

## ПРОТОКОЛ

№ 229

София, 09.11.2015 година

Днес, 09.11.2015 г. от 14:05 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, Георги Златев, Евгения Харитоновна и главният секретар Николай Георгиев (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Р. Тахир – началник на отдел „Ценово регулиране и лицензии – природен газ“, И. Александров – началник на отдел „Ценово регулиране и лицензии – електропроизводство и топлоснабдяване“ и експерти от КЕВР.

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

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект за решение относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса.

Работна група: Ивайло Александров, Елена Маринова,  
Венелин Баросов, Ана Иванова, Стоил Манчев, Силвия Петрова,  
Деница Лефтерова

2. Проект за Решение относно заявление с вх. № Е-15-29-8 от 09.05.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 26.06.2015 г., заявление с вх. № Е-15-29-8 от 12.08.2015 г., и коригирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 04.09.2015 г., подадено от „Комекес“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков.

Работна група: Елена Маринова, Грета Дечева, Боян Наумов,  
Сирма Денчева, Емилия Тренева

3. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-30-13 от 01.10.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-30-5 от 12.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-30-6 от 22.05.2015 г., заявление с вх. № Е-15-30-13 от 07.09.2015 г. подадени от „Добруджа газ“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Добруджа газ“ АД на територията на община Генерал Тошево.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,  
Боян Наумов, Сирма Денчева, Емилия Тренева

4. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-28-6 от 31.03.2015 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-28-9 от 12.05.2015 г., подадено от „Балкангаз 2000“ АД за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Ботевград.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Боян Наумов, Сирма Денчева, Емилия Тренева, Ваня Василева

5. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-26-17 от 30.09.2014 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-26-17 от 02.07.2015 г., подадено от „Севлиевогаз-2000“ АД за утвърждаване на пределни цени за разпределение на природен газ и пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Севлиево за периода 2015-2019 г.

Работна група: Елена Маринова, Грета Дечева, Боян Наумов, Сирма Денчева, Емилия Тренева

6. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-33-14 от 17.12.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-33-13 от 09.10.2015 г., подадено от „Камено-газ“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ на територията на община Камено за периода 2015-2019 г.

Работна група: Елена Маринова, Грета Дечева, Боян Наумов, Сирма Денчева, Емилия Тренева

7. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-57-20 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-20 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г.

Работна група: Ремзия Тахир, Грета Дечева, Боян Наумов, Красимира Лазарова, Сирма Денчева, Ваня Василева

8. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-57-19 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-19 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог, за периода 2015-2019 г.

Работна група: Ремзия Тахир, Грета Дечева, Боян Наумов, Красимира Лазарова, Сирма Денчева, Ваня Василева

9. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г.

Работна група: Ремзия Тахир, Грета Дечева, Боян Наумов, Красимира Лазарова, Сирма Денчева, Ваня Василева

**По т.1.** Комисията, след като разгледа всички факти и обстоятелства, относими към процедурата по **определяне на цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса,** както и събраните данни и доказателства при проведеното на 21.10.2015 г. обществено обсъждане, установи следното:

С Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. в частта му по т. I.3., т. I.4. и т. I.5. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е определила, считано от 01.07.2015 г., преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници по технологиите съгласно чл. 24, т. 3 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ). Към момента на постановяване на решението на КЕВР е в сила редакция на посочената разпоредба от ЗЕВИ (изм. - обн. ДВ, бр. 17 от 2015 г., в сила от 06.03.2015 г.), която регламентира енергийни обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници 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 § 16 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е изменен чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ, като са регламентирани енергийни обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони и които са с инсталирана електрическа мощност: а) до 1,5 MW и използват биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, и б) до 500 kW и използват биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство. Следователно с изменението на чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е предвидена нова категория енергийни обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, а именно: централи с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони и които са с инсталирана електрическа мощност до 1,5 MW и използват биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, за които, предвид разпоредбите на § 54 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 17 от 2015 г.) и § 20 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.), следва да бъдат определени преференциални цени.

Посоченото по-горе изменение на чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ не променя втората категория енергийни обекти, включени в обхвата на разпоредбата, а именно: с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони и които са с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и използват биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство. Следователно по отношение на тези обекти КЕВР с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. е определила преференциална цена по чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, като същевременно следва да определи преференциални цени за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия, когато в резултат на извършен анализ на ценообразуващите елементи констатира съществено изменение на някой от тях – чл. 32, ал. 1, т. 2 от ЗЕВИ.

Във връзка с горното, със Заповед № З-Е-175 от 04.09.2015 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши анализ на ценообразуващите

елементи на преференциалните цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса.

Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-280 от 28.09.2015 г. (Доклада), който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 209 от 14.10.2015 г., т. 3.

В изпълнение на разпоредбите на чл. 14 от Закона за енергетиката (ЗЕ), на 21.10.2015 г. е проведено обществено обсъждане, на което са присъствали представители на: „Енерго–Про Продажби“ АД, „Ван Майкълс Ню Технолоджи“ – САЩ, „Граждански контрол“, „ДЕН“, „ДНЕС“, „Асоциация на свиневъдите в България“, „БИО ЕН“ ООД, „Балканика енерджи“ и сдружение на протестиращите „Освобождение“.

В законоустановения срок в КЕВР са постъпили становища с вх. № Е-04-00-118 от 26.10.2015 г. от „Национален съюз на говедовъдите в България“, с вх. № Е-04-00-119 от 26.10.2015 г. от сдружение „Национален съюз на говедовъдите в България“, сдружение „Асоциация на свиневъдите в България“, сдружение „Българска асоциация за устойчива енергия“, сдружение „Асоциация на производителите на биогаз“, „Балканика енерджи“ АД, Фондация за околна среда и земеделие, сдружение „Съюз на птицевъдите в България“, сдружение „Асоциация на индустриалното свиневъдство в България“ и „ЦСЕ Грийн Ентърпрайсис“ ООД и с вх. № Е-12-00-788 от 04.11.2015 г. от ЦСЕ „Биогаз Исперих“ ЕООД и „Ориент-2000“ ЕООД, в които са изложени следните основни възражения и предложения:

„Национален съюз на говедовъдите в България“ счита, че посоченият в Доклада размер на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, е занижен вследствие на неправилно калкулиране на инвестиционните, експлоатационните разходи, разходите за суровини за производството на енергията и разходите за горива. В тази връзка заинтересованото лице се позовава на оферти на различни чужди фирми, изграждащи такъв вид централи в Европа, които е приложило към представени в Комисията становища от юни 2011 г., юни 2012 г. и юни 2013 г., както и на други допълнителни материали, представени с настоящото становище. Посочва, че според разчети на водещи европейски фирми, построили електроцентрали за биогаз, осреднените разходи са, както следва:

1. Общо инвестиционните разходи на 1 kW инсталирана мощност възлизат на: за електроцентрали с инсталирана мощност до 500 kW 3 850 000 евро (3 850 евро/kW или 7 770 000 евро/MW), а за електроцентрали с инсталирана мощност до 1,5 MW – 9 200 000 евро (6 133 000 евро/MW или 11 995 лв./kW). В тези разходи са включени както разходите, свързани с инсталацията за производство на електрическа енергия, така и разходи за други инсталации, с оглед изпълнението на екологичните изисквания на националното и европейско законодателство.

2. При електроцентрали с инсталирана мощност до 500 kW разходите, свързани с технологичните инсталации, са в размер на 1 950 000 евро; разходите за строителни съоръжения - ферментатори за биогаз, танкове за течна торова маса, лагуна за твърда торова маса, носеща конструкция на сепаратора, входно-изходни събирателни танкове, проходен силос за съхраняване на растителната биомаса, площадкова инфраструктура и други са в размер на 1 300 000 евро; разходите за инвестиции в машини и оборудване, за подготовка и транспортиране на твърдата и течна торова маса до полетата са в размер на 600 000 евро.

3. По отношение на електроцентрали с инсталирана мощност до 1,5 MW - разходите, свързани с технологични инсталации, са в размер на 4 100 000 евро; разходите за посочените по-горе строителни съоръжения са в размер на 3 900 000 евро; разходите за

инвестиции в машини и оборудване, за подготовка и транспортиране на твърдата и течна торова маса до полетата са в размер на 1 200 000 евро; разходите за лихви по финансирането, изчислени на средногодишна база и предвидена годишна лихва от 8% са в размер на 540 000 евро.

4. Експлоатационни разходи: за електроцентрали с инсталирана мощност до 500 kW - 208 312 евро или 52 евро/MWh, в т. ч. разходи за консумативи - 82 312 евро; разходи за поддръжка и ремонт – 100 000 евро; разходи за консумативи за подпомагане на биологичния процес – 14 000 евро; разходи за управление на станция за биогаз – 10 000 евро и разходи за основни такси – 2 000 евро, а за електроцентрали с инсталирана мощност до 1,5 MW - 669 540 евро/годишно или 55,80 евро/MWh, в т. ч. разходи за консумативи - 192 540 евро; разходи по поддръжка и ремонт - 300 000 евро; разходи за консумативи за подпомагане на биологичния процес - 35 000 евро; разходи за управление на станция за биогаз - 10 000 евро и разходи за основни такси - 2 000 евро.

5. Разходи за горива за транспорт при изкарване на течната и твърдата торова маса: за електроцентрали с инсталирана мощност до 500 kW - 133 100 евро/годишно или 33,275 евро/MWh, а за електроцентрали с инсталирана мощност до 1,5 MW - 285 400 евро/годишно или 23,78 евро/MWh.

6. Преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от електрически централи с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони следва да са: за електроцентрали с инсталирана мощност до 500 kW – 267,03 евро/MWh, без ДДС, а за електроцентрали с инсталирана мощност от 500 kW до 1.5 MW – 260,05 евро/MWh, без ДДС.

В постъпилото в КЕВР становище с вх. № Е-04-00-119 от 26.10.2015 г. заинтересованите лица са изложили следните възражения:

1. Липсват предпоставки за определяне на нова ценова група за централи 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони. Не са налице нова технология, нови прагове на инсталираните мощности или промяна в суровините, които да налагат определяне на нова цена.

2. Размерът на инвестиционните разходи е занижен с повече от 35%, спрямо определените с Решение № Ц - 24 от 30.06.2015 г., без да са налице обективни причини за това, като според заинтересованите лица са налице основания за неговото повишение. Изложено е възражение, че в посочените оферти в Доклада не е указан доставчикът, както и дали технологията и оборудването отговарят на европейските и български стандарти за опазване на екологията и ефективност. В тази връзка считат, че не са взети предвид съществени елементи от технологичното оборудване и строително-монтажните работи, както и че е занижен обемът на необходимите съоръжения.

3. Размерът на експлоатационните разходи, посочен в Доклада, е занижен, като заинтересованите лица считат, че същият следва да е в границите между 5 и 6,5% от общия размер на инвестиционните разходи и да нараства с 1,5% до 2% във връзка с увеличението на средствата за материални запаси. С оглед изискването за използване на не по-малко от 60 на сто животинска тор, съоръженията на централите се амортизират по-бързо и са налице големи разходи във връзка с необходимите допълнителни консумативи за изследване и поддръжане на процеса. Твърдят също, че са занижени и разходите за транспорт.

4. Не са заложили разходи за балансиране на централите, които представляват около 5% от размера на приходите, които производителите реализират от продажбата на произвежданата от тях електрическа енергия и вноските към Фонда „Сигурност на електроенергийната система“, които вноски съгласно чл. 36е, ал. 3 от ЗЕ се признават за

текущи разходи за дейността.

5. В Доклада е изчислена обща амортизационна норма на активите в размер на 4% годишно. В тази връзка е направено предложение да има първоначално групиране на активите с цел диференцирани годишни ставки за амортизации, съгласно т. 43 от Международен счетоводен стандарт - МСС 16. Посочено е, че амортизационните норми за оборудване, машини и съоръжения са в размер на 25% годишна норма.

6. Направено е възражение и относно размера на разходите за суровини. В тази връзка се твърди, че не са налице обективни данни за намаляване на пазарните цени на суровините. Според данни на Националния статистически институт (НСИ), цената на суровините се е увеличила с повече от 35% спрямо предходната стопанска година, а увеличението на теглото използвана животинска тор налага увеличение на разходи за скъпоструващи микроелементи и микробиология, които също представляват част от суровината и нейната обработка.

7. По отношение на размера на нормата на възвръщаемост – заинтересованите лица считат, че същата следва да е над 10%, а не 7%.

В становище с вх. № Е-12-00-788 от 04.11.2015 г. от ЦСЕ „Биогаз Исперих“ ЕООД и „Ориент-2000“ ЕООД са направени следните възражения:

1. Липсва основание за определяне на цена за нова категория енергийни обекти.

2. По отношение на инсталации, които са с инсталирана мощност до 500 kW и използват биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, е направено възражение, че такова намаление в рамките на 3 месеца е невъзможно.

3. Направено е възражение във връзка с предложените за утвърждаване инвестиционни разходи - не е включена стойността на земята, върху която се изгражда инсталацията, липсват разходи за транспортни средства.

4. Не са посочени конкретните източници на информация, източниците не са актуални към октомври 2015 г. и офертите не може да се сметат за обективен източник на информация.

5. Не е приложен инфлационен индекс, при определяне цените и на двата типа производствени предприятия на електрическа енергия, произведена от централи с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса.

