допустимите размери на технологичните разходи на електрическа енергия при производство, пренос и разпределение на електрическа енергия, при производство и пренос на топлинна енергия и при пренос, разпределение и съхранение на природен газ съгласно методика или указания, приети от Комисията. На основание т. 7 от Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическа енергия при пренос и разпределение на електрическа енергия, с решение по т. 6 от Протокол № 207 от 19.12.2013 г. Комисията е приела допустимите нива на технологичните разходи за новия регулаторен период на електроразпределителните дружества, както следва:

Дружество	**Технологичен разход, %**
„ЧЕЗ Разпределение България”АД	8%
„ЕВН България Електроразпределение” ЕАД	8%
„Енерго-Про Мрежи“АД	9%
„ЕРП Златни пясъци” АД	5%

Отчетните данни за технологичните разходи по разпределението на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи за периода 2013 г. - 2015 г. са както следва:

Дружество	Загуби на електрическа енергия, %		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
„ЧЕЗ Разпределение България” АД	11,98 %	11,59 %	11,69 %
„ЕВН България Електроразпределение” ЕАД	10,80 %	10,12 %	9,47 %
„ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД	14,14 %	13,08 %	12,08 %

Технологичните загуби в електроразпределителната мрежа се делят на технически загуби и нетехнически (търговски) загуби на електрическа енергия. Техническите загуби са загуби на електрическа енергия в елементите на електроразпределителната система, които се получават при преноса и трансформирането и са значителна част от общата произвеждана и пренасяна електрическа енергия. Размерът на тези разходи зависи от следните фактори:

– Сечение на проводниците (електропроводи, кабелни линии и др.);

– Нива на напрежение (ниско, средно или високо);

– Качества на използваните материали;

– Технико-икономически показатели на конструкцията на съоръженията – оразмеряване на трансформаторите, качеството на изолацията на проводниците и др.;

– Броя на трансформациите и разстоянията, на които се пренася електрическата енергия;

– Количества пренасяна електрическа енергия и товаровия профил на потребителите;

– Компенсацията на реактивната мощност;

– Организацията и управлението на техническата експлоатация на електроразпределителните системи.

Нетехническите (търговски) загуби са загуби на електрическа енергия, които възникват в резултат на неточност в средствата за търговско измерване (електромерите), с които се отчита консумацията на потребителите, както и кражбите на електрическа енергия.

Направен е преглед на представените от електроразпределителните дружества отчети за изпълнението на инвестиционните програми за 2013 г., 2014 г. и 2015 г. обобщени в три групи, както следва:

Отчетени инвестиции общо, *хил. лв.*			
Дружество	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**
„ЧЕЗ Разпределение България”АД	109 067	49 483	67 771
„ЕВН България Електроразпределение” ЕАД	66 541	79 846	80 546
„Енерго-Про Мрежи“АД	19 726	7 899	17 654

Вземайки предвид направените инвестиции общо, подменените и изградени нови трафопостове, подменените електропроводи и средства за търговско измерване, както и заключенията на дружествата, че това е довело до намаляване на технологичните разходи и кражбите на електрическа енергия, то резултатите от оптимизацията на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи (технически и нетехнически загуби) следва да бъдат по-добри.

Направен е анализ на технологичните загуби в близки държави в района на Югоизточна Европа, като са взети предвид държави, които са и членки на ЕС - Република Гърция, Република Румъния и Република Хърватска. Признатият размер на технологичния разход от националните регулаторни органи в тези държави е следният:

Държава	Признат технологичен разход, %
Република Гърция	6,5 %
Република Румъния	9,5 %
Република Хърватска	8,0 %

Предвид гореизложеното, размерът на признатите технологични разходи на електрическа енергия в електроразпределителните мрежи следва да се запази на утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР нива.

Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за ценовия период и са остойностени по определената на обществения доставчик цена, по която продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, към която са прибавени цените за достъп и за пренос през електропреносната мрежа, цената за задължения към обществото и разходи за балансиране съгласно т.1.6 от общия подход.

1.2. В съответствие с приложимия метод на ценово регулиране експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“, както и разходите за амортизации са запазени на нивото, утвърдено за първата година на четвъртия регулаторен период.

1.3. В съответствие с приложимия метод на ценово регулиране стойностите на елементите на регулаторната база на активите, освен стойността на НОК, е запазена на нивото утвърдено за четвъртия регулаторен период с Решение Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР. В резултат на изменението на цената за задължения към обществото, което води до промяна в разходите за закупуване на енергия за покриване на технологичните разходи по пренос и разпределение, е извършена корекция на НОК в съответствие с разпоредбата на чл. 13, ал. 8 от НРЦЕЕ, в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

1.4. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества е запазена на нивото на утвърдената такава за регулаторния период в размер на 7,04 %.

1.5. Корекции с фактора Y и фактора Z не са прилагани.

1.6. В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране. С Решение № 11674 от 05.11.2015 г. по адм. дело № 9747 от 2014 г. на Върховен административен съд (ВАС), Четвърто отделение, оставено в сила с Решение № 2022 от 23.02.2016 г. по адм. дело № 294/2016 г. на ВАС, Петчленен състав - I колегия е е са отменени чл. 10, ал. 2, т. 2 и т. 6 от НРЦЕЕ. В тази връзка В необходимите приходи на електроразпределителните дружества (ЕРД) и на крайните снабдители (КС) следва да се включат и разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, сключени по реда на ПТЕЕ, тъй като са разходи, свързани с лицензионните дейности.

С цел определянето на икономически обосновани размер на разходите за балансиране, предложени от дружествата за включване в необходимите им приходи, е направен сравнителен анализ между извършените разходи за балансиране от търговците на електрическа енергия и тези, отчетени от ЕРД и КС. В тази връзка КЕВР е изпратила писма с изх. № Е-13-202-3 от 06.04.2016 г. до „Ар Си Пауър Енерджи“ ООД, изх. № Е-13-217-2 от 06.04.2016 г. до „АСМ Енерджи“ ООД, изх. № Е-13-39-2 от 06.04.2016 г. до „Енергийна Финансова Група“ АД, изх. № Е-13-26-6 от 06.04.2016 г. до „ЕНЕРГО-ПРО Енергийни Услуги“ ЕООД, изх. № Е-14-43-4 от 06.04.2016 г. до „Енерджи Маркет“ АД, изх. № Е-13-135-2 от 06.04.2016 г. до „Енерджи МТ“ ЕАД, изх. № Е-13-64-1 от 06.04.2016

г. до „Енерджи Съплай“ ЕООД, изх. № Е-13-71-2 от 06.04.2016 г. до „Загора Енерджи“ ЕООД, изх. № Е-13-179-3 от 06.04.2016 г. до „Мост Енерджи“ АД, изх. № Е-13-164-2 от 06.04.2016 г. до „Ритъм-4-ТБ“ ООД, изх. № Е-12-00-119 от 06.04.2016 г. до „Фреа Акспо“ ООД, изх. № Е-13-160-4 от 06.04.2016 г. до „Фючър Енерджи“ ООД, изх. № Е-13-237-2 от 12.04.2016 г. до „Хидроенерджи Груп“ ООД и изх. № Е-13-22-4 от 06.04.2016 г. до „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД, с които е изискала предоставянето на информация за средната стойност на разходите за балансиране за периода 01.01.2015 г. - 31.12.2015 г., в лв./MWh, и за средната стойност на разходите за балансиране за периода 01.01.2015 г. - 31.12.2015 г., включени в договорената с клиентите крайна цена, в лв./MWh. Изисканите данни са представени с писма с вх. № Е-13-202-3 от 25.04.2016 г. от „Ар Си Пауър Енерджи“ ООД, вх. № Е-13-217-2 от 19.04.2016 г. от „АСМ Енерджи“ ООД, вх. № Е-13-39-2 от 18.04.2016 г. от „Енергийна Финансова Група“ АД, вх. № Е-13-26-6 от 15.04.2016 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Енергийни Услуги“ ЕООД, вх. № Е-14-43-4 от 13.04.2016 г. от „Енерджи Маркет“ АД, вх. № Е-13-135-2 от 19.04.2016 г. от „Енерджи МТ“ ЕАД, вх. № Е-13-64-1 от 18.04.2016 г. от „Енерджи Съплай“ ЕООД, вх. № Е-13-71-2 от 15.04.2016 г. от „Загора Енерджи“ ЕООД, вх. № Е-13-179-3 от 15.04.2016 г. от „Мост Енерджи“ АД, вх. № Е-13-164-2 от 15.04.2016 г. от „Ритъм-4-ТБ“ ООД, вх. № Е-12-00-119 от 19.04.2016 г. от „Фреа Акспо“ ООД, вх. № Е-13-160-4 от 18.04.2016 г. от „Фючър Енерджи“ ООД, вх. № Е-13-237-2 от 27.04.2016 г. от „Хидроенерджи Груп“ ООД и вх. № Е-13-22-4 от 15.04.2016 г. от „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД.

Видно от постъпилата информация, средната стойност на разходите за балансиране за периода 01.01.2015 г. - 31.12.2015 г., отчетена от посочените търговци на електрическа енергия, възлиза на около 2,00 лв./MWh. Средната стойност на разходите за балансиране за периода 01.01.2015 г. - 31.12.2015 г., включени от търговците на електрическа енергия в договорената с клиентите цена, възлиза на около 1,80 лв./MWh, като практиката е част от разходите за небаланс да се поемат от съответния доставчик, тъй като той изготвя прогнозата за потреблението на своите клиенти и отговорността за точността й е изцяло негова.

С оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и крайните клиенти и предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „пренос през електроразпределителните мрежи“, вземайки предвид по-ниската цена, по която ЕРД купуват електрическата енергия за технологични разходи спрямо пазарната такава е целесъобразно да бъдат включени в необходимите приходи разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh.

2. Крайни снабдители

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 2015 г. – 2016 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен общ подход, както следва:

2.1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ следва да бъде запазена в размер на 2,29 % от разходите за покупка на електрическа енергия, в зависимост от индивидуалните приходи и разходи на крайните снабдители.

2.2. 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. Средно претеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, считано от 01.07.2016 г.

2.3. В цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания.

2.4. В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране. С цел определянето на икономически обосновани размер на разходите за балансиране, предложени от дружествата за включване в необходимите им приходи, е направен сравнителен анализ между извършените разходи за балансиране от търговците на електрическа енергия и тези, отчетени от ЕРД и КС, представен в т. 1.6. от общия подход.