6. Нормата на възвръщаемост и за двете категории енергийни обекти е определена по непрозрачен начин, защото не са посочени стойностите на всички компоненти, използвани при изчисляването ѝ. Тя е необосновано намалена спрямо Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г., когато за аналогични биогазови инсталации е използвана среднопотеглена норма на възвръщаемост 9%. И за двете категории енергийни обекти тя не е икономически обоснована, защото не отчита всички обективни разходи на енергийните предприятия. Субективно е прието отношение за структура на капитала 30/70 (собствен/ привлечен). В Доклада няма информация за източниците (финансови институции) и към коя дата са приети параметрите, използвани при изчисляване на нормата на възвръщаемост.

7. Средногодишната продължителност на работа на електрическите централи е приета субективно, без аргументи, без данни от действащи инсталации в страната и чужбина, както и размера на пълните ефективни часове 7500/7000 h (в първата цитирана оферта е предвидено инсталацията да работи 8 212 h годишно).

8. Необосновано и неоснователно е приета собствена консумация на електроенергия в размер на 7% (съответно 10%), при положение, че съвременните биогазови инсталации консумират не по-вече от 5% електроенергия.

9. При определяне на експлоатационните разходи необосновано е прието да бъдат 1% от инвестиционните разходи до 5-тата година и 4% от 6-тата до 20-тата година от експлоатацията. В сравнение - в Решение Ц-24 от 30.06.2015 г. за същите като технология инсталации от 6-тата година разходите за поддръжка са 4,2%.

10. При определяне на разходите за суровини субективно е определен дялът на животинската субстанция в суровината да е 65%, като съответно растителната маса е 35%. Няма нормативен акт или друг публичен източник на информация, който да аргументира приетото отношение 65/35 от КЕВР.

11. В допусканията за ценообразуващите елементи за растителната маса, представляваща 35% от входящата суровина на инсталации с мощност до 1,5 MW, не е отчетено, че растителната компонента в масовия случай се закупува и не се отчитат печалба на производителя и транспортни разходи, не са предвидени разходи за съхранение и разходи за оборотен капитал.

12. За определяне на цените и за двете категории енергийни обекти не е изпълнена разпоредбата на чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ.

13. В нарушение на чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ разходите за горива за инсталации до 1,5 MW са намалени с 22,8%. Освен това, намаляването на разходите за гориво е икономически необосновано, защото при формирането на настоящата цена е увеличена компонентата „животински тор“, която е с по-ниска енергийна стойност, т. е. увеличава се необходимото количество суровина, което трябва да бъде вложено за производство на 1 kWh енергия.

14. Нарушен е чл. 31, т. 2, буква „ж“ от ЗЕ - цените следва да възстановяват икономически обосноваваните разходи за балансиране на електроенергийната система.

15. Без да се отчитат разпоредбите на Закона за счетоводството, Закона за корпоративно подоходно облагане, МСС и НСС са приети разходи за амортизация на всички активи 25 години (амортизационна норма 4% годишно).

Във връзка с изложените по-горе възражения, Комисията приема за обосновано да коригира частично размера на инвестиционните разходи по отношение на електрическите централи с инсталирана 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, както и за електрическите централи с инсталирана 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.

Комисията приема за частично обосновано възражението относно размера на експлоатационните разходи, предвид което са направени съответни корекции в същите по отношение на електрическите централи с инсталирана 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони и на електрическите централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони.

Комисията приема за обосновано да коригира частично размера на разходите за суровини за производство на енергия – биомаса, по отношение на електрическите централи с инсталирана 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони.

Комисията не приема възраженията по отношение на начина на калкулиране на разходите за стойността на суровината при определяне на преференциалните цени за електрическа енергия, произведена от централи, работещи на биомаса, тъй като преференциалните цени не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива на основата на официални източници и международния опит, коригирани със специфичните за България обстоятелства.

По отношение на възражението относно разходите за балансиране, Комисията счита същото за неоснователно, тъй като съгласно чл. 10, ал. 2, т. 2 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), същите не се

включват в състава на признатите от КЕВР разходи.

Във връзка с възражението относно общата амортизационна норма на активите, Комисията приема същото за неоснователно, тъй като амортизационните отчисления се определят на основата на средния полезен технико-икономически живот на активите, който е за 20-годишен период при инсталации, работещи на биомаса.

Комисията не приема за основателно възражението относно липсата на предпоставки за определяне на нова ценова група за централи 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 60 на сто, тъй като се изменя пропорцията на суровината за производство на електрическа енергия, което от своя страна води до изменение в ценообразуващите елементи.

Възражението за размера на нормата на възвръщаемост е неоснователно. Размерът на нормата на възвръщаемост е определен от Комисията с цел осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия съгласно принципите в чл. 23 от ЗЕ.

Комисията не приема възражението за това, че са нарушени чл. 32, ал. 6 и ал. 7 от ЗЕВИ. Посочените разпоредби са неприложими в процедурата по определяне на нови цени.

Не се приема възражението, че не е приложен инфлационен индекс при определяне цените и на двата типа производствени инсталации на електрическа енергия, защото по аргумент на противното от чл. 21, ал. 3 от НРЦЕЕ при определяне на преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от централи използващи за гориво биомаса, не се включва прогнозен процент инфлация.

Съгласно чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ преференциалните цени се определят по реда на НРЦЕЕ, като се отчитат видът на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начина на монтиране на съоръженията, както и: инвестиционните разходи; нормата на възвръщаемост и структура на капитала; производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси; разходите, свързани с по-висока степен на опазване на околната среда; разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата; другите експлоатационни разходи.

В правомощията на КЕВР по чл. 32, ал. 1, т. 2 от ЗЕВИ е да 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, когато в резултат на извършен анализ на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2 от закона констатира съществено изменение на някой от тях.

Извършеният в тази връзка анализ на ценообразуващите елементи и изводите от същия са подробно отразени в Доклада, който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 209 от 14.10.2015 г., т. 3. Видно от същия, е констатирано съществено изменение на ценообразуващи елементи по смисъла на § 1, т. 28 от Допълнителните разпоредби на ЗЕВИ, спрямо определените в Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР.

Основните ценообразуващи фактори, които са взети предвид при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, 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 за срок от 20 години, и възвръщаемост.

Преференциалните цени за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива, взети от официални източници и отразяващи международния опит, както и придобития опит в страната. Цените са определени чрез изчисляване на настоящата стойност на финансовите потоци, получени чрез осреднени необходими



приходи при посочените по-долу ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия от възобновяеми източници.

С цел постигане на по-голяма обективност, равнопоставеност и съотнесимост на ценообразуващите елементи между различните видове производители на електрическа енергия от възобновяеми източници са взети предвид както техническите възможности, отговарящи на вида инсталации, така и специфичната производителност на съответните централи (kWh/kW), нивото на годишна натовареност при спазване на технологичните изисквания на процесите на разлагане.

### **Ценообразуващи елементи**

#### **1. Инвестиционни разходи**

Размерът на инвестиционните разходи за видовете възобновяеми източници отразява всички инвестиционни разходи за машини, оборудване и съоръжения, трансформатори, специфични инвестиционни разходи, в зависимост от технологията, включващи електрически, топлинни и хидравлични инсталации, стоманени и бетонови 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 2012 г., 2013 г. и 2014 г. за изграждане на нови електрически централи, произвеждащи електрическа енергия от възобновяеми източници в страните членки на Европейския съюз (ЕС) и направено проучване от Комисията.

#### **2. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала**

При определянето на преференциалните цени за изкупуване на електрическата енергия от възобновяеми източници, Комисията приема за икономически обосновано да бъде определена еднаква целева стойност на нормата на възвръщаемост на капитала, при еднаква целева капиталова структура на собствения и привлечения капитал. Използването на този подход при изпълнение на регулаторните правомощия на КЕВР е свързано с прилагането на принципите по чл. 23 от ЗЕ, в частност на принципа за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. От друга страна, при прилагане на определените преференциални цени, всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Извършените в тази връзка анализ и оценка на използваните параметри обосновават норма на възвръщаемост в размер от 7 % при структура на капитала 30/70 (собствен/привлечен) с оглед осигуряване на стабилност на инвестиционния процес за електрически централи с по-дълъг период на изграждане.

#### **3. Производителност на инсталацията според вида технология на електрическите централи**

За централи, произвеждащи 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, съобразно техническите възможности, отговарящи на този вид инсталации, е предвидено нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 6 975 kWh/kW, при пълни ефективни часове от 7500 h, които са изчислени на база специфичната производителност на централите (kWh/kW), нивото на годишна натовареност, при спазване на технологичните изисквания на процесите на разлагане, като са взети предвид собствените нужди в размер на 7%.

За електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW, които произвеждат електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство и които се

предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, е предвидено нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 6 300 kWh/kW, при пълни ефективни часове от 7 000 h, които са изчислени на база специфичната производителност на централите (kWh/kW), нивото на годишна натовареност, при спазване на технологичните изисквания на процесите на разлагане, като са взети предвид собствените нужди в размер на 10%.

#### **4. Размер на експлоатационни разходи**

Допустимите експлоатационни разходи 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 други, които са осреднени за периода на изчислената анюитетна цена съгласно източниците на информация, посочени в Доклада. Размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи.

При формиране цените на електрическата енергия, произведена от биомаса, разходите за поддръжка включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и други, представляващи в годишен план 1% от инвестиционните разходи до 5<sup>та</sup> година от експлоатацията включително. От 6<sup>та</sup> до 20<sup>та</sup> година от експлоатацията разходите за поддръжка нарастват на 4%. При ценообразуването на електрическата енергия от биомаса, делът на животинската субстанция в суровината е 65%, а на растителната маса е 35%.

В ценообразуващата обща рамка са използвани цени в размер на 7 евро/t (13,69 лв./t) за животинската субстанция, 50 евро/t (97,79 лв./t) за растителната маса и електрическа ефективност в размер на 41,1%, които влияят пряко върху размера на експлоатационните разходи в частта на суровините за производство на енергия и горивата за транспорт. При 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 (100% растителни отпадъци), са приети разходи за суровина също в размер на 50 евро/t (97,79 лв./t).

При определянето на преференциалните цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от енергийни обекти, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони с инсталирана електрическа мощност до 1,5 MW и използват биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, са използвани данни от направено проучване, подробно описано в Доклада.

#### **5. Размер на разходи за амортизации**

Разходите за амортизации са изчислени на база утвърдената регулаторна база на активите и срокът за задължително изкупуване на електрическата енергия.

**Въз основа на гореизложеното Комисията приема за обосновано да бъдат формирани преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници по чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ, при ценообразуващи елементи, както следва:**

**I. Преференциални цени на електрическата енергия, произведена от електрически централи 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони.**

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

№	Технически и икономически параметри	мярка	за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW	за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW
<b>1.</b>	<b>Инвестиционни разходи</b>	<b>лв./kW</b>	<b>7 432</b>	<b>6 974</b>
<b>2.</b>	<b>Експлоатационни разходи в т. ч.:</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>284,55</b>	<b>261,05</b>
2.1.	Разходи за ремонт и други разходи	лв./MWh	45,58	60,77
2.2.	Разходи за работни заплати	лв./MWh	77,39	38,70
2.3.	Разходи за горива на транспорт	лв./MWh	22,96	22,96
2.4.	Разходи за суровини	лв./MWh	138,62	138,62
<b>3.</b>	<b>Разходи за амортизации</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>53,28</b>	<b>50,00</b>
<b>4.</b>	<b>Възвръщаемост на капитала</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>38,95</b>	<b>36,49</b>
<b>5.</b>	<b>Нетно специфично производство</b>	<b>kWh/kW</b>	<b>6 975</b>	<b>6 975</b>
<b>6.</b>	<b>Среднопретеглена норма на възвръщаемост</b>	<b>%</b>	<b>7</b>	<b>7</b>

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи, преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, е обосновано да бъдат определени в размери, както следва:

Цена и елементи на цената, в лв./MWh, без ДДС	лв./MWh	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>376,78</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационни разходи	284,55	75,52%
за разходи за амортизации	53,28	14,14%
за възвръщаемост	38,95	10,34%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>347,46</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационни разходи	261,05	75,13%
за разходи за амортизации	50,00	14,39%
за възвръщаемост	36,42	10,48%

**II. Преференциална цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса**

от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони.

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, са следните:

№	Технически и икономически параметри	мярка	за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW
<b>1.</b>	<b>Инвестиционни разходи</b>	<b>лв./kW</b>	<b>7 432</b>
<b>2.</b>	<b>Експлоатационни разходи в т. ч.:</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>246,95</b>
2.1.	Разходи за ремонт и други разходи	лв./MWh	50,46
2.2.	Разходи за работни заплати	лв./MWh	85,68
2.3.	Разходи за горива на транспорт	лв./MWh	12,65
2.4.	Разходи за суровини	лв./MWh	98,16
<b>3.</b>	<b>Разходи за амортизации</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>58,99</b>
<b>4.</b>	<b>Възвръщаемост на капитала</b>	<b>лв./MWh</b>	<b>43,13</b>
<b>5.</b>	<b>Нетно специфично производство</b>	<b>kWh/kW</b>	<b>6 300</b>
<b>6.</b>	<b>Среднопретеглена норма на възвръщаемост</b>	<b>%</b>	<b>7</b>

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи, преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, е обосновано да бъде определена в размер, както следва:

Цена и елементи на цената, в лв./MWh, без ДДС	лв./MWh	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>349,06</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	246,95	70,75%
за разходи за амортизации	58,99	16,90%
за възвръщаемост	43,13	12,35%

Изказвания по т.1:

Докладва И. Александров. След проведеното открито заседание в КЕВР са постъпили три становища. Първото становище е от „Национален съюз на говедовъдите в България“, второто е от сдружение „Национален съюз на говедовъдите в България“,

сдружение „Асоциация на свиневъдите в България“, сдружение „Българска асоциация за устойчива енергия“, сдружение „Асоциация на производителите на биогаз“, „Балканика енерджи“ АД, Фондация за околна среда и земеделие, сдружение „Съюз на птицевъдите в България“, третото становище е от „Биогаз Исперих“ ЕООД и „Ориент 2000“ ЕОД. „Национален съюз на говедовъдите в България“ счита, че заявената в доклада цена на електрическата енергия е занижена вследствие на неправилно калкулиране на инвестиционните разходи, експлоатационните разходи, разходите за суровини за производството на енергията и разходите за горива. В мотивите се съдържа твърдение, използващо разчети на водещи европейски фирми, построили електроцентрали за биогаз. Твърди се, че общите инвестиционните разходи на 1 kW инсталирана мощност за електроцентрали с инсталирана мощност до 500 kW възлизат на 3 850 000 евро. Работната група е приела това твърдение. В цените, които са обсъдени на отритото заседание, са посочени разходи от 2 800 на 1 kW. Сумата е увеличена на 3 800. Разходите за горива и инвестиционните разходи са функция от инвестиционните. С промяната на инвестиционните разходи, автоматично се увеличават и тези разходи. „Национален съюз на говедовъдите в България“ счита, че разходите за по-високата мощност до 1,5 MW, свързани с технологични инсталации, са в размер на 6 133 евро на 1 kW. Работната група не приема това твърдение. Второто възражение е подадено от името на всички асоциации. Те считат, че няма правно основание за определяне на нова ценова група. Работната група не приема представените мотиви. Според асоциациите, инвестиционните разходи са занижени с повече от 35%. Същото считат и за експлоатационните разходи и пледират за отразяване в цените на разходи за балансиране. Твърдението е, че 5% от необходимите приходи, които КЕВР утвърждава, се дават за балансиране. Посочено е, че заложената от Комисията амортизация в размер на 4% е много малка. Предложението на асоциациите е за 25% амортизация, защото машините се амортизират за 4 години. Работната група не е приела това искане. Разходите за суровини са оспорени и е посочено, че през последната година те са повишени с 35%. Има възражения срещу нормата на възвръщаемост, която е в размер на 7%. Асоциациите считат, че нормалната норма на възвръщаемост е 10%. Аналогични са възраженията на „Биогаз Исперих“ ЕООД и „Ориент 2000“ ЕОД, които считат, че няма причина, която да предизвика драстично изменение на цената, оспорват се инвестиционните разходи и средногодишната продължителност на работа. Работната група е използвала данни от европейската практика и според нея заложените в решението часове са удачни. Дружествата са посочили, че съотношението между растителната и животинската биомаса е определено субективно. Експертите в КЕВР са се съобразили с технологичните особености. Работата с под 30% растителна биомаса е затруднена. Работната група приема инвестиционният разход да бъде увеличен с 1000 евро на 1 kW и сумата е коригирана на 3800 евро. Основното намаление на цената не е резултат от някакви драстични изменения, а от променено КПД на тези инсталации. Установено е, че то е 41%, а в предишните цени са посочени 23%. Това означава, че е била включена двойно повече суровина за производството на едно и също количество енергия. По тази причина се е получило драстичното сваляне на цената. Асоциациите не са доловили тази причина, а са използвали възраженията си от месец юли. КПД-то е причина за драстичното намаление на цените.

А. Иванова обясни, че цената за електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW е била в размер на 483,81 лв.

И. Александров добави, че в предишното решение цената е 483,81 лв. На отритото заседание е предложена цена от 440 лв. В момента цената е 376 лв. Тази корекция е вследствие промяната с 1000 евро в инвестицията. Другата цена е 450 лв. за 1,5 MW: предложена е цена от 306 лв., а в момента е 347 лв. Цената за централи на растителни отпадъци от 397 лв. става 349 лв., като на откритото заседание е предложена цена от 309 лв. Всички цени са занижени с около 30 лв.

И. Иванов каза, че са представени мотивите и обясненията относно постъпилите възражения от различните асоциации. След предишното ценово решение на Комисията, са получени пет оферти с необходимите инвестиции за реализиране на различните видове централи. Отчитането на тези оферти е довело до рязък спад в цените спрямо първоначалния доклад на работната група. Асоциациите убедително са представили аргументи, че офертите на европейски производители на инсталации са значително по-високи. Ако Комисията е искала изобщо да няма такива инсталации, е можело да остави цените от доклада, който е приет преди близо месец. Целта на КЕВР не е тези централи да бъдат ликвидирани, а да не се допуснат злоупотреби, както се е случило при някои други видове възобновяеми източници. Ако чрез нереално ниски цени бъде преустановено каквото и да е производство на електроенергия, включително от големите краевферми, страната лесно ще попадне в наказателна процедура за неспазване на директивата. България не трябва да се превръща в място, където тези остатъци гният и замърсяват околната среда и атмосферен въздух. Целта е да не се допуснат хора, които искат да се възползват и само привидно реализират подобни централи. Новите ценови предложения на работната група са по-силно обосновани и отчитат това, което се е случило на общественото обсъждане.

С. Тодорова каза, че не е присъствала на заседанието, когато е приет този доклад и поради тази причина има някои забележки, които трябва да бъдат отразени. На стр. 7 се говори за нормата на възвръщаемост, но вторият параграф е неверен. Записано е: „при прилагане на метода за оценка на капиталовите активи“. Този метод се използва при определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал. В текста е записано: „за определяне на нормата на възвръщаемост на капитала, преди данъчно облагане (което е собствен капитал), са използвани следните параметри...“. След това са изброени параметри, които се отнасят за собствения капитал. Трябва да се запише, че според определянето на средно претеглената норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане са използвани: параметри за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, параметри за нормата на възвръщаемост на привлечения капитал. Тези данни не трябва да бъдат смесвани под шапката на един метод. Това е правено в много от предишните решения и продължава в момента. Тази забележка е от формална гледна точка. В следващия параграф е записано: „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“. Каква е тази извършена оценка на инвестиционния риск, която се отнася за нормата на възвръщаемост?

И. Иванов запитва работната група дали има отговор на този въпрос.

С. Тодорова запитва дали има някаква аргументация за норма на възвръщаемост от 7%. Това, че някои елементи са изброени в миксиран вид, означава ли, че действително се прави оценка на тези параметри или записът е подобен на предишни решения?

И. Александров отговори, че за всички норма на възвръщаемост е в размер на 7%, за да има равнопоставеност между производителите. Посочените текстове си вървят от едно време като някаква аргументация и обосновка. Наистина звучат малко различно относно възможностите да се приложат в това решение. Не са правени дълбокомислени анализи за оценка на риска в сектора и т.н.

С. Тодорова каза, че тези неща не трябва да се пишат в този вид, защото е имало и възражение. Как е отхвърлено това възражение? Коментирани ли са 10% възвръщаемост?

И. Александров отговори, че 10% са прекалено висока възвръщаемост за сигурен бизнес, какъвто е този.

С. Тодорова обърна внимание, че се използват капиталови разходи, лихвен процент за оценка степента на конвергенция, инвестиционен риск. По отношение на амортизационния срок. Изключително смущаваща е разликата от 20 години и 4 години. Комисията приема 4 години, асоциациите казват 20 години. Къде е истината?

И. Александров отговори, че твърдението на асоциациите е, че тези инсталации, по технически преценки и показатели, се амортизират за четири години. Задължителният срок за изкупуване на енергията е друг и затова амортизацията е разхвърляна за целия срок на изкупуване. В този срок са приходите, разходите и всичко останало.

С. Тодорова запита дали това е резонно. Трябва ли срокът на изкупуване да бъде обвързан със срока на амортизация?

И. Александров отговори, че няма цена на ВЕИ, в която този срок да се различава. Изключението има при две цени за вятърна енергия, които съдът е премахнал. Там амортизациите не съответстват с три години на срока на изкупуване. Обратният вариант вече е изпробван и съдът не е приел решението.

С. Тодорова каза, че този срок си остава смущаващ. Защо в решението е записано, че нетното специфично производство за електрическа енергия е за 2015 г.? Това се повтаря за всички групи.

И. Александров отговори, че това е така, защото енергията за изкупуване се отчита за календарна година.

С. Тодорова каза, че в решението има цени, които не важат за 2015 г. Ще остане ли записано по този начин?

И. Александров каза, че това е енергията, при която е определена цената.

С. Тодорова запита как е определена. Ако данните са на база действителни данни, не може да бъде записано за 2015 г. Ако данните са прогнозни, защо е отбелязана година?

И. Александров каза, че годината ще бъде премахната.

С. Тодорова запита как са направени изчисленията.

И. Александров каза, че изчисленията са направени на база годишните разходи, без уточнение от кой месец започват тези разходи.

С. Тодорова каза, че нетното специфично производство не е разходи.

И. Александров каза, че всички показатели са на годишна база, без уточнение от кой месец започва и кога завършва тази година. Това са данни за 12 месеца.

С. Тодорова запита как е определено нетното специфично производство на електрическа енергия в размер на 6 975 kWh/kW, при пълни ефективни часове от 7500 h.

И. Александров отговори, че това е брутно производство минус собствените нужди, осреднено за една година.

С. Тодорова запита как е изчислено брутно производство.

И. Александров каза, че се събира цялото брутно производство за 20 години.

С. Тодорова запита как се определя цялото брутно производство за 20 години.

И. Александров каза, че брутно производство на централата за една година се умножава по 20.

С. Тодорова запита дали след това се дели на 20.

И. Александров отговори, че след това се дели на 20.

С. Тодорова запита по какъв начин се определя годишното производство.

И. Александров отговори, че годишното производство се определя от часовете, които се предвижда, че може да работи една инсталация, умножени по номиналната мощност.

С. Тодорова каза, че се е достигнало до това, че 2015 г. няма нищо общо с процеса на изчисляване. Така ли е?

И. Александров каза, че ще се премахне уточнението за 2015 г., защото цените ще започнат да важат от следващия месец.

С. Тодорова каза, че няма да коментира защо собствените нужди се различават със 7% - 10%, защото отговорът ще бъде подобен. В последния параграф от т. 3 е записано: „изчислени на база специфичната производителност на съответните централи“. Нали това е за група? Какво означава „на съответните централи“?

И. Александров каза, че се има предвид тази имагинерна централа, на която се прави цена.

С. Тодорова каза, че трябва да се премахнат паразитните изрази и години от текста. В следващата т. 4 е записано: „*Цените, приложени в ценообразуващата обща рамка*“. Какво означава това? Цялото изречение е: „*Цените, приложени в ценообразуващата обща рамка, са в размер на 7 евро/t (13,69 лв./t) на животинската субстанция и на растителната маса в размер на 50 евро/t (97,79 лв./t) и електрическа ефективност в размер на 41,1%, съгласно представените оферти от заводи производители на технологичното оборудване - станция биогаз, която влияе пряко върху размера на експлоатационните разходи в частта на суровините за производство на енергия и горивата за транспорт*“. Не е ясно думата която за какво се отнася. Какво влияе на инвестиционните разходи? Това са изключително важни неща, защото става въпрос за елементи и разходи, които са включени в цените.

И. Александров отговори, че това е цената на растителните отпадъци и животинската субстанция. Животинската субстанция е 7 евро/t, а растителната е 50 евро/t. Електрическа ефективност е в размер на 41,1%, съгласно представените оферти.

С. Тодорова обърна внимание, че навсякъде в текста е записано, че тези оферти са *представени*, като че ли КЕВР е някакъв търговец. На кого са представени тези оферти? Думата *представени* трябва да бъде премахната, защото се прави изследване и проучване.

И. Иванов каза, че може да се използва думата *проучени*. Това са оферти, които са проучени от работната група.

Е. Харитонова каза, че *проучени* не звучи добре.

И. Иванов обърна внимание, че документите се проучват.

Е. Харитонова каза, че офертата не е документ, който е отправен към Комисията. Може да се запише *след направени проучвания*.

С. Тодорова обърна внимание на т. I и т. II. В т. II са посочени технически и икономически параметри, които се използват при определяне на цената. Първо са записани инвестиционни разходи на 1 kW, а след това е записано: „*Експлоатационни разходи (в т. ч. разходи за опазване на околна среда, материали и други експлоатационни разходи, свързани с производствения процес*“. Това всички експлоатационни разходи ли са?

И. Александров отговори се това са всички разходи. *Другите* са разходите за транспорт и суровина за производство.

С. Тодорова каза, че това е пълен абсурд, защото всичките разходи са в размер на 50,46 лв. Експлоатационните разходи са част от тях, разходите за заплати са част от експлоатационните разходи, разходите за горива и суровини са също част от експлоатационните разходи. Те не могат да бъдат в отделни точки и да се започва с нещо, което е в това число. Структурата на тези разходи не е добра.

А. Иванова поясни, че във всички доклади т. 2 е *Експлоатационни разходи*. Това не е пълен размер. В т. 2 винаги са влизали подточките на самия ценообразуващ елемент. Експлоатационните разходи в т. 2 включват разходи за ремонт.