За прогнозиране почасовата консумация на крайния снабдител се взимат предвид фактори като температура, почивни и работни дни, дълги празници, сезонност, историческо потребление, като с най-голямо влияние върху точността на прогнозата на консумацията на клиентите на крайните снабдители е температурата. След анализ на отчетните данни за реализираните небаланси се установи, че при повечето КС, като цяло отклоненията на прогнозите са в нормални граници, като съществени разминавания се получават при резки температурни колебания, които се отразяват механично от дружествата, без да се отчита фактът, че профилът на клиентското поведение, не следва плътно кривата на температурните изменения. Имайки предвид, че към настоящия момент в КС се е натрупал достатъчно опит, както и исторически данни следва подобни драстични отклонения на прогнозите да не се допускат. С оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и крайните клиенти и предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, вземайки предвид по-високата цена, по която КС купуват електрическата енергия спрямо пазарната такава е целесъобразно да бъдат включени в необходимите приходи разходи за балансиране в размер на 2,20 лв./MWh.

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ”АД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 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 – 0,00837 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02708 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01649 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-13-62-33 от 31.03.2016 г. и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ” АД			
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00837	0,01174	**+40,26%**
Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,02708	0,03640	**+34,42%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00505	0,00657	**+30,10%**
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01649	0,02106	**+27,71%**

Анализ и оценка на предоставената от „ЧЕЗ Разпределение България” АД прогнозна информация:

Ценови параметри	Ценови параметри, определени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г.	Предложени ценови параметри за ценовия период 01.07.2016 - 30.06.2017 г.
Необходими приходи, в хил. лв. в т.ч.:	265 512	349 868
Технологични разходи в %	8%	11,69%
Норма на възвръщаемост в %	7,04%	7,40%
Възвръщаемост, в хил.лв.	38 198	47 482
Прогнозни количества електрическа енергия (хил. kWh)	9 295 480	9 380 153

Изходните данни, при изготвяне на ценовото предложение за втората година от четвъртия регулаторен период са, както следва:

1. Предложена стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации е 120 429 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период 108 676 хил. лв;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 65 167 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период 57 721 хил. лв;

3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 93 574 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 11,69%;

4. Разходи за балансиране – 7 431 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 663 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходния ценови период в размер на 3 768 хил. лв.;

5. Корекция на необходимите приходи – + 15 786 хил. лв.;

6. Регулаторна база на активите – 641 645 хил. лв. (при утвърдена с Решение Ц-35 от 01.11.2015 г. – 542 583) включваща:

- призната балансова стойност на активите в размер на 518 028 хил. лв.;
- среден номинален размер на инвестициите – 96 409 хил. лв.;
- необходим оборотен капитал – 27 208 хил. лв.;

7. Норма на възвръщаемост на капитала – 7,4 %.

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“АД и впредставения годишен финансов отчет за 2015 г. на дружеството и при прилагане на общия подход за коригиране на цените са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са запазени на 108 676 хил. лв. Предложеното от дружеството увеличение на разходите спрямо утвърдените за първата ценова година на четвъртия регулаторен период е необосновано и не следва да бъде признато. Методът на регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като потози начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост.

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е запазена на 57 721 хил. лв. на в съответствие с т. 1.2. от общия подход. Аргументите, с които дружеството възразява относно намаляването на амортизационните отчисления с амортизацията на безвъзмездно придобитите активи са подробно разгледани в мотивите към Решение Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР. Следва да се отбележи, че използваният подход е в съответствие с

регулаторната практика прилагана в Европа, чиято цел е недопускане на двойно финансиране за придобити по безвъзмезден начин активи.

3. Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“АД са запазени на 8% в съответствие с т. 1.1. от общия подход.

4. Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 1.6. от общия подход.

5. Регулаторната база на активите е коригирана на 543 425 хил. лв., в т.ч. НОК – 22 041 хил. лв., в съответствие с т. 1.3. от общия подход. Аргументите, с които дружеството възразява срещу утвърдената балансова стойност на активите за четвъртия регулаторен период са подробно разгледани в мотивите към Решение Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР.

В резултат на гореописаните корекции, цените, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България” АД са както следва:

– **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00860 лв./kWh;**

– **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02812 лв./kWh,;**

– **цена за достъп за небитови клиенти – 0,01649 лв./kW/ден;**

– **цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.**

Необходими годишни приходи за втората ценова година от четвъртия регулаторен период – 272 303 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 380 153 MWh.

„ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ” АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-18 от 31.03.2016 г. „ЧЕЗ Електро България”АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2016 г.

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР, цени без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България” АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи 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-35 от 01.11.2015 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 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	0,20000	0,17768	**-11,16%**
- Дневна	0,12346	0,12744	**+3,22%**
- Нощна	0,06929	0,08253	**+19,11%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,17768	0,14462	**-18,61%**
- Нощна	0,07319	0,08253	**+12,76%**
3. Една скала	**0,15345**	**0,12744**	**-16,95%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,12724	0,15378	**+20,86%**

- Нощна	0,05427	0,06597	**+21,56%**
2. Една скала	**0,12724**	**0,12744**	**+0,16%**

Прогнозата на „ЧЕЗ Електро България” АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

1. Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с действащите към момента на подаване на заявлението цени на обществения доставчик и възлизат на 552 708 хил. лв.;

2. Разходи за балансиране на стойност 21 870 хил. лв.;

3. Възвръщаемост на регулаторната база – 5 472 хил. лв.

4. Надценка за дейността – 22 414 хил. лв.

5. Към необходимите приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 1 015 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 866 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 10 961 хил. лв.

Дружеството прогнозира намаление с 3,38% на потрблението на битовите клиенти и със 76,04% на небитовите клиенти в резултат на либерализацията на пазара на електрическа енергия.

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България” АД 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, необходимите годишни приходи на „ЧЕЗ Електро България” АД са 532 483 хил. лв., в т.ч. надценка за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ – 11 685 хил. лв. и разходи за балансиране в размер на 10 528 хил. лв.

„ЧЕЗ Електро България“АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 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	0,17603
- Дневна	0,11261
- Нощна	0,06487
2. Две скали	
в т.ч. – Дневна	0,14466
- Нощна	0,06599
3. Една скала	**0,12785**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. – Дневна	0,13056
- Нощна	0,05758
2. Една скала	**0,13056**

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 – 0,00848 лв./kWh;

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02812 лв./kWh,;

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

- **за небитови клиенти – 0,01649 лв./kW/ден;**
- **за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.**

„ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ”ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР, цени без ДДС, на „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00780 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03043 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД цени със заявление с вх. № Е-13-48-23 от 31.03.2016 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ“ ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00780	0,00801	**+2,69%**
Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03043	0,03196	**+5,03%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00503	0,00503	**0,00%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01651	0,01651	**0,00%**

Анализ и оценка на предоставената от “ЕВН България Електроразпределение” ЕАД прогнозна информация:

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от четвъртия регулаторен период са, както следва:

1. Предложена стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации е на нивото на утвърдената с Решение Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР в размер на 89 128 хил. лв.;

2. Разходи за електрическа енергия за технологични разходи – на нивото на утвърдените с Решение Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР в размер на 53 304 хил. лв.

3. Разходи за амортизации на съществуващите активи – 63 003 хил. лв. Дружеството предлага корекция на утвърдения за предходния ценови период размер на разходите за амортизации от 63 780 хил. лв. със 777 хил. лв., във връзка с активи придобити чрез финансиране от дерогация по Заповед № Е-РД-16-666/23.12.2015 г. на министъра на икономиката;

4. Корекция с фактор Z в размер на +11 977 хил. лв.;

5. Регулаторна база на активите в размер на 614 485 хил. лв. Дружеството предлага корекция на утвърдения за предходния ценови период размер на РБА от 631 680 хил. лв. със 17 195 хил. лв., във връзка с активи придобити чрез финансиране от дерогация по Заповед № Е-РД-16-666/23.12.2015 г. на инистъра на икономиката;

6. Норма на възвръщаемост на капитала – 7,04 %.

При анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЕВН България Електроразпределение" ЕАД, в представения годишен финансов отчет за 2015 г. на дружеството и при прилагане на общия подход са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Признатата балансова стойност на активите, като елемент на РБА е коригирана на 457 293 хил. лв. Корекцията от 18 967 хил. лв. отразява общата стойност на активите придобити през 2015 г. чрез финансиране от дерогация по Заповед № Е-РД-16-666/23.12.2015 г. на Министъра на икономиката.

2. Необходимия оборотен капитал е коригиран на 18 474 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

3. В необходимите приходи на дружеството са включени разходи за балансиране, които са изчислени съгласно т. 1.6. от общия подход.

В резултат на гореописаните корекции, цените, без ДДС, на „ЕВН България Електроразпределение" ЕАД са, както следва:

- **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00798 лв./kWh,**
- **цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03093 лв./kWh,**
- **цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,**
- **цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.**

Необходими годишни приходи за втората ценова година от четвъртия регулаторен период – 253 977 хил. лв. и пренесена електроенергия от 8 134 295 MWh.

„ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ" ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР, цени без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените със заявление с вх. № Е-13-49-17 от 31.03.2016 г. цени, считано от 01.07.2016 г. са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване"ЕАД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 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	0,20821	-	-
- Дневна	0,13834	-	-
- Нощна	0,07396	-	-
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,16949	-	-
- Нощна	0,07113	-	-
3. Една скала	**0,17018**	-	-
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,12445	0,12685	**+1,93%**
- Нощна	0,05067	0,05255	**+3,71%**
2. Една скала	**0,12445**	**0,12685**	**+1,93%**

Дружеството прогнозира, че небитовите клиенти присъединени на ниво ниско напрежение, ще се възползват от възможностите на либерализирания пазар на електрическа енергия и ще имат доставчик, различен от крайния снабдител.

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

Необходимите приходи за първата ценова година на „ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД са в размер на 404 484 хил. лв. и включват следните елементи:

1. Общо закупена електрическа енергия от обществения доставчик – 3 736 483 MWh предназначена за покриване на потреблението само на битовите клиенти;

2. Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител" по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ в размер на 3% от разходите за електрическа енергия;

3. Корекция с фактора Z в размер на +5 722 хил. лв..

С писмо с изх. № Е-13-49-17 от 07.04.2016 г. Комисията е изискала от дружеството да поправи установените нередовности на заявлението, а именно:

1. Заявителят да представи в Комисията прогнозни количества електрическа енергия за продажба за небитови крайни клиенти с обекти, присъединени към електроразпределителната мрежа, на ниво ниско напрежение по тарифни групи, тъй като дружеството не е предложило за утвърждаване цена и не е представило прогнозни количества електрическа енергия за продажба за небитови крайни клиенти с обекти, присъединени към електроразпределителната мрежа, на ниво ниско напрежение. Съгласно чл. 94а, ал. 1 от ЗЕ крайният снабдител осигурява снабдяването с електрическа енергия на обекти както на битови, така и на небитови крайни клиенти, присъединени към съответната електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение. Снабдяването на тези клиенти (битови и небитови) се извършва по регулирани от Комисията цени (чл. 97, ал. 1, т. 4 от ЗЕ), респективно КЕВР има законово задължение да утвърди такива цени (чл. 30, ал. 1, т. 9 от ЗЕ). В тази връзка Комисията следва да определи тарифна структура на цените в съответствие с разходите и при спазване на принципите за ценово регулиране. В този смисъл е и трайната регулаторна практика на КЕВР за утвърждаване на отделни цени за битови и небитови крайни клиенти;

2. Заявителят да представи в Комисията предложение за утвърждаване на изменение на цените, по които дружеството в качеството си на краен снабдител продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, съобразено с утвърдената в Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР цена на обществения доставчик. По отношение на електрическата енергия, която ще бъде купувана от обществения доставчик за покриване на потреблението на битови клиенти, за целите на ценообразуването „ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД е използвало продажна цена в размер, който КЕВР не

е утвърждавала. В тази връзка и предвид разпоредбите на чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 6 от ЗЕ цените, които дружеството предлага за утвърждаване, не могат да бъдат формирани въз основа на ценообразуващ елемент - цена за продажба на електрическа енергия от обществения доставчик на крайните снабдители в размер на 108,25 лв./MWh.

С писмо с вх. № Е-13-49-17 от 18.04.2016 г. дружеството заявява, че не е в състояние да направи прогноза по тарифни зони за небитовите клиенти на крайния снабдител, като е представило единствено прогноза по месеци за потреблението на небитовите клиенти като обща стойност в размер на 443 272 MWh (72% намаление спрямо предложените за предходния ценови период). „ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД не е представило в Комисията предложение за утвърждаване на изменение на цените, по които дружеството в качеството си на краен снабдител продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, съобразено с утвърдената в Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР цена на обществения доставчик. Вместо изисканата информация, в отговора си дружеството развива два сценария за промяна на модела на ценообразуване:

– Сценарий 1 - небитовите клиенти на ниско напрежение, които не са избрали доставчик на свободния пазар да бъдат снабдявани от доставчик от последна инстанция, което е в противоречие на разпоредбите на ЗЕ.

– Сценарий 2 – две отделни покупни цени от обществения доставчик, като по този начин върху обществения доставчик се прехвърля целия риск от либерализацията на пазара и преминаването на небитовите клиенти, присъединени на НН, към пазара по свободно договорени цени. Предвид факта, че крайните снабдители изготвят прогнозите за количества електрическа енергия, необходима им за покриване на потреблението на битовите и небитовите клиенти на регулирания пазар, подобен подход е несправедлив спрямо НЕК ЕАД и е в нарушение на принципа по чл. 24, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

При анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД, и при прилагане на общия подход са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител" по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ е запазена в размер на 2,29 % от разходите за покупка на електрическа енергия, в зависимост от индивидуалните приходи и разходи на крайните снабдители.

2. В необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране в съответствие с т. 2.5. от общия подход.

3. Корекция с фактора Z не е прилагана, защото предложената стойност е необоснована и се базира на неясно изготвени прогнози. В същото време дружеството е представило отчетни данни за 2015 г., от които е видно, че за периода август – декември крайния снабдител реализира надценка в размер на 2,80%, т.е. с 22,27% по-висока спрямо утвърдената за ценовия период такава в размер на 2,29%. Следва да се има предвид, че дефинираната в чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител" не следва да се разглежда като абсолютна стойност, а като процент от разходите за покупка на електрическа енергия за снабдяване на крайните клиенти. Отчетните данни на крайния снабдител показват, че през предходните ценови периоди, дружеството реализира значително по-висок марж от утвърдения в резултат на по-големи от заложените количества и разместване на потреблението по тарифни групи в сравнение с прогнозата, като регулаторът не коригира през следващия ценови период с надвзет приход, а е оставял допълнителния ресурс в дружеството. При използвания метод на регулиране маржът на крайния снабдител се определя като функция на реализираните продажби. Корекции за надвзет/недовзет приход

противоречат на установената до момента регулаторна практика, тъй като прилагането на фактора Z само за компенсации би ощетило крайните клиенти, в нарушение на чл. 21, ал. 1, т. 4 от ЗЕ, имайки предвид, че утвърдените цени са базирани на предложените от „ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД количества електрическа енергия по тарифи.

В следствие на 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, необходимите годишни приходи на „ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД са 465 096 хил. лв., в т.ч. надценка за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител" по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ – 10 206 хил. лв. и разходи за балансиране в размер на 9 195 хил. лв.

„ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 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	0,18916
- Дневна	0,12262
- Нощна	0,07489
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14599
- Нощна	0,07169
3. Една скала	**0,15901**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12743
- Нощна	0,05317
2. Една скала	**0,12743**

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 – 0,00848 лв./kWh,

2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03093 лв./kWh,

3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:

- **за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,**
- **за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.**

„ЕНЕРГО-ПРО МРЕЖИ" АД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. на КЕВР, цени без ДДС, на „Енерго-Про Мрежи"АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01147 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03002 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00818 лв./kWh.

Със заявление с вх. № Е-13-45-26 от 31.03.2016 г. „Енерго-Про Мрежи”АД е направило предложение за утвърждаване на цена за достъп до електроразпределителната мрежа и цени за пренос на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2016 г.

„ЕНЕРГО-ПРО Мрежи”АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, считано от 01.07.2016 г.**	**Изменение**
	в лв./kWh	**в лв./kWh**	**%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01147	0,01311	**+14,30%**
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03002	0,03250	**+8,26%**
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00818	0,00921	**+12,59%**

Предложението за цени на „Енерго-Про Мрежи” АД е разработено при следните изходни данни:

1. Предложена е стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение от 72 272 хил. лв.;

2. Прогнозна стойност на разходите за амортизации - 44 676 хил. лв.;

3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 54 110 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 12,08 %;

4. Регулаторна база на активите – 339 078 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите в размер на 233 699 хил. лв.;

– среден номинален размер на инвестициите – 91 530 хил. лв.;

– необходим оборотен капитал – 13 849 хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост на капитала – 7,04 %.

При анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Енерго-Про Мрежи” АД, в представения годишен финансов отчет за 2015 г. на дружеството и при прилагане на общия подход са извършени следните корекции на ценообразуващите елементи:

1. В съответствие с т. 1.2. от общия подход експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са коригирани на нивото на утвърдените за първата ценова година на четвъртия регулаторен период в размер на 71 841 хил. лв. Заявеното индексиране с инфлация от 0,6% не е признато, тъй като съгласно информацията от Националния статистически институт за 2015 г. е отчетена дефлация -0,1%.

2. Технологичните разходи на „Енерго-Про Мрежи” АД са запазени на 9% в съответствие с т. 1.1. от общия подход.

3. Регулаторна база на активите е коригирана на 339 567 хил. лв., в т.ч. НОК – 14 338 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

4. В необходимите приходи на дружеството са включени разходи за балансиране, които са изчислени съгласно т. 1.6. от общия подход.

В резултат на описаните корекции, цените, без ДДС, на „Енерго-Про Мрежи" АД са както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение за – 0,01181 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03127 лв./kWh;

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00818 лв./kWh.

Необходими годишни приходи за втората ценова година от четвъртия регулаторен период – 183 287 хил. лв. и пренесена електроенергия 5 225 826 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ" АД

Утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 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 със заявление с вх. № Е-13-46-18 от 31.03.2016 г. цени, считано от 01.07.2016 г. са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби" АД			
Показатели	**Утвърдени с Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 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	0,22057	0,20790	**-5,74%**
- Дневна	0,14482	0,14482	**0,00%**
- Нощна	0,06339	0,06902	**+8,88%**
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,18173	0,17626	**-3,01%**
- Нощна	0,06902	0,06902	**0,00%**
3. Една скала	**0,17412**	**0,17090**	**-1,85%**
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13482	0,13779	**+2,20%**
- Нощна	0,05237	0,05775	**+10,27%**
2. Една скала	**0,13482**	**0,13779**	**+2,20%**

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

Необходими годишни приходи в размер на 416 077 хил. лв. и включват следните елементи:

– разходи за закупена електрическа енергия – 383 460 хил. лв.;

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител" по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ в размер на 3% – 11 504 хил. лв.

В допълнение дружеството заявява за следващия ценови период:

– Повишаване на допустимите отклонения от дневните почасовите графици на крайните снабдители във всяка посока (излишък/недостиг) от 1,5% на 3%;

– Разходи за задължения свързани със Закона за енергийната ефективност в размер на 9 264 хил. лв.;

– Разходи за несъбираеми вземания в размер на 11 849 хил. лв.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД необходимите годишни приходи за втората ценова година от четвъртия регулаторен период на „Енерго-Про Продажби" АД са 360 526 хил. лв., в т.ч. надценка за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител" по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ – 7 912 хил. лв. и разходи за балансиране в размер на 7 128 хил. лв.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби" АД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 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	0,18805
- Дневна	0,12240
- Нощна	0,05971
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14143
- Нощна	0,06119
3. Една скала	**0,14440**
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13490
- Нощна	0,05320
2. Една скала	**0,13490**

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 – 0,00848 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00818 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03127 лв./kWh.

„ЕРП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ” АД

В законоустановения срок дружеството не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2016 г.

С писмо вх. № Е-13-09-6 от 09.05.2016 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за втората ценова година от четвъртия регулаторен период.

След анализ на предоставената от „ЕРП Златни Пясъци” АД информация и годишен финансов отчет за 2015 г. и при прилагане на общия подход, цените, без ДДС, на „ЕРП Златни Пясъци” АД са както следва:

– цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00704 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03257 лв./kWh.

Необходими годишни приходи за втората ценова година от четвъртия регулаторен период – 2 641 хил. лв. и пренесена електроенергия 66 674 MWh.

“ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ” ООД

В законоустановения срок дружеството не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическата енергия, считано от 01.07.2016 г.

С писмо вх. № Е-13-77-3 от 04.05.2016 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД необходимите годишни приходи за втората ценова година на четвъртия регулаторен период на „ЕСП Златни пясъци” ООД са 2 595 хил. лв., в т.ч. надценка за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 9, ал. 2 от НРЦЕЕ – 57 хил. лв. и разходи за балансиране в размер на 51 хил. лв.