И. Александров каза, че прави справка в експлоатационните разходи, които са записани с ценовия модел.

С. Тодорова обърна внимание, че членовете на Комисията нямат моделите и сега се коментира това, което е записано. Възможно ли е да има една точка експлоатационни разходи, след това работни разплати, горива и накрая суровини и материали? В обобщаващата таблица при експлоатационните разходи са включени всички. Коректно ли е това?

И. Александров отговори, че е коректно.

С. Тодорова каза, че няма да приеме да записването по този начин. Това е елементарно и само трябва да се знае какво е експлоатационен разход и след това да се съберат три числа.

И. Александров каза, че са събрани не три, а пет числа. Тези пет числа трябва да бъдат докладвани, за да са наясно всички. Ще се направи проверка дали действителността



съответства на описанието. Ако има необходимост, ще бъде направена корекция, но истината трябва да се каже. В графата за експлоатационни разходи влизат суровини за производство на енергия, горива за транспорт, труд и работна заплата, ремонт и др. Тези пет позиции са включени в експлоатационните разходи. Отделно са разходите за амортизация, които не са част от експлоатационните разходи, както и възвръщаемост на капитала. Цената се калкулира по този начин. Ще се направи проверка дали е описано по същия начин.

И. Иванов каза, че в т. 2 не могат да бъдат записани експлоатационни разходи, защото това изначално означава, че трябва да са включени всички експлоатационни разходи. В т. 3 трябва да се запишат разходите за работни заплати, които са елемент от експлоатационните разходи. Излиза, че те са част от т. 2, а те са по-големи. Ще бъде по-коректно в т. 3 да се за запишат разходи за работни заплати, а това, което е описано от т.3 до т.5 да се запише в т.2.

С. Тодорова каза, че се говори за наименованието и съответстващите разходи.

А. Иванова каза, че наименованието на т. 2 ще бъде променено.

Р. Осман каза, че неговият въпрос следва вече направените коментари. Ще бъде изчистено какво включват експлоатационните разходи. В т. 2. е записано: „*Експлоатационни разходи (в т. ч. разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:*

*- за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 45,58 лв./MWh.*“.

Не става ясно как са калкулирани разходите за материали. Няма ли тези разходи да бъдат калкулирани два пъти, когато всички разходи се съберат под един знаменател. По този начин ще се получи по-висока стойност.

А. Иванова каза, че разходите за материали са свързани с поддръжката и ремонта и те нямат нищо общо със суровината и разходите за транспорт.

С. Тодорова каза, че когато се съберат всички числа по експлоатационните разходи, се получават същите стойности, които са посочени в таблицата, където разходите са разделени на експлоатационни разходи, разходи за амортизации, за възвръщаемост. Числото е вярно. В края на стр. 9 има таблица. За първата група до 500 kW са записани експлоатационни разходи в размер на 284,55. Това е сумата от т.нар. по-горе експлоатационни разходи.

И. Александров отговори, че това не така. В тези 284 лв. влизат пет позиции, които вече е изброил.

С. Тодорова обърна внимание, че не е завършила изказването си. За елементарни неща е отделено толкова много време. С. Тодорова каза, че ще изброи какво трябва да бъде записано, защото не желае да слуша аргументите на работната група. Т. 2 *Експлоатационни разходи*. Трябва има подточки за заплати, горива, суровини. В кое число спадат разходите за опазване на околната среда? Защо в разходите не е включена амортизацията като отделна точка в описанието? Колко е възвръщаемостта? В т. 1 има две групи, но начинът по който са описани е много тромав. Необходимо е да се направи таблица с две колони. Колоните да са двете групи, в ляво да се напишат инвестиционни разходи, в това число експлоатационни разходи и останалите елементи. Там трябва да бъдат написани числата. Ако т. 2 Експлоатационни разходи остане, отново трябва да се повторят двете групи и да се запише сумата от всички. Така текстът става много тромав. Това трябва да бъде отбелязано в таблица. Не трябва ли всичко да бъде изброено в техническите и икономическите параметри? Изброяват се само тези, които оказват влияние, а които не оказват влияние не се изброяват. Амортизацията са едни от тях и явно не оказват влияние.

И. Иванов каза, че има забележки, които работната група си е записала. Те трябва да бъдат отразени, но не влияят върху решението, което е представено на последните страници. Необходимо е в мотивите задължително да се отразят тези корекции.

С. Тодорова обърна внимание, че не е даден отговор за срока на амортизация. Трябва ли амортизацията да бъде обвързана на 100% със задължителния срок на изкупуване?

Е. Хаританова каза, че срокът за експлоатация на електрическите съоръжения е 25 години.

И. Иванов запита членовете на Комисията дали са съгласни решенето да бъде представено за подпис, при положение, че работната група отрази посочените в хода на дискусиата забележки.

Р. Осман каза, че са направени предложения за изменения. Председателят трябва да ги обяви и да се провери дали има консенсус по тях. Има коментари за една част от тези предложения, но за другата част не е ясно дали се приемат от Комисията. Не е правилно работната група да излиза с подобен общ текст, който трябва да бъде подписан. Трябва да се знае какви изменения се предлагат и дали има консенсус по тях. Относно т. 2 има пълен консенсус.

И. Иванов запита членовете на Комисията дали считат, че работната група трябва да нанесе корекциите преди представянето на решението за подпис в раздела за ценообразуващите елементи.

С. Тодорова каза, че има забележки по двата параграфа, които са свързани с нормата на възвръщаемост. Последното изречение трябва да бъде премахнато. Самият начин, по който е направено описанието, е неверен. Зададен е въпрос защо нормата на възвръщаемост е 7%. Отговорът е, че винаги е била толкова. Не е добре да се продължава по този начин. С. Тодорова каза, че може да предложи дефиниция или описание, което да замести първата част от предпоследния параграф на тази точка.

Р. Осман каза, че трябва да има конкретни предложения за изменение и допълнение, защото това е коректният начин както към работната група, така и към членовете на Комисията. Щом се предлага отпадането на даден текст, трябва да се предлага какво да се запише на негово място. Това е нормалната процедура за изменение на един документ. В противен случай се губи връзката.

И. Иванов запита С. Тодорова дали има конкретни предложения за промяна в текста.

С. Тодорова отговори, че има конкретни предложения. Трябва да се направи таблица за нормата на възвръщаемост за двете групи. Където има една група, може да остане този вариант. Това предложение е ясно.

И. Иванов добави, че след това трябва да бъде направена и преномерация. Тези поправки трябва да бъдат нанесени в проекта за решение. И. Иванов запита работната група дали има яснота относно това, което трябва да бъде коригирано.

И. Александров отговори, че няма неясноти.

С. Тодорова допълни, че 2015 г. трябва да бъде премахната. Думата *която* във втори параграф трябва да бъде заменена с друга. Това са технически корекции, които трябва да бъдат отразени.

Р. Осман обърна внимание, че не може да подпише решение, ако не е запознат с текста. Сега се говори много абстрактно и не е ясно какво ще коригира работната група. Председателят трябва да каже какви са предложенията на С. Тодорова, за да останат в протокола. След това може да се прочете от протокола какви са били направените предложения.

И. Иванов каза, че е съгласен с казаното от Р. Осман. Другият вариант е да се отложи вземането на решение, за да може работната група да отчете всички забележки. След седмица членовете на Комисията могат да се произнесат по това решение. Тогава ясно ще се видят направените изменения.

Р. Осман каза, че не е сложно този, който прави предложение за промяна в текста да каже какво трябва да отпадне. Затова се водят протоколи от заседанията и има служители, които получават заплати за тази дейност. Работната група си води бележки.

Председателят трябва да каже какви предложения има и прави проверка дали има консенсус по тях. Не е нужно вземането решение да бъде отложено.

И. Иванов запитва С. Тодорова какви са нейните предложения.

С. Тодорова отново направи своите предложения за промяна. Във втори параграф на стр. 5 е записано: „Комисията приема за частично обосновано възражението относно размера на експлоатационните разходи, предвид което **като** са направени съответни корекции в същите по отношение на електрическите централи с инсталирана 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони и на електрическите централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони“. Думата **като** трябва да отпадне.

И. Иванов повтори, че думата **като** трябва да отпадне от този параграф и запитва С. Тодорова какво е следващото ѝ предложение.

С. Тодорова каза, че на стр. 6 е записано: „Съгласно чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ преференциалните цени се определят по реда на НРЦЕЕ, като се отчитат **вида** на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начина на монтиране на съоръженията, както и: инвестиционните разходи; нормата на възвръщаемост и структура на капитала; производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси; разходите, свързани с по-висока степен на опазване на околната среда; разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата; другите експлоатационни разходи.“ Трябва да се запише **видът**, а не вида.

В т.2 на стр.6 е записано: „Използването на този подход при изпълнение на регулаторните правомощия на КЕВР е свързано с прилагането на принципите по чл. 23 от ЗЕ, в частност на **принцип** за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия.“ Трябва да бъде записано **принципа**.

С. Тодорова каза, че може да предложи формулировка за това как се определя нормата на възвръщаемост, като е използвала записаното в текста, без да се прави уточнение дали е това всичко при определянето на норма на възвръщаемост на собствения капитал. С. Тодорова поясни, че само е прецизирала този параграф, който така представен е неверен и предложи да бъде записано:

**„При определяне на средно претеглена норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се използва:**

**1. За определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал: метод за оценка на капиталовите активи при следните параметри: дългосрочен лихвен процент за оценка степента на конвергенция, пазарната рискова премия, бета коефициент на активите.**

**2. За определяне нормата на възвръщаемост на привлечен капитал: актуална цена на привлечения капитал.“**

И. Иванов запитва дали този текст трябва да замести само изречението или целия абзац.

С. Тодорова отговори, че се замества първото изречение: „При прилагане на метода за оценка на капиталовите активи за определяне нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане са използвани следните параметри: процент дългосрочен лихвен за оценка степента на конвергенция, пазарната рискова премия, бета коефициент на активите и цената на привлечения капитал.“

И. Иванов каза, че това е новата редакция а първото изречение.

С. Тодорова каза, че последното изречение трябва да отпадне.

И. Иванов повтори, че изречението: „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“ трябва да отпадне.

С. Тодорова каза, че в последния параграф на стр. 7 е записано: „За електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW, които произвеждат електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство и които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, е предвидено нетно специфично производство на електрическа енергия за 2015 г. в размер на 6 300 kWh/kW, при пълни ефективни часове от 7 000 h, които са изчислени на база специфичната производителност на съответните централи (kWh/kW), нивото на годишна натовареност, при спазване на технологичните изисквания на процесите на разлагане, като са взети предвид собствените нужди в размер на 10%“. Трябва да отпадне „за 2015 г.“. Заглавието на т.3 да не бъде членувано, а да се запише: **Производителност** на инсталацията според вида технология на електрическите централи.

И. Иванов допълни, че именно в тази точка трябва да отпадне изписването на 2015 г.

С. Тодорова каза, че в първия параграф на следващата страница отново е записана 2015 г. и също трябва да отпадне. Отправен е въпрос към работната група защо е записано „...които са изчислени на база специфичната производителност на **съответните централи**“, но не е получен отговор.

И. Иванов каза, че трябва да се запише: „...които са изчислени на база специфичната производителност на **централите**“, освен ако съответните централи не са двата вида под 1,5 МВтч и над 1,5 МВтч.

С. Тодорова обърна внимание, че на стр. 8 е записано: „Цените, приложени в ценообразуващата обща рамка, са в размер на 7 евро/t (13,69 лв./t) на животинската субстанция и на растителната маса в размер на 50 евро/t (97,79 лв./t)...“. Да се запише: **за животинската субстанция и за растителната маса**. Членовете на Комисията трябва да преценят дали да остане в текста „съгласно **представените оферти**“ или да бъде записано „съгласно **офертите**“. Изречението завършва: „...станция биогаз, **която влияе** пряко върху размера на експлоатационните разходи в частта на суровините за производство на енергия и горивата за транспорт.“. Необходимо е да се запише **които влияят**. На следващата страница елементите за двете групи да бъдат представени в табличен вид, като хоризонтално бъдат изписани групите, а вертикално са посочени разходите и техните съставки. Трябва да се добавят амортизациите. Средно претеглената норма на възвръщаемост бъде заменена с възвръщаемост, защото това е разходът. Същото важи за т. II. За нея няма нужда от таблица, но разходите трябва да бъдат структурирани по същия начин.

И. Иванов каза, че всички членове на работната група приемат направените предложения, които са изрично обяснени. Работната група може да ги отчете в крайния вариант на текста, ако си свърши работата.

И. Александров каза, че е останала само средно претеглената норма на възвръщаемост. Това е норма, която е в проценти. Възвръщаемостта е посочена в таблицата и е в левове. Ако се направи механична поправка и се запише 7%, ще бъде грешно. Казано е добре, че нормата е 7% като параметър, а възвръщаемостта е в левове за 1 MW.

С. Тодорова каза, че не е искала да се направят промени само в текста, без да се промени числото.

И. Александров отговори, че само е направил уточнение.

И. Иванов прочете на членовете на Комисията предложението за решение относно определяне на цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса.

На основание чл. 32, ал. 1, т. 2 и ал. 2, във връзка с чл. 24, т. 3 от Закона за енергията от възобновяеми източници (обн. ДВ. бр. 35 от 3 май 2011 г., посл. изм. и доп. ДВ. бр. 56 от 24 юли 2015 г.), във връзка с § 54 от Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ. бр. 17 от 6 март 2015 г.), чл. 19, чл. 20 и чл. 21 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Определя, считано от 01.12.2015 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW включително, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - 376,78 лв./MWh, при пълни ефективни часове от 7 500 h.