„ЕСП Златни пясъци“ ООД	
Показатели	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2016 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	0,18805
- Дневна	0,10015
- Нощна	0,04039
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14566
- Нощна	0,04006
3. Една скала	**0,13798**

II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13974
- Нощна	0,04992
2. Една скала	-

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 – 0,00848 лв./kWh;

2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00704 лв./kWh;

3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03257 лв./kWh.

Изменение на общите цени на електрическата енегия за битови клиенти от 01.07.2016 г.	
ЧЕЗ	0,00%
ЕВН	0,65%
ЕНЕРГО-ПРО	-0,91%
ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ	0,00%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**-0,02%**

В Приложение №1 към настоящия доклад е представено изменението на общите цени на електрическата енегия за битови клиенти от 01.07.2016 г.

В Приложение №2 към настоящия доклад е представено изменението на общите цени на електрическата енергия за небитови клиенти от 01.07.2016 г., като калкулациите са примерни поради невъзможността да се изчисли точният процент на изменение, поради разликите в инсталираната мощност, върху която се залаща цена за достъп при всеки небитов клиент.

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 да вземе следните

Изказвания по т.4:

П. Младеновски: Няма да се спирам с подробности върху доклада. Само ще маркирам най-важните неща, които сме правили за всяко дружество. Ако има въпроси, готов съм да отговоря. Във връзка с утвърждаване на цените на електрическа енергия са постъпили заявления от всички лицензианти, с изключение на „ЕРП Златни пясъци” АД и „ЕСП Златни Пясъци” ООД, които с допълнителни писма представиха необходимата информация във връзка с ценообразуването. Основните неща, които се различават спрямо ценообразуването до момента са… Няма да споменавам прогнозни стойности за количества и т.н., тъй като преди малко те бяха засегнати в предходния доклад. Определена е разполагаемост за производство на електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Част от разполагаемостта на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД покрива технологичните разходи, като енергията е модулирана с част от количествата, предназначени за свободен пазар. В същото време в цената е включена и надценка за дейността обществена доставка по силата на наредбата в размер на 2,29% от стойността на предлаганата електрическа енергия. Цената на технологичен разход нараства от 30 лв. до 36,82 лв. Цената за „задължение към обществото“ е изчислена

спрямо цялото потребление на електрическа енергия в страната, включително и енергията за технологични разходи. За клиентите на регулирания пазар цената за „задължение към обществото“ остава включена в цената, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители. Започвам по дружества.

Предложената цена от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е еднокомпонентна и е в размер на 51,56 лв./МВтч. Приложен е метод, който самото дружество е предложило с допълнението към заявлението си за цени от 2014 г. При него в цената за регулиран пазар е включена разликата между необходимите на дружеството условно-постоянни разходи и възвръщаемост, спрямо постигнатата от продажбите на свободен пазар. В тази връзка при нетна електрическа енергия от 4 000 000 МВтч цената на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД се запазва, като прилаганата до момента в размер на 30 лв. за МВтч. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. В заявлението си дружеството е предложило за утвърждаване цена за енергия в размер на 47,06 лв., цена за разполагаемост в размер на 26,24 лв. По този начин общата цена на дружеството е в размер на 73,30 лв. При извършените корекции са използвани отчетни данни на дружеството за разходите от предходния ценови период. Предложената от нас крайна цена на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е в размер на 69,11 лв. По-интересното в заявлението на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е, че на основание чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ дружеството е представило искане за компенсиране на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обекти, представляващи критична инфраструктура, на обща стойност от 128 804 хил. лв., в т.ч. В тази сума с включени отчетени некомпенсирани разходи за 2015 г. в размер на 78 279 хил. лв., разходи, които ще подлежат на компенсиране в резултат на утвърждаване на квота и цени за енергия и разполагаемост за периода в размер на 50 525 хил. лв. Дружеството е аргументирало направеното искане с факта, че централата е включена в приложението към чл. 1, ал. 1 от Постановление № 181 на Министерски съвет от 20.07.2009 г. за определяне на стратегическите обекти и дейности, които са от значение за националната сигурност. Централата е ключов елемент на електроенергийната система 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“ ЕАД е единствената централа, която има връзка с трите нива на напрежение на електроенергийната система на Република България - 110, 220 и 400 kV, което я прави основен фактор за устойчивата работа на електроенергийната система, за ограничаване на разпространението на тежки аварии и подпомагане бързото възстановяване на системата. Работната група не приема за основателно искането на дружеството. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД наистина е стратегически обект от значение за националната сигурност, както и критична инфраструктура в сектор „Енергетика“. В тази връзка, централата има задължения, произтичащи от плана за възстановяване, който се отнася за случаите на пълно възстановяване при разпадане на електроенергийната система след тежки аварии, които съгласно чл. 131, ал. 1 от Правилата за управление на електроенергийната система се изготвят от ЕСО ЕАД. За да се приемат за обосновани и подлежащи на компенсиране по реда на чл. 35 от Закона за енергетиката тези разходи, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е претърпяло при изпълнението на задълженията си по плана за възстановяване, дружеството би следвало неоспоримо да докаже, че централата е претърпяла допълнителни разходи, които би следвало да се компенсират. Тук следва се има предвид, че тези разходи за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД , които възникват от изпълнението на тези задължения, са и от пълноценното участие в регулирането на електроенергийната система. Те се заплащат или по регулирани цени или в зависимост от това как са били активирани през балансиращия пазар. В същото време ЕСО ЕАД плаща и разполагаемост за допълнителни услуги на централата. Цената за „задължение към обществото“ в случаите на компенсиране по разходите по чл. 35, ал. 2, т. 4 от Закона за енергетиката не следва да покрива дефицити на дружествата от продажби на свободния пазар, освен когато тези

дружества са задължени да работят на подчинен режим и с оглед на предотвратяване на кризисни ситуации и защита на живота и безопасността на населението. По този начин до голяма степен се обезсмислят целите на либерализирания пазар: чрез конкуренция да се постигне оптимизация на разходите, по-ниски цени и по-добро качество за крайните клиенти. Поради тези причини считаме, че е неоснователен аргументът на „ТЕЦ Марица изток 2“ за включване на допълнителни разходи за критична инфраструктура в цената за задължение към обществото. Основният им аргумент е по-високата себестойност на произведената от дружеството електрическа енергия в сравнение с постигната средна продажна цена на свободния пазар.

„Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари” ЕООД е подало заявление за компенсиране на разходи, свързани с необходимостта…

И. Иванов: Само последно. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД цената е 69,11 лв.?

П. Младеновски: Общата цена е 69,11 лв.

И. Иванов: Да, добре. „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари” ЕООД…

П. Младеновски: „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари” ЕООД е подало заявление на основание чл. 35, ал. 2, т. 4 от Закона за енергетиката за признаване на разходи, свързани със „задължение към обществото“. Тук следва да се отбележи, че случаят е съвсем различен от подаденото заявление на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД. Начинът за определяне на разходите за компенсиране за „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари” ЕООД е изчислен като от необходимите приходи на централите за продажба на електрическа енергия, които са изчислени на база годишната използваемост на централата при средно суха година, са извадени приходите от свободния пазар. Приложена е корекция в размер на 1 702 000 лв. за предходния ценови период. В предходното решение сме записали, че при повече от изчислената за един календарен месец работа ще се приложи корекция в следващия ценови период. Смятаме, че е обосновано да бъдат включени разходи в размер на 3 494 000 лв. в цената за „задължение към обществото“ за компенсиране на разходите на ВЕЦ „Пасарел” и ВЕЦ „Кокаляне”. Двете водноелектрически централи представляват критична инфраструктура.

Минавам към „Национална електрическа компания“ ЕАД. В подаденото заявление на дружеството за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД не е предложило конкретна стойност на миксовата цена на електрическа енергия. Предложило е само цена за „задължение към обществото“ в размер на 47,41 лв., цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД в размер на 95,90 лв. Освен това са предложени разходи в размер на 1 288 955 000 лв., които да бъдат компенсирани от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. След анализ на заявлението, цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, предлагаме да бъде в размер на 59,98 лв. До посочената стойност е достигнато, след като са извършени корекции на предложените ценообразуващи елементи до нивата, които са отчетени през 2015 г. Единствено в условно-постоянни разходи са признати завишените разходи за ремонт в размер на 2 251 000 лв. Предложението на НЕК ЕАД е обосновано предвид гарантирането на безопасността и сигурността на съоръженията. Условно-постоянните разходи са коригирани на база разликите в количествата произведена електрическа енергия. През 2015 г. количествата произведена електрическа енергия са в размер на 4 182 279, докато за този ценови период, по начина, по който по принцип се изчислява средната стойност на произведената електроенергия от ВЕЦ за 11 години назад, е в размер на 3 342 250 МВтч, т.е. с 20% по-малко. Същият процент на корекция е приложен и към променливите разходи. За да достигнат до цената от 90 лв. от НЕК ЕАД предлагат в цената за производство от ВЕЦ да бъдат включени разходи от ПАВЕЦ в размер на 102 000 000 лв., които отразяват 620 000 МВтч закупена електрическа енергия, остойностена по цена от 164,52 лв. Не сме съгласни с този подход предложен от НЕК ЕАД за остойностяване на електрическата енергия на ПАВЕЦ. Аз съм приложил друг подход, при който е видно, че некомпенсираните разходи на обществения доставчик за ПАВЕЦ би следвало да не са 102 000 000 лв., а около 35 000 000 лв. Искам да отбележа че това са само разходите, които

възникват за обществения доставчик в деня преди доставка. Излишъците, които налагат работата на ПАВАЦ би следвало да се покриват чрез цените, прилагани на балансиращия пазар. Тогава ВЕИ производителите и „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД си плащат цени за излишък. Затова би следвало работата на ПАВЕЦ да се покрива от балансиращия пазар и от втората част на методиката, която НЕК ЕАД прилага спрямо ВЕИ производителите. В ден D, когато е предизвикан делегиран излишък… Не знам дали ме разбрахте, но тази сума представлява единствено делегирания излишък. В ден минус едно, тъй като НЕК ЕАД няма право да коригира графиците, когато прогнозните графици на производителите надвишават графиците на крайните снабдители, се появява делегиран излишък. Общественият доставчик е задължен да подаде балансиран график и тогава в него НЕК ЕАД включва и помпи. Тези помпи няма как да бъдат покрити от балансиращия пазар по този начин, тъй като те са включени в графика. След тези изчисления, непокритите разходи са в размер на около 34 000 000 лв. Тези разходи би следвало да се покрият от продажбата на разполагаемост, продажбата на пикова енергия. ПАВЕЦ продава основно пикова енергия, продажба на балансираща енергия, която е три пъти по-висока отколкото регулираната цена на ВЕЦ и ПАВЕЦ. Разходи на ПАВЕЦ в цената за електрическа енергия за производство от ВЕЦ не са включени. В тази връзка определената цена на НЕК ЕАД за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД е в размер на 59,98 лв. Цената за „задължение към обществото“ е формирана въз основа на разходи, отразяващи пазарната цена на електрическа енергия и преференциалните цени по чл. 93 и чл. 94 от Закона за енергетиката. Необходимите приходи към цената за „задължение към обществото“ са намалени с очакваните приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, създаден по чл. 36б, ал. 1 от Закона за енергетиката. В таблиците е представен пълен размер на приходите и разходите на обществения доставчик. Прогнозата ни е, че през новия ценови период приходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ ще бъдат в размер на 477 991 000 лв. Те включват приходи от продажба на квоти и емисии в размер на 240 341 000 лв. и приходи от 5% вноска от производителите на електрическа енергия в това число са ЕСО ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД, във връзка с миналия на първо четене законопроект за изменение на Закона за енергетиката. Общата сума е оценена на 237 650 000 лв. Тук искам да вмъкна как съм изчислил евентуалните приходи от продажба на квоти емисии. За миналата година общите проходи на държавата от продажба на квоти е в размер на около 236 000 000 лв. Тази година квотите на страната нарастват спрямо миналогодишните. Другата тенденция, която отчитам тук с прогнозите на всички анализатори е, че въпреки спада на цените на борсата през тази година, през Q 3 и Q 4 цената ще се възстанови като средно претеглената цена ще бъде близка до постигнатата през предходната година. Приел съм, че средната цена на квотите ще намалее само с около 2%. Остойностени по количествата, които България ще получи през тази година, би следвало приходите да нараснат с около 4 000 000 лв. спрямо миналата година и те са оценени на 240 341 000 лв. От тези средства фондът би следвало да покрива компенсации на разходи на обществения доставчик от методиката за зелена енергия от 01.07.2012 г. до 31. 07. 2013 г., съгласно компенсаторния механизъм от Решение № Ц -12 на Комисията от 2014 г. в размер на 79 500 000 лв., компенсация на НЕК ЕАД за предвидените в наредбата за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници и отстъпка от компонентата за зелена енергия. Общата сума за компенсации е 102 936 000 лв. Компенсация на НЕК ЕАД за дължимата от производителите със сключени дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия с вноска от 5% е в размер на 55 338 000 лв. Средствата от фонда, които остават и които са за използване за намаление на цената за „задължение към обществото“ са в размер на 244 352 000 лв. Начинът на изчисление на необходимите приходи или некомпенсираните разходи на обществения доставчик е представен в таблицата на стр. 22. Те са в размер на 1 180 649 лв. Предлагаме цената за „задължение към обществото“ да е в размер на 35,83 лв. в това число компонента за цена „задължение към обществото“, отразяваща разходите за изкупуване на електрическа

енергия от възобновяеми източници от 23,09 лв. След влизане в сила на наредбата, би следвало предприятията, които са с интензивност на електроенергията от 5% до 10% да заплащат цена за „задължение към обществото“ от 26,66 лв./МВтч. При интензивност на електроенергията от 10% до 20% - цена за „задължение към обществото“ в размер на 21,98 лв. Над 20% - 16,21 лв. Относно определянето на миксовата цена на НЕК ЕАД. В предходния доклад споменах необходимите количества за покриване на потреблението на крайните снабдители на регулиран пазар. В таблицата са представени абсолютно същите данни. В таблицата на стр. 25 е представен начинът на формирането на цената по която НЕК ЕАД продава на крайните снабдители. Няма да се спирам конкретно на всеки един елемент. Само ще кажа, че разходите за американските централи са съобразени с влезлите в сила споразумения за намаляване на цената им за разполагаемост с 14% на „Ей и Ес - 3С Марица Изток 1” ЕООД и на „Контур Глобал Марица Изток 3” АД с 15%. Централите с комбинирано производство са съгласно доклада за цените в сектор „Топлоенергетика“. Разходите за ВЕИ са съобразени с Решение № СП-1 относно нетното специфично производство на електрическа енергия. Компонентата за дейността обществена доставка на електрическа енергия е съгласно чл. 9, ал. 2 от наредбата и е запазена до 3% от разходите за електроенергия и на нивото от предходното решение в размер на 2,29%. Говорихме и за цената по която НЕК ЕАД продава електрическа енергия на електроразпределителните и електропреносното предприятие за покриване на технологичните разходи. В таблицата на стр. 26 е представен начинът на изчисление. Подходът е 85% от необходимата енергия за технологични разходи да е остойностена по цена на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. 15% от необходимата енергия са предвидени от квота на НЕК ЕАД за свободния пазар за модулиране на самата енергия по цена от 70 лв. В общата цена от 36,82 лв. 82 ст. са надценката на НЕК ЕАД, която е в размер на 2,29%. Предвид гореизложеното предлагаме: цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, в размер на 59,98 лв., цена за задължения към обществото в размер на 35,83 лв. в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,09 лв., цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители – 106,63 лв., цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи – 36,82 лв.

Относно ЕСО ЕАД. Дружеството предлага намаление на действащата цена от 8,53 лв. на 8,47 лв. Единствените корекции, които са извършавани тук са, че не се съобразявам с прогнозата на ЕСО ЕАД относно намаление на потреблението основно на вътрешния пазар. Аргумент за това е прогнозирания от електроразпределителните дружества лек ръст в потреблението. Съобразявам се единствено с прогнозата на ЕСО ЕАД за намаляване на износа, която е изготвена въз основа на отчетите данни за първите три месеца от настоящата година, в които износът намалява с повече от 50%. В резултат на тези корекции и на завишената цена „задължение към обществото“, цената за пренос се променя на 7,35 лв., а цената за достъп на 1,13 лв. Общата цена е 8,48 лв. Намалението е с 5 ст. спрямо утвърдената цена с Решение Ц-27. Относно цена за достъп на ВЕИ производители. ЕСО ЕАД предлага цена от 6,55 лв., намалена спрямо тази от предходния ценови период от 7,14 лв. Причина за намалението са постигнатите споразумения с ВЕИ производители за възстановяване на разходите от Решение Ц-33. ЕСО ЕАД се е споразумяло с производителите да им възстанови заплатените суми, като им удържи по 2,45 лв. на произведен МВтч в съответствие с Решение № Ц-6 от 2014 г. По този начин се прилага равнопоставен подход спрямо производителите, които попадат под Решение № КМ-1 на Комисията от същата година. Тези 942 000 лв. ЕСО ЕАД ги изважда от необходимите приходи само за втората година. Компенсаторният механизъм важи за три години. Оттук идва разликата, защото аз приспадам тези 942 000 лв. от общата сума за компенсация за оставащия период. Поради тази причина това е единствената разлика с

предложението им. Предлагаме цената да не е 6,85, защото догодина отново трябва да бъде 7,14 лв., а да бъде в размер на 7,02 лв.

Относно електроразпределителните дружества и крайните снабдители. Приложен е общ подход относно електроразпределителните дружества и крайните снабдители. Технологичните разходи са запазени на нивото, утвърдено за първата година на четвъртия регулаторен период и в съответствие с метода на ценово регулиране. Експлоатационните и административните разходи за дейността, както и разходите за амортизации са запазени на нивата, които са утвърдени за първата година на четвъртия регулаторния период. Елементите на регулаторната база на активите също са запазени на база на утвърдените. Приложена е корекция единствено на необходимия оборотен капитал, който е функция на оперативните разходи, без разходите на дружествата за амортизации. Това е с оглед по-високата цена за технологични разходи. Необходимият оборотен капитал, като елемент от регулаторната база на активите, е преизчислен. Средно претеглената норма на възвръщаемост е запазена на 7,04%. Корекции с фактор Y и фактор Z не са прилагани, тъй като все още нямаме отчетни данни. Такава корекция ще бъде приложена при вземане на окончателно решение.

И. Иванов: Може би, в проекта на решение…

П. Младеновски: Проектът на решение ще се разглежда на 03.06.2016 г. Тогава отчетните данни отново няма да бъдат готови. Те могат да се получат едва след 10.06.2016 г.

И. Иванов: На 02.06.2016 г. ли? На 02.06.2016 г. ни е отритото заседание. На 09.06. 2016 г. е общественото обсъждане.

Р. Тоткова: На 06.06.2016 г.

И. Иванов: Ясно.

П. Младеновски: Така или иначе можем да имаме отчетните данни след 10-ти.

И. Иванов: Това трябва да се каже по време на откритото заседание.

П. Младеновски: Най-вероятно, при прилагане на фактор Z цените за мрежови услуги на електроразпределителните дружества ще претърпят корекции. Другото, което е приложено, е, че в необходимите годишни приходи на дружествата са включени разходи за балансиране. Разходите за балансиране вече няма да са отделен ред във фактурата, както е до момента, тъй като с решение на ВАС са отменени чл. 10, ал. 2, т. 2 и т. 6 от Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия. С цел определяне на икономически обосновани размер на разходите за балансиране, предложени от дружествата за включване в необходимите им приходи, направихме един бенчмаркинг. Поискани са отчетни данни за разходите за небаланс в лв./МВтч и разходи за балансиране в лв./МВтч, включени в крайната цена на търговците на електрическа енергия. Изпратени са запитвания до голяма част от търговците на електрическа енергия, които имат по-голямата част от дела на свободния пазар. В резултат на постъпилата информация, е видно, че средната стойност на разходите за балансиране, отчетена от посочените търговци е в размер на около 2 лв./МВтч. В тази връзка считаме за обосновано средната стойност на разходите за балансиране, включени в цените на електроснабдителните и крайните снабдители, да е за електроснабдителните дружества 1,80 лв./МВтч. Трябва да съобразим, че те купуват енергията на по-ниска цена отколкото е енергията на свободния пазар. За крайните снабдители тя е в размер на 2,20 лв./МВтч. Там се съобразяваме с обратното. Факт е, че те купуват енергията на по-голяма стойност, отколкото е тази на свободния пазар. Защо е с по-голяма стойност? Горе-долу цените са еднакви. Те са пазарна цена плюс „задължение към обществото“. На свободния пазар „задължение към обществото“ се плаща по отчетни данни по електромер. Когато стоят в излишък търговците заплащат само 70 лв., а не пълната стойност, както при крайните снабдители, които плащат 115 лв., както беше до момента. В тази връзка би следвало и разходите за балансиране да стават големи за крайните снабдители. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия“ е запазена на 2,29% за крайните снабдители, както

определената за първата година от четвъртия регулаторен период. Общо взето, това са елементите на общия подход.