2. Електрически централи с инсталирана електрическа мощност над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - 347,46 лв./MWh, при пълни ефективни часове от 7 500 h.

3. Електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - 349,06 лв./MWh, при пълни ефективни часове от 7 000 h.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (И. Н. Иванов, С. Тодорова, Р. Осман, А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **три гласа** (А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.2.** Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-29-8 от 09.05.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 26.06.2015 г., заявление с вх. № Е-15-29-8 от 12.08.2015 г., и коригирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 04.09.2015 г., подадено от „Комекес“ АД за **утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков**, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-29-8 от 09.05.2014 г., допълнено със заявления вх. № Е-15-29-8 от 26.06.2015 г. и вх. № Е-15-29-8 от 12.08.2015 г. и коригирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 04.09.2015 г. от „Комекес“ АД за утвърждаване на цени за дейностите: „разпределение на природен газ“ и „цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по групи и подгрупи клиенти за територията на община Самоков.

Със Заповед № 3-Е-152 от 19.05.2014 г. на председателя на Комисията е

сформирана работна група, която да извърши проверка на преписката за установяване на основателността на искането за утвърждаване на цени на природния газ.

Във връзка с наличието на отчетни данни за базовата 2013 г. и за 2014 г. с писмо с изх. № Е-15-29-9 от 27.04.2015 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да актуализира параметрите на бизнес плана и електронния модел на цените за периода 2014-2018 г. за територията на община Самоков, както и да представи актуализирани заявления за одобряване на бизнес план и за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

„Комекес” АД е подало заявление с вх. № Е-15-29-8 от 26.06.2015 г. за утвърждаване на цени за дейностите: „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, с приложени справки и електронен модел на цените.

С писмо с изх. № Е-15-29-8 от 10.07.2015 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи в 7-дневен срок преработен електронен модел на цените, като в него бъде отразена целевата норма на възвръщаемост на капитала, определена с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., т. 1 на ДКЕВР, обосновка и прогноза за числеността на персонала за периода 2014-2018 г.

С писмо с вх. № Е-15-29-8 от 21.07.2015 г., „Комекес” АД е уведомило Комисията, че преработката и отстраняването на неточностите в модела за цените и бизнес плана изисква повече време, поради непредвиденото отсъствие на експерти и специалисти, пряко свързани с подготовката на изискваните документи.

С писмо с изх. № Е-15-29-8 от 29.07.2015 г. на Комисията, на дружеството е указано да отстрани следните допуснати неточности в представения електронен модел: не са посочени нормата на възвръщаемост на собствения и на привлечения капитал. В тази връзка от дружеството е изискано да представи коригиран електронен модел на цените, като структурата на капитала и цените бъдат коректно отразени и в бизнес плана.

С писмо с вх. № Е-15-29-8 от 12.08.2015 г. дружеството е предоставило коригиран електронен модел на цените и преработен бизнес план за периода 2014-2018 г., както и коригирано заявление за цени за територията на община Самоков.

Във връзка с допуснати неточности „Комекес” АД е представило коригирано заявление с вх. № Е-15-29-8 от 04.09.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, по групи и подгрупи клиенти, за територията на община Самоков, както и електронен модел на цените и приложени справки към него.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-275 от 23.09.2015 г. (доклада), който е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 196 от 29.09.2015 г., т. 1, и е публикуван на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, на 07.10.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са присъствали представители на „Комекес” АД в качеството им на членове на Съвета на директорите (СД) на дружеството. Представителите на лицензианта са заявили, че са съгласни с доклада. В КЕВР не е постъпвало становище и възражение от дружеството след откритото заседание. След приемане на проект на решение за утвърждаване на цени на дружеството от КЕВР на проведеното на 14.10.2015 г. закрито заседание на Комисията, е насрочена дата за провеждане на обществено обсъждане съгласно чл. 14 от ЗЕ. На общественото обсъждане, проведено на 21.10.2015 г., присъстващите представители на „Комекес” АД са заявили, че нямат възражения по предложените цени в проекта на решение. Заинтересованото лице КТ „Подкрепа” чрез свой представител също е заявил, че няма възражение по проекта на решение.

В законоустановения 14-дневен срок съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в Комисията не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Комекес” АД.

**След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:**

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8 и т. 12 от ЗЕ и чл. 2, т. 2 и т. 3 от НРЦПГ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

„Комекес” АД е титуляр на лицензии № Л-174-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-174-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Самоков, издадени за срок до 17.12.2039 г.

Дружеството е представило доказателства за изпълнението на изискванията на разпоредбата на чл. 33 от НРЦПГ, съгласно която в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени, дружеството оповестява в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени. Представена е публикация от интернет страницата на „Комекес” АД, видно от която на 06.05.2014 г. дружеството е оповестило предложенията си за утвърждаване на нови цени.

По данни на „Комекес” АД, предложената тарифна структура е съобразена с извършените маркетингови проучвания на нагласите на различните групи клиенти на природен газ. Отчетени са пазарните условия и разходите, извършвани от дружеството за отделните клиентски групи и подгрупи. В зависимост от това, за какви цели ползват природния газ, клиентите са разделени на три групи: промишлени (стопански); обществено-административни и търговски; и битови. За групата стопански клиенти, с цел определяне на прогнозната консумация, е направен анализ на потреблението на алтернативни енергоизточници, както и съответните производствени (топлинни) мощности за всеки един клиент поотделно. За всеки от тях са уточнени количествата и вида на горивата, използвани през последните години, мощността на съществуващите енергийни системи, както и планове за развитие в бъдеще. Отчетени са климатичните фактори и предпоставките за замяна на съществуващите горивни системи с такива, работещи на природен газ.

Прогнозният брой клиенти в планираните за развитие нови туристически локации и параметрите на потребление са изчислени на база на планове за застрояване и опита, който дружеството има при газификацията на подобни обекти. При определяне на прогнозното потребление на клиентите от битовия сектор са проведени социологически проучвания с цел установяване на нагласите, възможностите и желанията на потенциалните клиенти от сектора за извършване на реална газификация. На база на всички тези изследвания са обособени различните категории клиенти, като в зависимост от прогнозираното икономическо и демографско развитие на общината е определен потенциалният пазар на природен газ за всяка една от групите и подгрупите клиенти.

Дружеството е представило подгрупи към групите със съответни пределни цени за клиентите според консумацията на природен газ. Ценообразуването за всяка от трите групи и подгрупи клиенти зависи от необходимите годишни приходи за дейността и количеството продаден природен газ.

КЕВР приема, че предложената тарифна структура е съобразена с пазарните условия и отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, съгласно който енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от Комисията различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата.

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от лицензианта регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години от 2014 г. до 2018 г. включително. Комисията приема, че така предложеният

регулаторен период е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

## 2.Необходимии приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемостта на капитала. Необходимите годишни приходи са изчислени по години, както следва: за дейността „разпределение на природен газ“ в таблица № 1 и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ в таблица № 2.

Необходимите годишни приходи са прогнозирани съгласно нормативните изисквания.

Необходимите приходи са разпределени по основните клиентски групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови.

*Дейност „разпределение на природен газ“*

*Таблица № 1*

Групи клиенти	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промишлени клиенти	хил. лв.	241	300	287	303	325
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	517	614	866	1 170	1 779
Битови клиенти	хил. лв.	237	269	284	324	423
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>994</b>	<b>1 184</b>	<b>1 437</b>	<b>1 798</b>	<b>2 527</b>

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“*

*Таблица № 2*

Групи клиенти	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промишлени клиенти	хил. лв.	37	34	30	29	30
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	41	43	39	40	44
Битови клиенти	хил. лв.	31	30	32	35	40
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>109</b>	<b>108</b>	<b>101</b>	<b>105</b>	<b>113</b>

### 2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата.

В таблица № 3 е представено съотношението на разходите на отделните дейности към общия размер на разходите.

*Общи разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 3*

Наименование	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Общо разходи	%
<b>Общо разходи в т.ч.</b>	<b>584</b>	<b>632</b>	<b>726</b>	<b>894</b>	<b>1 133</b>	<b>3 969</b>	<b>100%</b>
Разходи за дейността „разпределение на природен газ“	562	610	701	866	1 102	3 841	97%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	22	22	25	28	31	128	3%

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи и по икономически елементи, както следва:

#### 2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Общите разходи за дейността „разпределение на природен газ“ са в размер на 3 841 хил. лв. от които:

2.1.1.1. Условно-постоянни разходи /УПР/, свързани с експлоатацията и



*поддръжката на ГРМ за дейността „разпределение на природен газ“ са в размер на 3 698 хил. лв.*

*Разходите за материали* представляват 6% от УПР. Тези разходи се увеличават от 33 хил. лв. през 2014 г. до 72 хил. лв. през 2018 г. Разходите за материали включват: разходи за горива за автотранспорт, планирани в зависимост от дължината на обслужваната газоразпределителна мрежа (ГРМ) и изчислени в размер на 110 лева на километър изградена ГРМ; разходи за работно облекло – изчислени са на база броя на персонала и са в размер на 160 лева за всяко заето лице, като се реализират веднъж на две години; разходи за канцеларски материали – прогнозирани са на база действащи в момента цени и са в зависимост от необходимите материали за осъществяване на офис дейността; материали за текущо поддържане – включват резервните части за ремонт на линейните обекти и са прогнозирани в размер на 0.25% от стойността на изградените линейни участъци. Резервните части за ремонт на съоръжения са прогнозирани в размер на 0.70% от стойността на изградените съоръжения.

*Разходите за външни услуги* представляват 14% от УПР. През регулаторния период тези разходи се увеличават от 80 хил. лв. през 2014 г. на 133 хил. лв. за 2018 г. Те включват: застраховки, прогнозирани в размер на 0.16% от стойността на дълготрайните материални активи и включват: имуществена застраховка, застраховка за причинени вреди на трети лица и др. В разходите за външни услуги са включени и разходите, свързани с местни данъци и лицензионните такси съгласно Тарифата за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ. В същата група разходи са включени още разходи за: пощенски и телефони услуги; абонаменти, които са прогнозирани в зависимост от броя на офисите, като за централния офис в гр. Самоков са в размер на 4 хил. лева на година, а за предвидения за откриване офис в с. Говедарци в размер на 2 хил. лева на година; абонаментно поддържане - в тях са включени разходите за сервизно обслужване и поддръжка на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации, разходи за осъществяване на годишните прегледи от органите на техническия надзор, както и разходите за сервизно обслужване на офис техниката и автомобилната и строителна техника, необходими за осъществяване на дейността. Изброените разходи са прогнозирани в зависимост от дължината на изградената ГРМ в размер на 320 лева в годишен аспект на километър изградена мрежа. Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са прогнозирани в зависимост от дължината на изградената ГРМ в размер на 10 лева годишно на километър изградена мрежа. Разходите за наеми включват наем на офиси, като са прогнозирани в размер на 4 920 лева годишно за офиса в гр. Самоков и 2 400 лева годишно за офиса в с. Говедарци. Разходите за проверка на уреди са прогнозирани в зависимост от разработената програма за проверка на уреди за търговско измерване. Експертните и одиторски разходи са прогнозирани в размер на 15 хил. лв./год. за всяка една година от периода на бизнес плана. Разходите за вода, отопление и осветление са прогнозирани в зависимост от отчетните разходи за базовата година и броя на офисите.

*Разходите за амортизации* са с най-голям относителен дял от УПР – 58%. През регулаторния период те се увеличават от 317 хил. лв. за 2014 г. на 659 хил. лв. за 2018 г. Разходите за амортизации са изчислени по линеен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 18% от общия обем УПР, като от 110 хил. лв. през 2014 г. се увеличават до 162 хил. лв. през 2018 г. В тези разходи са включени разходите за заплати и възнаграждения на експерти и служители, работещи по експлоатацията и поддръжката на ГРМ. Предвиденото нарастване на разходите за възнаграждения е пряко свързано с намерението на дружеството за увеличаване числеността на персонала с отварянето на нов офис в с. Говедарци.

*Разходи за социални осигуровки* включват планираните разходи за социални и здравни осигуровки, начислявани върху работната заплата, като размерът им през

прогнозния период е съобразен с промените в ЗДДФЛ, ЗЗО, ЗБДОО, КСО и др. Тези разходи представляват 3% от УПР, като нарастват от 15 хил. лв. през 2014 г. до 24 хил. лв., съобразно предвиденото нарастване на разходите за възнаграждения и заплати. Социалните осигуровки представляват 14% от размера на разходите за заплати и възнаграждения за съответната година. Те включват вноските, начислени върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период, съгласно българското законодателство.

*Другите разходи* са с относителен дял 1% от УПР, като от 7 хил. лв. за 2014 г. достигат до 13 хил. лв. в края на регулаторния период. В тях са включени разходи за охрана на труда, свързани с провеждане на мероприятия по охрана на труда, организация на работните места и снабдяване с материали във връзка с охраната на труда, прогнозиран са в размер на 90 лв./год. за всяко заето лице. Разходите за командировки и обучения на персонала са определени в зависимост от броя на персонала и са в размер на 550 лв./год. за всяко заето лице. Разходите за маркетинг и реклама са прогнозиран като 0.05% от реализираните приходи от продажба на природен газ.