В тази връзка започвам с „ЧЕЗ Разпределение България”АД. При „ЧЕЗ Разпределение България”АД корекциите изцяло са съобразени с общия подход. Промяната в цените се дължи на по-високите разходи за технологични разходи, които са във връзка с по-високата цена и разликите в количествата.

При „ЧЕЗ Електро България”АД… Има ли смисъл да чета цените една по една? Мисля, че те са видни. При крайните снабдители корекциите основно са съобразени с общия подход. „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД има допълнителна корекция. Тя е признатата балансова стойност на активите. При тях е коригирана с 18 967 000 лв. Това отразява общата стойност на активите, придобити чрез дерогация по заповед на министъра на икономиката от 23.12.2015 г. Това е обстоятелство, което нито на дружеството, нито на Комисията е било известно към момента на утвърждаване на регулаторната база за четвъртия регулаторен период. Една такава корекция е обоснована. Това е единствената разлика спрямо общия подход.

При „ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД. В заявлението си за цени дружеството не посочва количества за небитови абонати. Беше изпратено писмо от страна на Комисията до дружеството да предостави количества за небитови абонати по тарифни групи. „ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД не представи такава информация. Само коригира общото количество, предварително заявено от НЕК ЕАД. Беше в размер на 800 000 МВтч. Те го коригираха на около 400 000 МВтч, като не предоставиха информация по тарифни групи. Тези количества са определени на база предложението им за предходната година. Само при тях количествата не са съобразени с предложените, но те просто не са предложили. Другото, което беше посочено в писмото е, че предложеното изменение на цени не беше съобразено с действащата цена на обществения доставчик, както е по наредба. Те си бяха определили някаква своя си цена, която не беше утвърждавана от Комисията. В отговор на писмото ни, че те трябва да си направят предложение, съобразено с действащата цена на обществения доставчик, дружеството изпрати писмо. В него разви два сценария за определяне на цени. Сценарий едно: небитовите клиенти на ниско напрежение, които не са избрали доставчик на свободния пазар, да бъдат снабдявани от доставчик от последна инстанция, което в интерес на истината е разумно предложение. Лично на мен ми допада, но то противоречи на действащата в момента нормативна уредба. Една такава стъпка преминава първо през промяна в Закона за енергетиката. Вторият сценарий беше за две отделни покупни цени на обществения доставчик. Мнението на работната група е, че двете отделни покупни цени на обществения доставчик отново преминават през утвърждаване на два отделни микса. За да се утвърдят с различни цени тези два отделни микса, отново трябва да се приложи крос-субсидиране, което в момента съществува в цените на крайните снабдители, т.е. ние правим реални стъпки за подобряване на положението, а просто пренасяме крос-субсидирането от крайните снабдители при обществения доставчик. ЕВН предлага корекция с фактор Z в размер на 5 000 000 лв. за крайния снабдител. При сравняване на представените отчетни данни е видно, че за този период надценката им за дейността наистина е по-ниска от утвърдената от нас, но само в абсолютна стойност. Като процент тя надвишава с 22,27%, т.е тя е 2,80%. Значително по-висока е от определената от Комисията в Решение № Ц-27 от 2,29%. Затова не е приложен Z фактор. Тук говорим само за крайните снабдители. Ние трябва да приложим Z фактор за електроразпределителните дружества. Ние сме задължени и по наредба. В момента ако го приложа, аз трябва да коригирам с прогноза на прогноза, т.е. двойна статистическа грешка. Прогнозите, които виждам в това, което са ми дали като прогнози, тъй като към момента на подаване на заявленията и електроразпределителните дружества не са имали отчетни данни за тези месеци. Виждам, че това са едни много занижени числа спрямо отчетните през 2015 г. С оглед да се приложи максимално коректно, ще изискаме и отчетни данни. След като ни бъдат предоставени, ще бъде приложен и Z фактор.

При „Енерго-Про Мрежи”АД корекциите са изцяло съобразени с представения общ подход.

При „Енерго-Про Продажби” АД е по същия начин, както „ЕСП Златни пясъци” ООД – разпределителното и снабдителното дружества. В резултат на тези корекции, изменението на общите цени на електрическата енергия за битовите клиенти от предложеното изменение за ЧЕЗ е 0%, за ЕВН – увеличение с 0,65%, За „Енерго- Про“: намаление с 0,91%, за „ЕСП Златни пясъци” се запазва същото, като средно претегленото изменение е в размер на -0,02%. 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 да приеме настоящия доклад и да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представителите на заявителите.

И. Иванов: Благодаря, г-н Младеновски. Имам въпрос към другите членове на работната група. Имате ли нещо да допълните към изложението, което направи г-н Младеновски? Колеги, след изчерпателното изложение на г-н Младеновски имате думата за въпроси и изказвания.

С. Тодорова: На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД защо се запазва двукомпонентната цена? Има ли причина?

П. Младеновски: Конкретна причина няма. При „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е еднокомпонентна цена, тъй като няма как да продава разполагаемост. При „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД цената е двукомпонентна, защото по начина, по който се изчислява… Ако я изчисля като еднокомпонентна цена имаме голямо увеличение на цената. Защо? Тъй като количеството… Съгласно сключения между „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД договор, те прилагат цените по следния начин: събират едната и другата. Така се получава обща цена. Ако се изчислят като еднокомпонентна цена, разликите… Имаме произведена нетна електрическа енергия в размер на 7 346 633 МВтч. Имаме разполагаемост на предоставяната мощност 9 288 433 МВтч. Ако изчисля като еднокомпонентна цена, би трябвало и тези необходими приходи за разполагаемост от 227 на ги разделя на 7 000 000, вместо на 9 000 000 и получавам много по-висока цена. Това е причината.

С. Тодорова: Това като аргумент…

Е. Харитонова:

Между другото, същият този въпрос беше повдигнат във връзка с борсата. Казаха, че има подписано споразумение с Европейската комисия да е цената на енергията на „Марица изток 2“ ЕАД. Затова е 44-45. Поне това обясняваха.

П. Младеновски: Тези обяснения са несъстоятелни, тъй като Европейската комисията искаше цената да е нула. Ние каквото и да направим тази минимална цена няма да се промени. Това е компромис от страна на Европейската комисия за някаква по-ниска от пазарната цена енергия, за която да се осигуряват минимални количества.

Е. Харитонова: Какво означава *„минимални количества“*? От 1-ви юли те трябва да дават всичко на борсата. Нали така?

И. Иванов: Не, не.

Е. Харитонова: Има го това нещо. Затова в момента те правят търгове за една година.

П. Младеновски: Минималните количества от 1-ви юли се увеличават, като цената се запазва. Цялото количество може да се търгува на борсата само и единствено при решение на БЕХ, тъй като след стартирането на платформата за дългосрочните договори, идеята е двустранните договори да се търгуват на единната платформа на борсовия пазар.

И. Иванов: Само ще допълня, че съгласно договора с Европейската комисия енергията действително трябва да се увеличи стъпаловидно и да достигне до 2 800 000 МВтч на борсата, а не всички количества. Договорът го имаше, той беше публичен в тази му част. Г-жо Тодорова, Вие имахте и други въпроси.

С. Тодорова: На стр. 20 и стр. 21 има две изречения, които са свързани със средства от фондове. Едното е във втория параграф под заглавието. Във втори параграф

пише: *„Плащанията към обществения доставчик за покриване на разходите със средства от фонда са оценени на 477 991 хил. лв.“*. На следващата страница пише: *„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 237 650 хил. лв.“*. Вероятно трябва да се промени формулировката, защото не става ясно кои са едните и кои са другите.

И. Иванов: Това е за пет процентната вноска.

П. Младеновски: Плащанията към обществения доставчик за покриване… Целите плащания са равни за целите приходи. Общите плащания са в размер на 477 991 хил. лв. Приходите във фонда по чл. 36е са само от 5% вноска.

С. Тодорова: А другото са емисии?

И. Иванов: Плюс.

П. Младеновски: Третото перо са статистически прехвърляния. Към момента още няма такива приходи.

И. Иванов: Така е.

С. Тодорова: Добре. Тези 100 000 000 от наредбата при положение, че тя не е влязла в сила... Знам, че се залагат, но при положение, че влезе в сила след половин година…

П. Младеновски: В самия текст от наредбата за намаляване на тежестите е предвидено тя да влиза в сила за ценовия период, започващ от 01.08.2015 г. Ако тя се приеме във вида, предложен от Министерство на енергетиката, тогава би следвало да бъдат изплатени компенсации и за предходния ценови период, както и за този. Лично аз се съмнявам, че тя ще влезе в сила от толкова заден период, но така е заложено в текста и така е предложено за ратификация. Ние би следвало да се съобразим. Миналата година също бяха заложени 97 000 000, които бяха изчислени на база не на критерия енергоинтензивност, а потребление над 10 и над 30 гигаватчаса. Критериите на наредбата сега са сменени. Няма долен праг за използване на отстъпката. От първия гигаватчас започва да се прилага по-ниска цена за „задължение към обществото“. Аз съм изискал информация от ЕСО ЕАД и от ЕРП-тата относно предприятията с годишна консумация над 1 гигаватчаса. Това е условие за използване на помощта, но не и условие да се използва над 1 гигаватчас. С помощта на представители на работодателските организации данните са засечени с поръчано от тях изследване от БАН. Изчислена е енергоинтензивността на всяко едно от тези предприятия, попадащи в списъците по Приложение № 1 и Приложение № 2 от наредбата. По този начин е остойностен некомпенсираният разход на НЕК ЕАД. Той е в порядъка на около 102 000 000 лв. – 103 000 000 лв.

С. Тодорова: Значи тези 102 000 000 лв. са дължими от НЕК ЕАД на съответните предприятия? Така го разбирам.

П. Младеновски: От фонда. Да. От НЕК ЕАД чрез фонда и от фонда чрез НЕК ЕАД.

С. Тодорова: На стр. 25. Под таблицата е записано: *„В цените за енергия на двете дружества са включени разходи за въглеродни емисии от 15,42 лв./MWh, изчислени на база средна отчетна цена на CO2 квоти до м. май 2015 г. от Европейска енергийна борса“*. Как до 2015 г.? Може би е 2016 г.?