*2.1.1.2. Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ (променливи разходи):*

В разходите, пряко зависещи от количествата пренесен/доставен природен газ, дружеството е включило разходи за одорант, изчислени в размер на около 0.26 лв./1000 м<sup>3</sup> природен газ. Загубите на газ са прогнозиран около 0.6% от прогнозната консумация на природен газ, като са свързани с развитието на мрежата и технологичните операции при присъединяването на нови клиенти.

#### **2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”**

*2.1.2.1. Условно-постоянните разходи /УПР/ за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”* са в размер на 128 хил. лв. за петгодишния период и представляват 3% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за осъществяване на лицензионните му дейности.

*Разходите за материали* са в размер на 6% от УПР и се увеличават от 1.3 хил. лв. през 2014 г. до 2.2 хил. лв. през 2018 г. Те включват разходи за горива за автотранспорт и разходи за канцеларски материали.

*Разходите за външни услуги* представляват 22% в общата сума на УПР. През регулаторния период те се увеличават от 5.4 хил. лв. за 2014 г. на 6 хил. лв. за 2018 г. Тези разходи включват: разходи за данъци и такси, за наеми, разходи за пощенски и телефонни услуги, разходи за абонаменти, разходи за експертни и одиторски услуги, разходи за вода, отопление и осветление.

*Разходите за амортизация* имат относителен дял от 2% в общата сума на УПР. През регулаторния период те се увеличават със 17%, т.е. от 0.6 хил. лв. през 2014 г. до 0.7 хил. лв. през 2018 г. Разходите за амортизации са изчислени по линеен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 58% в общата сума на УПР, като нарастват от 12 хил. лв. през 2014 г. до 18 хил. лв. през 2018 г. и в тях са включени разходите за заплати и възнаграждения на служители и работници, заети с експлоатация и поддръжка на ГРМ. Предвиденото нарастване на разходите за заплати и възнаграждения с 48% е във връзка с развитието на дейността на дружеството и предстоящото откриване на нов офис в с. Говедарци.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 8% в общата сума на УПР, като нарастват с 59%, от 1.7 хил. лв. през 2014 г. до 2.7 хил. лв. Тяхното изменение е съобразно предвиденото нарастване на разходите за възнаграждения и заплати. Тези разходи включват вноските, начислени върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период, съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др.

*Другите разходи* са с относителен дял от 4% в УПР и са в общ размер на 6 хил. лв. за регулаторния период. Тези разходи се увеличават от 0.7 хил. лв. през 2014 г. до 1.5 хил.

лв. през 2018 г. В тях са включени разходи за охрана на труда, разходи за реклама и маркетингова дейност, разходи за командировки и обучения на персонала.

За регулаторния период, дружеството не предвижда да извършва социални разходи за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

2.1.2.2. Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ, за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” не са предвидени от дружеството за регулаторния период.

### 2.1.3. Общите разходи за дейностите дружеството е разделило, както следва:

- в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за: горива, работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, командировки и обучение на персонала, разходите за маркетинг и реклама;

- 100% към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на природен газ по мрежата;

- 100% към дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

### 2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Стойностите на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите по разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ от краен снабдител по години за регулаторния период са обобщени съответно в таблици № № 4 и 5:

Дейност „разпределение на природен газ” (хил. лв.)

Таблица № 4

№	Позиция	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	Балансова стойност на ДМА	4 158	5 131	7 397	9 666	14 360
2	Балансова стойност на ДНА	0	0	1	2	2
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	726	717	768	852	951
4	Необходим оборотен капитал	31	36	42	48	55
5	Регулаторна база на активите	3 463	4 451	6 672	8 864	13 467
6	Норма на възвръщаемост	12.5%	12.9%	11.0%	10.5%	10.6%
7	Възвръщаемост	432	574	736	932	1 426
8	Разходи	562	610	701	866	1 102
9	УПР	562	577	667	830	1 063
10	Променливи разходи	0	33	34	37	39

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител” (хил. лв.)

Таблица № 5

№	Позиция	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	Балансова стойност на ДМА	20	20	22	22	22
2	Балансова стойност на ДНА	0	0	0	0	0
3	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4	Необходим оборотен капитал	681	643	664	706	753
5	Регулаторна база на активите	701	663	687	728	775
6	Норма на възвръщаемост	12.5%	12.9%	11.0%	10.5%	10.6%
7	Възвръщаемост	87	85	76	77	82
8	Разходи	22	22	25	28	31
9	УПР	22	22	25	28	31
10	Променливи разходи	0	0	0	0	0

При определяне размера на оборотния капитал, дружеството е приложило разпоредбите на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Комисията приема така изчисления от енергийното предприятие оборотен капитал, който представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка.

Планираните инвестиции на лицензионната територия за регулаторния период са в размер на 12 016 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 11 607 хил. лв. За съоръжения за небитови и битови клиенти са предвидени 409 хил. лв., които ще се инвестират през регулаторния период.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Комекес” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2014-2018 г. е в размер 10.91% при структура на капитала 59.42% собствен и 40.58% привлечен капитал. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 11.60% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 8%. Дружеството е предложило пониска от определената с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., т. 1 на Комисията среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала.

### 3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството са представени по години и по групи клиенти в таблици №№ 6 и 7:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 6*

Групи клиенти	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промислени клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	3 683	3 905	3 924	4 009	4 095
ОА и търговски клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	3 939	4 634	4 854	5 246	5 647
Битови клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	1 208	1 239	1 321	1 473	1 700
<b>Общо:</b>	<b>хил.м<sup>3</sup>/год.</b>	<b>8 830</b>	<b>9 779</b>	<b>10 099</b>	<b>10 729</b>	<b>11 442</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

Групи клиенти	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промислени клиенти	бр.	14	14	16	18	18
ОА и търговски клиенти	бр.	109	113	128	147	160
Битови клиенти	бр.	923	963	1 058	1 203	1 416
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>1 046</b>	<b>1 090</b>	<b>1 202</b>	<b>1 368</b>	<b>1 594</b>

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределение отчитат дела на дълготрайните материални активи на газоразпределителната мрежа на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. По предложение на дружеството, стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход. От представените от дружеството данни е видно, че коефициентите за разпределяне на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта по основните групи клиенти се изменят през регулаторния период, както следва: за дейността „разпределение на природен газ” за промишлени клиенти намаляват от 0.24 за 2014 г. на 0.13 за 2018 г. Тенденцията при общественно-административните и търговски клиенти е обратна - при тях коефициентите нарастват от 0.52 за 2014 г. на 0.71 за 2018 г. При битовите клиенти също се наблюдава тенденция на намаление, като коефициентите намаляват от 0.24 за 2014 г. на 0.17 за 2018 г.

Предложените от дружеството коефициенти за разпределение на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са както следва: за промишлените клиенти намаляват от 0.34 на 0.26 в края на

регулаторния период; за общественно-административните и търговски клиенти стойността на коефициента плавно се увеличава от 0.38 за 2014 г. на 0.39 за 2018 г., а за битовите клиенти коефициентът увеличава стойността си от 0.29 за 2014 г. на 0.35 за 2018 г.

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. В тази връзка, изменението за промишлените клиенти е от 0.42 за 2014 г. на 0.36 за 2018 г. Коефициентите при общественно-административните и търговски клиенти се увеличава от 0.45 на 0.49 в края на периода. При битовите клиенти се наблюдава лек спад в стойността на коефициента от 0.14 за 2014 г. на 0.13 за 2015 г., а за 2016 г. плавно се увеличава от 0.13 на 0.15 за 2018 г.

#### 4. Определяне на цени

##### 4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ:

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение.

##### 4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител:

Съгласно разпоредбите на чл. 19 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба. Цените могат да включват компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, цена за снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

Предложените за утвърждаване цени на „Комекес” АД за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков са посочени в таблица № 8:

*Предложение за цени за пренос през ГРМ и снабдяване на природен газ Таблица № 8*

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 нм <sup>3</sup> )	Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител (лв./1000 нм <sup>3</sup> )
Промислени клиенти		
до 20 000 нм <sup>3</sup> /год. вкл.	170.86	8.28
от 20 000 нм <sup>3</sup> до 100 000 нм <sup>3</sup> /год. вкл.	126.16	8.28
от 100 000 нм <sup>3</sup> до 1 000 000 нм <sup>3</sup> /год. вкл.	80.18	8.28
над 1 000 000 нм <sup>3</sup> /год.	59.76	8.28
ОА и търговски клиенти		
до 5 000 нм <sup>3</sup> /год. вкл.	229.01	8.66
от 5 000 нм <sup>3</sup> до 20 000 нм <sup>3</sup> /год. вкл.	223.37	8.66
от 20 000 нм <sup>3</sup> до 100 000 нм <sup>3</sup> /год. вкл.	206.53	8.66
от 100 000 нм <sup>3</sup> до 200 000 нм <sup>3</sup> /год. вкл.	194.27	8.66
над 200 000 нм <sup>3</sup> /год.	167.06	8.66
Битови клиенти	219.08	24.44

*Забележка: В предложените за утвърждаване цени не е включен ДДС и акциз*

Предложените за утвърждаване цени от „Комекес” АД са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложен в бизнес плана за периода 2014-2018 г.

„Комекес” АД не предлага промяна на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков, утвърдени с Решение № Ц-019 от 26.04.2010 г. на Комисията.

Изказвания по т.2:

Излезе Р.Осман.

И. Иванов запита членовете на работната група дали има нови обстоятелства и факти относно заявлението от „Комекес” АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков, след проведеното обществено обсъждане.

Г. Дечева докладва, че след проведеното обществено обсъждане не е постъпила нова информация, както и възражения от страна на заявителя и заинтересованите лица. Работната група предлага на Комисията да приеме окончателно решение относно така представените цени за „Комекес” АД, които да влязат в сила от 01.12.2015 г.

И. Иванов каза, че този проект за решение е обсъден и приет от Комисията на закрито заседание, проведено на 14.10.2015 г.

С. Тодорова каза, че в решението е записано: *„Утвърждава, считано от 01.12.2015 г. на „Комекес” АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков при регулаторен период до 2018 г. включително...“*. Защо е записано *„до 2018 г. включително“*? С. Тодорова каза, че предлага посочването на 2018 г. да отпадне. Това не са цени до края на 2018 г.

Г. Дечева обясни, че е записан само крайният срок на регулаторния период, защото това е дружество от групата, за която регулаторният период започва от 2014 г. Работната група е преценила, че е нелепо да се запише, че регулаторният период е 2014 г. – 2018 г., при положение, че заявлението се разглежда в края на 2015 г.

С. Тодорова каза, че Комисията утвърждава цени от 01.12.2015 г. Предметът на това решение не е кога и как ще бъдат променени тези цени. Защо изобщо се записва регулаторен период и с каква цел?

Р. Тахир каза, че регулаторният период се записва винаги.

С. Тодорова отново запита с каква цел се прави това.

Р. Тахир отговори, че това се прави, защото регулаторният период отговаря на периода на бизнес плана.

С. Тодорова обърна внимание, че цената, която Комисията утвърждава в момента, е от 01.12.2015 г. Когато това бъде прочетено, се остава с впечатлението, че тя е до края на 2018 г.

Е. Маринова обясни, че в наредбата има изисквания към съдържането на решението. Едно от тези изисквания е да бъде посочена продължителността на регулаторния период.

С. Тодорова каза, че продължителността се записва, ако това е първа цена.

Е. Маринова отговори, че това е първа цена.

С. Тодорова каза, че според нея тази продължителност не може да бъде записана към цената.

Е. Маринова повтори, че това е първа цена за регулаторния период.

И. Иванов каза, че трябва да се запише: *„Утвърждава, считано от 01.12.2015 г. на „Комекес” АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков при регулаторен период 2014 г. - 2018 г.“*. Това е и заявката на самото дружество.

Е. Маринова обясни, че трябва да има стандартна точка, която да посочва периода 2014 г. - 2018 г., но тъй като вече приближава краят на 2015 г. е избрана формулировка с посочване само на последната година.

И. Иванов каза, че трябва да бъде уточнено докога важат тези цени. Предходните решения също са приемани със съответен период, който е в съответствие с бизнес плана на дружеството.

С. Тодорова каза, че при започване нов регулаторен период е нормално да се запише неговото начало и край, както и каква е първоначалната цена за периода. Въпросът сега е защо решението е записано по този начин.

И. Иванов каза, че това е първа цена. Проблемът е, че се утвърждава през 2015 г.

С. Тодорова обърна внимание, че в параграфа, при който е записано, че Комисията утвърждава цени се посочва регулаторен период до 2018 г. По този начин изглежда, че цената ще важи до края на периода. Това не е така, защото цените се променят.

Р. Тахир каза, че досега това не е правено.

И. Иванов обърна внимание, че и останалите проекти за решения от дневния ред са записани по този начин и досега са приемани в този вид.

С. Тодорова обърна внимание, че фактът, че досега не са променяни цени не може да бъде аргумент. Подобен отговор не е удовлетворителен и трябва да се помисли по този въпрос.

И. Иванов каза, че предложението на С. Тодорова е да отпаднат думите „при регулаторен период до 2018 г. включително“.

С. Тодорова каза, че сега е разбрала, че това не може да бъде направено. Трябва да се запише в отделна точка, но е казано, че и това не може да бъде направено.

И. Иванов предложи проектът за решение да бъде гласуван така, както е предложен от работната група.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т.5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

Утвърждава, считано от 01.12.2015 г. на „Комекес“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков при регулаторен период до 2018 г. включително, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

**1.1.** За промишлени клиенти

- до 20 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. – 170.86 лв./1000 nm<sup>3</sup> (18.36 лв./MWh);
- от 20 000 nm<sup>3</sup> до 100 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. – 126.16 лв./1000 nm<sup>3</sup> (13.56 лв./MWh);
- от 100 000 nm<sup>3</sup> до 1 000 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. – 80.18 лв./1000 nm<sup>3</sup> (8.62 лв./MWh);
- над 1 000 000 nm<sup>3</sup>/год. – 59.76 лв./1000 nm<sup>3</sup> (6.42 лв./MWh).

**1.2.** За обществено-административни и търговски клиенти

- до 5 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. – 229.01 лв./1000 nm<sup>3</sup> (24.61 лв./MWh);
- от 5 000 nm<sup>3</sup> до 20 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. – 223.37 лв./1000 nm<sup>3</sup> (24.01 лв./MWh);
- от 20 000 nm<sup>3</sup> до 100 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. – 206.53 лв./1000 nm<sup>3</sup> (22.20 лв./MWh);
- от 100 000 nm<sup>3</sup> до 200 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. – 194.27 лв./1000 nm<sup>3</sup> (20.88 лв./MWh);
- над 200 000 nm<sup>3</sup>/год. – 167.06 лв./1000 nm<sup>3</sup> (17.96 лв./MWh).

**1.3.** За битови клиенти - 219.08 лв./1000 nm<sup>3</sup> (23.55 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2014 г. – 994 хил. лв.; за 2015 г. – 1 184 хил. лв.; за 2016 г. – 1 437 хил. лв.; за 2017 г. – 1 798 хил. лв.; за 2018 г. – 2 527 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2014 г. – 8 830 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2015 г. – 9 779 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 10 099 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 10 729 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 11 442 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 10.91%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

Цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

3.1. За промишлени клиенти - 8.28 лв./1000 nm<sup>3</sup> (0.89 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 8.66 лв./1000 nm<sup>3</sup> (0.93 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти - 24.44 лв./1000 nm<sup>3</sup> (2.63 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи за 2014 г. – 109 хил. лв.; за 2015 г. – 108 хил. лв.; за 2016 г. – 101 хил. лв.; за 2017 г. – 105 хил. лв.; за 2018 г. – 113 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2014 г. – 8 830 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2015 г. – 9 779 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 10 099 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 10 729 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 11 442 хил. м<sup>3</sup>/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 10.91%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Самоков

5.1. Промишлени клиенти:

до 500 m<sup>3</sup>/h, вкл. – 2 921.00 лв./клиент;

до 2 000 m<sup>3</sup>/h, вкл. – 3 276.00 лв./клиент;

над 2 000 m<sup>3</sup>/h – 3 748.00 лв./клиент.

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти:

до 70 m<sup>3</sup>/h, вкл. – 2 202.00 лв./клиент;

до 400 m<sup>3</sup>/h, вкл. – 2 425.00 лв./клиент;

над 400 m<sup>3</sup>/h – 2 833.00 лв./клиент.

5.3. Битови клиенти – 583.00 лв./клиент.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (И. Н. Иванов, С. Тодорова, А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна), от които **три гласа** (А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.3.** Комисията, след като разгледа проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-30-13 от 01.10.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-30-5 от 12.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-30-6 от 22.05.2015 г., заявление с вх. № Е-15-30-13 от 07.09.2015 г. подадени от „Добруджа газ“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, **цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Добруджа газ“ АД на територията на община Генерал Тошево**, установи следното:

„Добруджа газ“ АД е подало в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-30-13 от 01.10.2014 г., актуализирано заявление с вх. № Е-15-30-5 от 12.05.2015 г., коригирано заявление с вх. № Е-15-30-6 от 22.05.2015 г. и заявление с вх. № Е-15-30-13 от 07.09.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ, както и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството на територията на община Генерал Тошево.

Със Заповед № 3-Е-267 от 10.10.2014 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на преписката за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

След проверка на подаденото заявление с вх. № Е-15-30-13 от 01.10.2014 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности. В



тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-30-12 от 10.10.2014 г. на Комисията, от „Добруджа газ“ АД е изискано да представи обосновка на разходите за закупени количества природен газ за периода 2015-2019 г. и справка за числеността на персонала. Дружеството е предоставило в указания срок изисканите обосновка и справка с писмо с вх. № Е-15-30-12 от 21.10.2014 г.

С писмо с изх. № Е-15-30-13 от 22.04.2015 г. на КЕВР, във връзка с констатирани несъответствия на предложените в заявлението цени с тези в бизнес плана и електронния модел, от дружеството е изискано да актуализира бизнес плана си за периода 2015-2019 г. и електронния модел на цените с отчетни данни за базова 2014 г. и да представи актуализирани заявления за одобряване на бизнес план и за утвърждаване на цени, като данните в заявлението за утвърждаване на цени да съответстват на електронния модел на цените и на бизнес плана. С писмо с вх. № Е-15-30-5 от 12.05.2015 г., дружеството е предоставило изисканите данни и документи, както и актуализирано заявление за утвърждаване на цени за периода 2015-2019 г.

Във връзка с горното, със Заповед № З-Е-109 от 15.05.2015 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на посочените по-горе заявления за установяване на основателността на искането за утвърждаване на цени на природния газ и да изготви доклад по преписката.

Във връзка с допуснатата техническа грешка, дружеството е представило в Комисията коригирано заявление с вх. № Е-15-30-6 от 22.05.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ, както и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството на територията на община Генерал Тошево.

Дружеството е представило в Комисията и коригирано заявление с вх. № Е-15-30-13 от 07.09.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ, както и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството на територията на община Генерал Тошево, поради техническа грешка.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-276 от 23.09.2015 г., който е разгледан и приет от Комисията с решение по Протокол № 196 от 29.09.2015 г., т. 2, и е публикуван на интернет страницата на Комисията.

Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, на 07.10.2015 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са присъствали представители на „Добруджа газ“ АД. Представителят на лицензианта е заявил, че е съгласен с доклада. В КЕВР не е постъпвало становище и възражение от дружеството след откритото заседание. След приемане на проект на решение за утвърждаване на цени на дружеството от КЕВР на проведеното на 14.10.2015 г. закрито заседание на Комисията, е насрочена дата за провеждане на обществено обсъждане съгласно чл. 14 от ЗЕ. На общественото обсъждане, проведено на 21.10.2015 г., присъстващият представител на „Добруджа газ“ АД е заявил, че няма възражения по предложените цени в проекта на решение. Заинтересованото лице КТ „Подкрепа“ чрез свой представител също е заявил, че няма възражение по проекта на решение.

В законоустановения 14-дневен срок съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в Комисията не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Добруджа газ“ АД.

**След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:**

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8 и т. 12 от ЗЕ и чл. 2, т. 2 и т. 3 от НРЦПГ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи и цените за достъп и пренос на природен газ през

преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

„Добруджа газ“ АД е титуляр на лицензи № Л-183-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-183-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Генерал Тошево.

Дружеството е представило доказателства за изпълнението на изискванията на разпоредбата на чл. 33 от НРЦПГ, съгласно която в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени, крайният снабдител оповестява в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени. „Добруджа газ“ АД е приложило вестник „Нова добруджанска трибуна“ - бр. 181 от 29.09.2014 г., в който на страница 2 са публикувани предложените от дружеството цени.

От приложената обосновка е видно, че предложената от „Добруджа газ“ АД тарифна структура е съобразена с пазарните условия и отразява разходите, извършвани от дружеството за отделните клиентски групи. В зависимост от това, за какви цели ползват природния газ, клиентите са разделени на три групи: промишлени; обществено-административни и търговски; и битови. През новия регулаторен период дружеството не предвижда образуване на подгрупи към основните групи клиенти. Ценообразуването за всяка от групите клиенти зависи от необходимите годишни приходи за дейността и количеството продаден газ.

Комисията приема, че предложената тарифна структура отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, според който енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от Комисията различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата.

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от „Добруджа газ“ АД регулаторен период на цените е 2015-2019 г. включително. Комисията приема, че така предложеният регулаторен период е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“, регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

### **2. Необходими приходи**

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноващите разходи и възвръщаемостта на капитала. Необходимите годишни приходи са изчислени по години за регулаторния период, както следва: за дейността „разпределение на природен газ“ - таблица № 1 и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ - таблица № 2.

Необходимите годишни приходи са прогнозирани съгласно нормативните изисквания.

Необходимите приходи са разпределени по години и по групи клиенти:

*Дейност „разпределение на природен газ“*

*Таблица №1*

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	хил.лв.	54	54	55	55	71
ОА и търговски	хил.лв.	57	56	58	57	58
Битови	хил.лв.	80	81	85	86	96
<b>Общо:</b>	<b>хил.лв.</b>	<b>192</b>	<b>191</b>	<b>198</b>	<b>198</b>	<b>226</b>

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“*

*Таблица №2*

Клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	хил.лв.	5	5	5	5	4
ОА и търговски	хил.лв.	5	5	5	5	4

Битови	хил.лв.	13	14	14	13	12
<b>Общо:</b>	<b>хил.лв.</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>21</b>

## 2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната правна разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата.

В таблица № 3 са представени общите разходи, разпределени по дейности, за периода на бизнес плана:

*Общи разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица №3*

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо разходи	%
Общо разходи в т.ч.	137	139	148	148	158	730	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ“	123	124	133	135	146	661	91%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	15	15	15	13	11	69	9%

Разходите за дейността са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи клиенти; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа (ГРМ); брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите; дължина на линейна част.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по икономически елементи, както и по лицензионни дейности.

### 2.1.1. Разходи за дейност „разпределение на природен газ“.

2.1.1.1. *Условно-постоянните разходи (УПР) за дейността „разпределение на природен газ“* представляват 98% от общия обем разходи на дружеството. Те са свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ и са формирани с отчитане на необходимостта от разширяване дейността на дружеството, като нарастват от 121 хил. лв. през 2015 г. до 144 хил. лв. през 2019 г.

*Разходите за материали* са с относителен дял 7% от УПР, като плавно нарастват през регулаторния период от 9 хил. лв. за 2015 и 2016 г. на 10 хил. лв. през останалите три години. В разходите за материали са включени: разходи за горива за автотранспорт, прогнозиран са на базата на необходимите транспортни средства за дейността и прогнозния средномесечен разход на гориво; разходи за работно облекло са определени в зависимост от броя на персонала в размер на 360 лв. на всеки зает. Прогнозните стойности са определени по цени към момента на изготвяне на бизнес плана, съобразно намерението за осигуряване на персонала с подходящо работно облекло с оглед безопасността на условията на труд. Разходите за канцеларски материали са прогнозираны по цени към момента на изготвяне на бизнес плана и в зависимост от необходимите материали за офиса. Разходи за материали за текущо поддържане - резервните части за ремонт на линейната част са прогнозираны в размер на 0.3% от стойността на изградените линейни участъци. Резервните части за ремонт на съоръженията са прогнозираны в размер на 1.6 от стойността на изградените съоръжения.

*Разходите за външни услуги* представляват 13% от УПР и нарастват през регулаторния период от 15 хил. лв. през 2015 г. до 17 хил. лв. през 2019 г. Тези разходи

включват: разходи за застраховки и са прогнозирани в размер на 0.12% от стойността на дълготрайните материални активи, като включват имуществена застраховка и застраховка за причинени вреди на трети лица; разходи за данъци и такси, включващи прогнозираните лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ съобразно параметрите на бизнес плана; пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани за един офис на дружеството в размер на 1500 лв./год.; разходи за абонаментно поддържане, включващи разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията, одориращата инсталация и катодната защита, прогнозирани в размер на 0.20 лв. на метър на година; разходи за проверка на уреди, определени в размер на 6 лв./бр. за всяко от съоръженията (промишлени, обществено-административни и битови) и в зависимост от броя на въведените в експлоатация съоръжения; разходи за експертни и одиторски услуги, прогнозирани в зависимост от отчетните разходи за няколко години назад; разходи за вода, отопление и осветление, прогнозирани в зависимост от отчетните разходи за базисната година и предвижданата смяна на начина на отопление.

*Разходите за амортизации* представляват 29% от УПР и нарастват от 34 хил. лв. през 2015 г. до 44 хил. лв. за 2019 г. Разходите за амортизации са изчислени по линеен метод при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 38% от общия обем УПР и включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозираното увеличение на разходите за заплати и възнаграждения е определено на база предвиденото разширяване на дейността на дружеството и повишените задължения към персонала. Разходите за възнаграждения се увеличават от 46 хил. лв. през 2015 г. на 55 хил. лв. през 2019 г.

*Социалните осигуровки* представляват около 10% от размера на УПР. Те включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. През регулаторния период на цените, тези разходи нарастват от 13 хил. лв. до 14 хил. лв.

*Социални разходи* за базовата 2014 г. не са начислявани, но с разширяване дейността на дружеството се предвиждат допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна и вредни условия на труд). Увеличението на тези разходи е предвидено в края на регулаторния период, като от 2 хил. лв. през 2015 г. достига до 3 хил. лв. през 2019 г. Социалните разходи са с относителен дял 2% от УПР.