П. Младеновски: Тук наистина има грешка. Изчислени са на средна отчетна цена на European Energy Exchange от 01.01.2016 г. до 01.05.2016 г. Тези 15,42 лв./МВтч отразяват 6,25 евро/т.CO2. Тези 6,25 евро са получени като… Всяка една от тези централи има безплатни квоти по националния план за инвестиции. Разликата с останалите производители е, че тези квоти не са безплатни за тях. Те не правят инвестиция, а си ги плащат по 6,50 евро/т.CO2. Средно претеглено между квотите, които се полагат на централите, остойностени по 6,81 и тези, които те би следвало да закупят допълнително на борсата по средна отчетна цена, се получава 6,25 евро/т.CO2. Казано е: „*изчислени на база*

средна отчетна цена на CO2“ и *„и CO2 квотите, които централите ще получат съгласно дерогацията по националния план за инвестиции по цена от 6,81 евро/т.CO2“*.

С. Тодорова: Добре. Колко е средно претеглената цена?

П. Младеновски: 6,25 евро/т.CO2, а за МВтч е 15,42 лв.

С. Тодорова: Къде пише, че е 6,25 евро? Пише само колко е цената по дерогацията. Другата цена я няма, както я няма и средно претеглената. Когато човек чете, остава с впечатление, че 6,80 евро е цената, която се използва. Не е ли така?

П. Младеновски: Може. Аз си го разбирам, но може и така да е. Ще го допълня.

С. Тодорова: Имаме две цени и една средна. Нали така?

П. Младеновски: Точно така.

С. Тодорова: Тук е дадена само едната цена от двете, без средната. Не знам какво си разбираш.

П. Младеновски: Средната е в 15,42 лв./МВтч.

С. Тодорова: Тя е 15,42 лв., но откъде е получена? От колко евро на тон? Човек никога няма да може да направи сметка, защото няма количества, няма две цени, няма средна в евро. Може поне двете да са в евро и средната в лева.

П. Младеновски: За какво му е на човек да прави сметка? Да проверява цифрите ли? Аз това не мога да си обясня. Ако някой иска да проверява цифрите, винаги може да го направи. Отваря заявлението на НЕК ЕАД. Там са дадени количества по средна цена и може да изчисли. Аз съм дал какво съм включил в цените. Който иска да проверява може да си го провери, но от две изречения да иска да умножи две цифри, да получи и проверява… Ако това иска да проверява… Не знам. За мен не трябва да се пише, че това по това е равно на това, минус онова.

С. Тодорова: Тогава махни 6,81 евро, защото човек само може да се объркa. Махни го, щом не трябва да е там. Освен това, може и без числа, щом си го разбираш. Важното е ти да го разбираш. Нали?

П. Младеновски: Не. Тука…

С. Тодорова: Добре. Минавам на следващия си въпрос. Когато получа отговор „Аз си го разбирам“, оттам нататък мога да кажа „Аз не го разбирам“. Съжалявам. Такава съм. Ти щом си го разбираш, е чудесно.

П. Младеновски: Не.

С. Тодорова: На стр. 26. Таблицата. Би ли ми обяснил какво означава ред 3? Надценката, съгласно чл. 9, как е изчислена? Съжалявам, но аз искам да мога да разделя или да умножа две числа и да получа трето. Сега искам да знам кое е първичното и кое е резултат от тези три на реда.

П. Младеновски: Надценката е изчислена в размер на 2,29 % от стойността на енергията, т.е…

С. Тодорова: Не. Искам да знам 3 782 077, след това имаме 3 118 и 0,82. Кои са двете изходни числа и кое е третото. Кое е резултат. Аз не знам как е изчислено.

П. Младеновски: Сега ще обясня.

И. Иванов: 3 000 000 и затова тук се получава 3 782 077. Другото той го е записал в хиляди лева. Всъщност в левове то е 3 000 000. 3 000 000 и 700 000 прави… Не обратното е. Трябвало е поне в едни и същи единици, Пламене.

С. Тодорова: Не, не е проблем това.

П. Младеновски: Не, те са в едни и същи единици. Гледаме колоната за МВтч. Първото число плюс второто число е равно на третото число.

И. Иванов: Плюс ли?

П. Младеновски: Да. Първото число плюс второто число е равно на третото число. Това е общото количество електрическа енергия за технологични разходи. Тези 3 118 000 са получени като: 2,29% от 96 443 000 лв. плюс 39 712 000 лв. по 2,29% дават 3 118 000 лв.

С. Тодорова: 2,29% от какво изчисляваш и кое е числото, което съответства на 2,29%. 2,29% от кое?

П. Младеновски: Чл. 9, ал. 2 от наредбата казва следното: *„надценка в размер до 3% от разходите за електрическа енергия“*. В случая разходите са 96 443 000 лв. плюс 39 712 000 лв. Общата стойност е 136 155 000 лв. 2,29% от тези 136 155 000 са 3 118 000.

С. Тодорова: Може да липсват някакви междинни числа… Как може да се съобрази какво е събирано и какво е извършвано?

П. Младеновски: Добре. Тук ще добавя още един ред.

С. Тодорова: Не. Щом си го разбираш, няма проблем.

И. Иванов: Считам, че цената трябваше да я напишеш също в милиони, за да може когато 3 118 000 като се разделят на 3 782 000 да се намерят тези 0,82. Ти си използвал там хиляди левове. Става въпрос по колони, а не по редове.

С. Тодорова: Не, не. Това не е проблем.

И. Иванов: За някой може и това да е проблем.

С. Тодорова: Искам още веднъж, ако можеш да обясниш, каква е връзката… Става дума за разходите за балансиране. В единия случай са 1,80 лв., а в другия са 2,20 лв. Обяснението е, че в единия случай се купува по-скъпо, а в другия има по-евтина енергия. Аз не разбирам… Разходът за балансиране си зависи от балансиращия пазар. Каква е връзката с енергията.

П. Младеновски: Сега ще го обясня. Освен разход за енергия, в балансирането се включва и още нещо, когато се смята в лв./кВтч. Давам пример, чрез който ще стане по ясно. Един търговец пуска график за 100 единици енергия. Потреблението на неговите клиенти е 90 единици енергия. Тук той е в 10% излишък. Какво ще се случи при изплащанията? На него ЕСО ЕАД ще му плати 10 единици по 10 лв. цена за излишък. В същото време той трябва да плати на производителя не 90, а 100 единици. Разходът за балансиране не му е приход от 10 единици по 10 лв., които дават 100 лв. Разходът му балансирането да стои в излишък е 10 единици от 70 лв.: 700 лв. минус 10 единици по 10 лв., които са 100 лв., т.е. разходът за балансиране за тези 10 единици му е 600 лв. Той има разход, а не приход от това, че е в излишък. Колкото по-висока е цената, толкова този разход е по-висок. Колкото е по-ниска е цената, толкова този разход е по-нисък.

С. Тодорова: Как са изчислени на 1,80 лв. и 2,20 лв.?

П. Младеновски: Проиграл съм сценарии. Това са средни, закръглени стойности, въпреки че 1,80 е висока цена за разпределението.

С. Тодорова: На стр. 31, трети параграф: *„При определянето на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, в признатите годишни разходи на ЕСО ЕАД беше включена сумата от 11 510 хил. лв., представляваща разходи за компенсация и определена като една трета от извършените и некомпенсирани разходи на ЕСО ЕАД за закупуване на допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от соларни и вятърни паркове за периода 09.2012-04.2015 г. в размер на 34 531 хил. лв.“*. Какво е това *„беше включена“*. Кога?

П. Младеновски: В Решение № Ц-27. Наистина трябва да го променим.

С. Тодорова: Може би не е нужно, но да кажа, че аз не съм го разбрала.

С. Тодорова: В трети ред на следващия параграф не е *„във връзка с отмяната“*, а *„във връзка с отменението решение“*. След това има едно много не ясно изречение: *„Тъй като КЕВР няма основание да приеме решение за определяне на временни цени за достъп до електропреносната мрежа, което да има ретроактивно действие за периода от 18.09.2012 г. до 13.03.2014 г., вместо отменените временни цени, определени с решение Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР, с оглед равнопоставеност с останалите производители на електрическа енергия от вятърна и слънчева енергия, извън тези за които са определени компенсаторни мерки с Решение № КМ -1 от 13.03.2014 г. на КЕВР, ЕСО ЕАД предприема подхода при уреждане на финансовите взаимоотношения с производителите на електрическа енергия от ВИ по гражданскоправен ред за посочения период да остойности предоставената услуга „достъп до електропреносната мрежа” по цена, идентична с определената в Решение № Ц-6 от 13.03.2014 г. на КЕВР окончателна цена*

за достъп от 2,45 лв./MWh“. Аз не мога да го разбера. Мога да кажа къде се къса връзката. Според мен не *„ЕСО ЕАД предприема подхода при уреждане на финансовите взаимоотношения“*, а *„приема подход по гражданскоправен ред“*. След това трябва да има запетая да се запише *„да остойности“*. Една запетая може да объркa смисъла в изречение от десет реда. Погледнете това изречение. Много е тромаво, много е неясно. Накрая за цените на ЕСО ЕАД. Предлагам да се *запише „Цена за достъп от 1,13 лв., при необходими годишни приходи от…“*. Да се запише не *„общо продадена енергия“*, а *„енергия за реализация“*. Още няма продажба. Или прогнозна, или за реализация, или нещо в бъдеще време.

П. Младеновски: Общо пренесена.

А. Йорданов: Тя още не е пренесена.

С. Тодорова: Не е пренесена. Тя е за реализация. Нали измерената енергия при потребителя?

П. Младеновски: *„… и електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ“*. По-добре е така.

И. Иванов: И в следващата т.2.

С. Тодорова: Във втората точка е същото. В третата точка липсват количества. Да се добави в края на третата точка.

П. Младеновски: Аз съм го видял. Ще се оправи. Отбелязах.

С. Тодорова: Имам един принципен въпрос. Прави ли се корекция на количества за предходен период?

П. Младеновски: За цената за достъп ли?

С. Тодорова: Да.

П. Младеновски: Не съм правил, но това е втора година, в която утвърждавам тази цена. В Решение № Ц-6 е по-различно. Не съм правил количества. Приемам прогнозните количества на ЕСО ЕАД. Не съм правил, но аз няма как да обвържа тези количества с количествата на НЕК ЕАД. Цената за достъп се заплаща за цялото произведено количество електрическа енергия от вятър и слънце. НЕК ЕАД ми дават само количествата…

С. Тодорова: Производството от ВЕИ е изключително несигурна величина.

П. Младеновски: Да.

С. Тодорова: Като прогнозирана е по-несигурна от всичко друго, особено от слънце и от вятър. Тези количества формират цената. Нали така? От тази гледна точка, през следващата година би трябвало да има някаква корекция. Кой прави прогнозите? ЕСО ЕАД. Рискът остава за него, но също могат да останат и много приходи за него.

П. Младеновски: Те са си коригирали прогнозата тази година, спрямо предходната, с 18 000 МВтч.

С. Тодорова: Какво е станало миналата година с прогнозата?

П. Младеновски: Дори и да…

С. Тодорова: Поне да знаем в някакъв порядък с колко са отгоре или отдолу и тогава да се мисли дали трябва да се прави корекция. Това е много несигурно.

П. Младеновски: Ще им изискам, но тук пак ще бъде с един месец прогноза. Между другото, мога да им изискам информация след 10-ти, както и на ЕРП-тата за Z фактора, информация относно фактурираните цена за достъп до ВЕИ и прогноза за един месец, въз основа на която можем да направим евентуална корекция с количествата.

С. Тодорова: На стр. 33. Второ изречение на втори параграф: *„Предвидените изменения на необходимите приходи са във връзка с променената цена на електрическата енергия, произвеждана в страната, включително достъп и пренос до електропреносната мрежа и корекции с индекс на инфлация, която влияе на разходите, коефициент на ефективност, корекция за неизпълнение на целевите показатели за качество и корекция за разлика между прогнозни и действителни разходи за закупуване на енергия, както и разходи, предизвикани от промяна в броя на потребителите“*. Да се запише *„промени в цената“*, а не *„променената цена“*. Записано е *„включително достъп*

и пренос“. Не може да се записва „*промени в цената на електрическата енергия“* и в нея да се включват достъп и пренос. Де се премахне *„включително“*. Тук са изброени факторите.

П. Младеновски: Това, което съм искал да кажа е следното. При заплащане на цена за технологични разходи електроразпределителните дружества… Какво включва общата цена за технологични разходи? Утвърдената цена за технологични разходи, цена за „задължение към обществото“, цена за пренос и достъп на ЕСО ЕАД, която те заплащат. Всяка една промяна в една от тези три цени ми се отразява автоматично в разхода на самото дружество за технологични разходи.

С. Тодорова: Това е ясно и затова искам да се махне думата *„включително“*, защото достъп и пренос не се включват в цената на електрическата енергия.

П. Младеновски: Добре.

С. Тодорова: Те са със запетаи, изброяват се. Нали?

П. Младеновски: Добре. Да, да.

С. Тодорова: След този параграф. Какви са ценообразуващите елементи при формиране на цените за достъп и пренос? Ние сега сме във втората година на регулаторния период. За какво е написано това, формулата?

П. Младеновски: Записал съм я и след това обяснявам кое се променя и кое не се променя. Това ми е идеята. РБА стои същото, норма на възвръщаемост стои същата. Единствено се променят разходите за технологични разходи.

С. Тодорова: Аз смятам, че целият ти подход е неправилен. След като горе са изброени факторите, които оказват влияние върху цената, долу да се пише какво не оказва влияние е излишно. Защо РБА не се променя, защо нормата на възвръщаемост не се променя е излишно… Ако изброените фактори са налице, се променя. Всичко останало не се променя. Следват неща, които за мен са дори объркващи. Може да се приеме, че тези елементи биха могли да се променят, но ние не ги променяме, а това не е така.

П. Младеновски: Това съм го написал във връзка с това, че някои от дружествата искат промени в тези елементи.

С. Тодорова: Пише се само нормативно по кой член се променят тези и тези показатели. Точка. Те може да искат. Защо е нужен коментар? Комисията не приема. Дори на едно място е написано, че според метода това било стимул. Не. Нормативно е така. Не се променя нито РБА, нито норма на възвръщаемост, нито разходи. Нищо не се променя. Според мен подходът ти е неправилен, но така си го разбираш. На стр. 35, под таблицата: *„Вземайки предвид направените <u>инвестиции общо</u>, подмененитe и изградени нови трафопостове, подменените електропроводи и средства за търговско измерване, както и заключенията на дружествата, че това е довело до намаляване на технологичните разходи и кражбите на електрическа енергия, то <u>резултатите от оптимизацията на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи (технически и нетехнически загуби) следва да бъдат по-добри</u>“*. Първо. След като се взимат предвид инвестициите общо, не може да се каже как влияят точно на загубите. Второ. Що за израз: *„резултатите от оптимизацията на технологичните разходи при преноса на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи (технически и нетехнически загуби) следва да бъдат по-добри“*? Какво е по-добро? Този параграф е безсмислен.

П. Младеновски: Параграфът, че е безсмислен – безсмислен е. Този параграф се появява постоянно, защото е копи-пейст още от решение от 2013 г. Махам го.

С. Тодорова: Какви са тези разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания?

П. Младеновски: Претендират си ги дружествата.

С. Тодорова: Какви са те? Откъде произлизат?

П. Младеновски: От Закона за енергийната ефективност.

С. Тодорова: Ако има законови задължения?

П. Младеновски: Задълженията са свързани с изпълнението на редица критерии. Това са прогнозни разходи, както бяха прогнозни и за балансиране. Едно време те искаха за балансиране едва ли не 10% над цената. Същото е и сега. Само ще дам пример. ЧЕЗ иска за това нещо 900 000 лв., „Енерго-Про“ са решили, че тези разходи са 17 000 000.

С. Тодорова: Според мен само с едно изречение, че не се признават…

Е. Маринова: Могат да имат претенции за нови разходи по корекциите, които са по наредбата. Оценяването е следвало да бъде миналата година.

С. Тодорова: Хубаво. Защо е написано? Ако се правят корекции… Ето това е един пример защо са изброени разходите. Като отидем до електроразпределенията, започват да се изброяват видовете разходи и да се казва защо не се признават. Излишно е това нещо, както и това за енергийна ефективност. Според мен трябва да има едно изречение с това какви корекции се правят по време на регулаторния период, има ли предпоставки за тях и нищо повече след това. Може да се напише още едно изречение: *„Всички останали разходи не подлежат на корекция по време на регулаторния период“*. Тук ние имаме цифри, анализи, за да кажем, че не се признават.

П. Младеновски: Това в общия подход ли?

С. Тодорова: И по-нататък. Когато отидем в електроразпределенията се започва с експлоатационни разходи, амортизации, загуби, регулаторна база. Неизвестно защо са изброени само четири от елементите.

П. Младеновски: Аз изброявам само тези за които дружеството е искало да има корекции по тях. В случая на ЧЕЗ. ЧЕЗ са казали, че искат по-високи експлоатационни административни разходи. Затова съм ги коментирал. Където няма промяна спрямо искането на дружеството, не го коментирам. Подходът наистина не предполага корекции в амортизационните разходи, но имаме пример с ЕВН. При ЕВН трябва да се отрази дерогацията, тъй като към момента на постановяване на Решение № Ц-27 този факт не е бил известен нито на ЕВН, нито на нас. Не е съществувал и би трябвало да се отрази. Дори ЕВН предлага да има такава корекция в разходите за амортизации в регулаторната база на активите. Въпреки че методът не позволява това, обстоятелство е отразено. Аз коментирах само предложенията на дружеството, а не абсолютно всички. Коментирах какво е поискало дружеството да бъде променено.

С. Тодорова: За мен аргументацията, че не се приема не е тази. Пише защо не се приемат разходите да амортизации. Следва да се отбележи, че използваният подход е в съответствие с регулаторната практика в Европа. Какво ни интересува на този етап регулаторната практика в Европа тази година? Миналата година може да ни е интересувала, но тази не.

П. Младеновски: В самото си заявление за цени ЧЕЗ казва, че не са съгласни с начина, по който са определени амортизационните разходи и миналата година. Отново заявяват амортизационни разходи по начина от миналата година. Аз поради това тук казвам: *„Аргументите с които дружеството възразява относно намаляването на амортизационните отчисления и амортизацията на безвъзмездно придобитите активи са подробно разгледани в мотивите към Решение № Ц-27 на КЕВР“*. Те отново са се аргументирали защо не им харесва този подход и тук само съм отбелязал, че този подход се използва, тъй като те коментират, че до момента Комисията не е използвала такъв подход, те не знаели… Затова слагам и това изречение, което им обяснява, че той се използва.

С. Тодорова: На мен ми омръзна. Щях да кажа още неща…

И. Иванов: Колеги, имате ли въпроси и изказвания? Няма. Минаваме към гласуване на решението, което предлага работната група: *Комисията за енергийно и водно регулиране реши:*

1. Приема доклада на работната група.

2. Насрочва открито заседание, на което да бъдат поканени представители на заявителите.

Има ли някой, който е против предложеното решение? Не виждам. Решението се приема със седем гласа „за“. Откритото заседание, което по т.2 от решението, ще бъде проведено на 02.06.2016 г. от 14:00 часа. Благодаря на колегите и експертите от работната група за участието в това дълго заседание.

Предвид гореизложеното, Комисията

РЕШИ

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика”;
2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 3 от ЗЕ за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2016 г. от 14:00 ч.;
3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителите, или други упълномощени от тях представители;
4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

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

Решението е взето със **седем гласа „за”,** от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1 както следва:

1. Приема доклада на работната група относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса;
2. Насрочва обществено обсъждане на доклада по т.1 на 09.06.2016 г. от 10:00 ч.;
3. За участие в общественото обсъждане да бъдат поканени представители на заинтересованите лица;
4. Докладът по т.1, датата и часът на общественото обсъждане по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

По т.2 както следва:

1. Приема доклад относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика” от 01.07.2016 г.;
2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2016 г. от 10:00 ч.;
3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителите, или други упълномощени от тях представители;
4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

По т.3 както следва:

1. Приема доклад относно определяне на 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

обществения доставчик да сключва сделки с крайните снабдители;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2016 г. от 14:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителите, или други упълномощени от тях представители;

4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

По т.4 както следва:

1. Приема доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика";

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 3 от ЗЕ за разглеждане на доклада по т.1 на 02.06.2016 г. от 14:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи заявителите, или други упълномощени от тях представители;

4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-139/26.05.2016 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса;

2. Доклад с вх. № Е-Дк-140/26.05.2016 г. относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика" от 01.07.2016 г.;

3. Мотиви за гласуване „против" на А. Йорданов.

4. Мотиви за гласуване „против" на В. Владимиров.

5. Доклад с вх. № Е-Дк-141/26.05.2016 г. относно определяне на 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 обществения доставчик да сключва сделки с крайните снабдители

6. Доклад с вх. № Е-Дк-142/26.05.2016 г. относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика".

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР: **ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

..... **ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**

(С. Тодорова)

.....

(Р. Осман)

.....

(А. Йорданов)

.....

(В. Владимиров)

.....

(Г. Златев)

..... **ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

(Е. Харитонова)

Р. ТОТКОВА