*Другите разходи* включват разходи за командировки и обучение на персонала и са определени в зависимост от броя на персонала и отчетни данни за базовата година, и са в размер 300 лв./год. за всеки зает. Други разходи представляват 1% от УПР, като са в размер на хиляда лева годишно и остават непроменени през целия регулаторен период.

*2.1.1.2. Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ (променливи разходи):*

Променливите разходи са 2% от общите разходи за дейността „разпределение на природен газ“. В разходите, пряко зависещи от количествата пренесен/доставен природен газ, дружеството е включило: разходи за одорант - 0.4 лв./1000 м<sup>3</sup> природен газ и загуби на природен газ - прогнозирани на база 0.1% от прогнозната консумация на природен газ.

#### **2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“**

*2.1.2.1. Условно-постоянните разходи /УПР/ за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“* са в размер на 69 хил. лв. за петгодишния период и представляват 9% от общия обем предвидени от дружеството за осъществяване на лицензионните си дейности. Тези разходи намаляват от 15 хил. лв. през 2015 г. до 11 хил. лв. през 2019 г. Условно-постоянните разходи са представени по икономически елементи и по години, както следва:

*Разходите за материали* представляват 17% от УПР, като размерът им от 2 хил. лв. остава непроменен през целия регулаторен период.

Разходите за външни услуги представляват 51% от общия обем УПР и остават непроменени през регулаторния период в размер на 7 хил. лв.

Разходите за амортизации представляват 26% от общия обем на условно-постоянните разходи, предвидени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като постепенно намаляват от 5 хил. лв. през 2015 г. на хиляда лева през 2019 г.

Другите разходи представляват 7% от УПР, като размерът им от хиляда лева остава непроменен през целия регулаторен период.

2.1.2.2. Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ, за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ не са предвидени от дружеството за регулаторния период.

### 2.1.3. Общите разходи за дейностите на дружеството:

Общите разходи, обслужващи и двете лицензионни дейности се разпределят, както следва:

- в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, разходи за реклама и разходи за командировки и обучение на персонала;

- към дейността „разпределение на природен газ“ 100% са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за дейността разпределение, абонаментно поддържане, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата;

- към дейността „снабдяване с природен газ“ 100% са отнесени разходите за данъци и такси за дейността снабдяване и разходите за експерта и одиторска дейност.

### 2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите по разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ от краен снабдител по години за регулаторния период са обобщени съответно в таблици № № 4 и 5:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица №4

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	780	762	737	725	914
2.	Балансова стойност на ДНА	0	0	0	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	1	6	5	15	24
4.	Необходим оборотен капитал	11	11	12	12	12,
5.	Регулаторна база на активите	790	767	744	722	903
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	8.7%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%
7.	Възвръщаемост	69	67	65	63	79
8.	Разходи в т.ч.	123	124	133	135	146
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ	121	122	131	133	144
8.2	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ	2	2	2	2	2

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.)

Таблица №5

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
---	---------	---------	---------	---------	---------	---------

1.	Балансова стойност на ДМА	23	22	21	20	19
2.	Балансова стойност на ДНМА	9	5	2	0	0
3.	Необходим оборотен капитал	75	79	83	87	91
4.	Регулаторна база на активите	107	107	106	107	110
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	8.7%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%
6.	Възвръщаемост	9	9	9	9	10
7.	Разходи в т.ч.	15	15	15	13	11
7.1	Условно-постоянни разходи за дейността	15	15	15	13	11

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Комисията приема така изчисления от енергийното предприятие оборотен капитал, който представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка.

Планираните инвестиции за периода 2015-2019 г. за лицензионната територия са в размер на 308 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 270 хил. лв. За съоръжения за небитови и битови клиенти са предвидени 38 хил. лв.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Добруджа газ“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2015-2019 г. е в размер 8.76%, при структура на капитала 95% собствен и 5% привлечен капитал. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 8% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 6.3%. Дружеството е предложило по-ниска от определената с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г., т. 1 на Комисията среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала.

### 3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ и броят клиенти в рамките на регулаторния период са представени по години и по групи в таблица № 6:

Таблица № 6

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил.м <sup>3</sup>	550	560	565	570	575
ОА и търговски клиенти	хил.м <sup>3</sup>	320	330	335	340	345
Битови клиенти	хил.м <sup>3</sup>	250	300	350	400	450
<b>Общо:</b>	<b>хил.м<sup>3</sup></b>	<b>1 120</b>	<b>1 190</b>	<b>1 250</b>	<b>1 310</b>	<b>1 370</b>
Промислени клиенти	бр.	9	9	9	9	11
ОА и търговски клиенти	бр.	48	49	49	49	49
Битови клиенти	бр.	191	197	197	213	221
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>248</b>	<b>255</b>	<b>255</b>	<b>271</b>	<b>281</b>

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на дълготрайни активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на газоразпределителната мрежа на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. По предложение на дружеството, стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход. От представените от дружеството данни е видно, че коефициентите за разпределяне на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта по основните групи клиенти се изменят, както следва: за дейността „разпределение на природен газ“ за промислени клиенти се увеличават през регулаторния период от 0.28 за 2015 г. на 0.32 за 2019 г. Обратна е тенденцията при общественно-административните и търговски, при които коефициентите

намаляват от 0.30 на 0.26. Коефициентите за битовите клиенти нарастват от 0.42 за 2015 г. на 0.43 за 2019 г. За дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, коефициентите за разпределението на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи по групи клиенти са, както следва: за промишлените клиенти през 2015 г. е 0.21, като през следващите три години с леки изменения стойността на коефициентите и е в размер на 0.20, като отново е 0.21 за 2019 г.; за общественно-административните и търговски клиенти стойността на коефициента от 0.23 за 2015 г. намалява на 0.21 в края на регулаторния период, а за битовите клиенти се наблюдава слаба тенденция на нарастване от 0.56 за 2015 г. на 0.58 за 2019 г., което се дължи на намерението на дружеството да ориентира дейността си към присъединяване на нови битови клиенти.

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Изменението за регулаторния период е, както следва: коефициентите при промишлените клиенти намаляват от 0.49 за 2015 г. на 0.42 за 2019 г.; коефициентите при общественно-административните и търговски клиенти намаляват от 0.29 на 0.25 за 2019 г., а при битовите клиенти се наблюдава тенденция на увеличение в стойността на коефициента от 0.22 за 2015 г. на 0.33 за 2019 г.

#### **4. Определяне на цени**

##### **4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ:**

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение.

##### **4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител:**

Съгласно разпоредбите на чл. 19 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба. Цените могат да включват компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, цена за снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

Цените за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване на природен газ от краен снабдител на „Добруджа газ“ АД за територията на община Генерал Тошево са посочени в таблица № 7:

*Цени за пренос през ГРМ и снабдяване на природен газ*

*Таблица №7*

Клиентски групи	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 nm <sup>3</sup> )	Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител (лв./1000 nm <sup>3</sup> )
Промишлени клиенти	101.60	8.49
ОА и търговски клиенти	171.88	15.49
Битови клиенти	249.77	39.27

*Забележка:* В предложените за утвърждаване цени не е включен ДДС и акциз.

Предложените за утвърждаване от „Добруджа газ“ АД цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложен в бизнес плана за периода 2015-2019 г.

##### **4.3. Цени за присъединяване:**

Цените за присъединяване на потребители към газоразпределителната мрежа са определени на база определени видове признати разходи от КЕВР по групи потребители. Те са еднакви за целия петгодишен период. Дружеството е предложило цени за присъединяване с дименсия лева/клиент.

*Цени за присъединяване*

*Таблица №8*

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв./клиент)
<b>Промишлени клиенти</b>	
до 10 nm <sup>3</sup> /h	2 232.00
до 100 nm <sup>3</sup> /h	2 676.00
над 100 nm <sup>3</sup> /h	2 963.00
<b>ОА и Т клиенти</b>	
до 10 nm <sup>3</sup> /h	1 347.00
до 100 nm <sup>3</sup> /h	1 578.00
над 100 nm <sup>3</sup> /h	1 909.00
<b>Битови клиенти</b>	601

Изказвания по т.3:

Докладва Б. Наумов. На проведеното обществено обсъждане са присъствали заинтересовани лица и представители на „Добруджа газ“ АД. Не са постъпили становища относно заявлението за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Добруджа газ“ АД на територията на община Генерал Тошево. Работната група предлага цените от доклада да бъдат утвърдени с решение на Комисията и да влязат в сила от 01.12.2015 г.

И. Иванов прочете на членовете на Комисията проекта за решение относно утвърждаване на цени на „Добруджа газ“ АД.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

Утвърждава, считано от 01.12.2015 г. на „Добруджа газ“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на община Генерал Тошево, при регулаторен период от 2015 до 2019 г. включително, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

- За промишлени клиенти - 101.60 лв./1000 nm<sup>3</sup> (10.92 лв./MWh);
- За обществено-административни и търговски клиенти - 171.88 лв./1000 nm<sup>3</sup> (18.47 лв./MWh);
- За битови клиенти - 249.77 лв./1000 nm<sup>3</sup> (26.85 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 192 хил. лв.; за 2016 г. – 191 хил. лв.; за 2017 г. – 198 хил. лв.; за 2018 г. – 198 хил. лв.; за 2019 г. – 226 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 1 120 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 1 190 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 1 250 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 1 310 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 1 370 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 8.76%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

Цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“



3.1. За промишлени клиенти - 8.49 лв./1000 nm<sup>3</sup> (0.91 лв./MWh);  
3.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 15.49 лв./1000 nm<sup>3</sup> (1.66 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти - 39.27 лв./1000 nm<sup>3</sup> (4.22 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 24 хил. лв.; за 2016 г. – 24 хил. лв.; за 2017 г. – 24 хил. лв.; за 2018 г. – 23 хил. лв.; за 2019 г. – 21 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 1 120 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 1 190 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 1 250 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 1 310 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 1 370 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала – 8.76%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Генерал Тошево

5.1. Промислени клиенти:

до 10 nm<sup>3</sup>/h – 2 232.00 лв./клиент;

до 100 nm<sup>3</sup>/h – 2 676.00 лв./клиент;

над 100 nm<sup>3</sup>/h – 2 963.00 лв./клиент.

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти:

до 10 nm<sup>3</sup>/h – 1 347.00 лв./клиент;

до 100 nm<sup>3</sup>/h – 1 578.00 лв./клиент;

над 100 nm<sup>3</sup>/h – 1 909.00 лв./клиент.

5.3. Битови клиенти – 601.00 лв./клиент.

Решението е взето с пет гласа „за“ (И. Н. Иванов, С. Тодорова, А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна), от които три гласа (А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.4.** Комисията разгледа **проект за решение** относно заявление с вх. № Е-15-28-6 от 31.03.2015 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-28-9 от 12.05.2015 г., подадено от „Балкангаз 2000“ АД за **утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“** на територията на община Ботевград.

## ПРОЕКТ

### РЕШЕНИЕ

№ Ц –

от .....2015 г.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2 и т. 3, чл. 19 и чл. 20 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Утвърждава, считано от ..... на „Балкангаз 2000“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени по които продава природен газ на

клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Ботевград при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти – 119.82 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.88 лв./MWh).

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 194.16 лв./1000 m<sup>3</sup> (20.87 лв./MWh).

1.3. За битови клиенти – 152.76 лв./1000 m<sup>3</sup> (16.42 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 1 086 хил. лв.; за 2016 г. – 1 106 хил. лв.; за 2017 г. – 1 134 хил. лв.; за 2018 г. – 1 172 хил. лв.; за 2019 г. – 1 216 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 7 742 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 7 890 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 8 050 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 8 209 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 8 438 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала – 11.69%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

Цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

3.1. За промишлени клиенти – 8.20 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.88 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 11.45 лв./1000 m<sup>3</sup> (1.23 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти – 31.08 лв./1000 m<sup>3</sup> (3.34 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 133 хил. лв.; за 2016 г. – 129 хил. лв.; за 2017 г. – 131 хил. лв.; за 2018 г. – 132 хил. лв.; за 2019 г. – 134 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 7 742 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 7 890 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 8 050 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 8 209 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 8 438 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала – 11.69%.

Изказвания по т.4:

Докладва Р. Тахир. От страна на дружеството не са постъпили възражения. Това е проект за решение без мотиви и в него са посочени цените за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Ботевград.

Е. Маринова каза, че в това решение регулаторният период може да бъде записан в отделна точка.

Р. Тахир каза, че регулаторният период е посочен, когато докладите са приети от Комисията. Този вариант е предложен от работната група, за да няма дублиране на текста. Р. Тахир прочете проекта за решение на членовете на Комисията.

Предвид гореизложеното, Комисията

### **Р Е Ш И:**

1. Приема проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-28-6 от 31.03.2015 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-28-9 от 12.05.2015 г., подадено от „Балкангаз 2000“ АД за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Ботевград;

2. Насрочва обществено обсъждане на 13.11.2015 г. от 13:30 ч. за разглеждане на проекта на решение по т.1., на което да бъдат поканени заинтересованите лица;

3. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с пет гласа „за“ (И. Н. Иванов, С. Тодорова, А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитонов), от които три гласа (А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.5.** Комисията разгледа **проект за решение** относно заявление с вх. № Е-15-26-17 от 30.09.2014 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-26-17 от 02.07.2015 г., подадено от „Севлиевогаз-2000“ АД за **утвърждаване на пределни цени за разпределение на природен газ и пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител** за територията на община Севлиево за периода 2015-2019 г.

## ПРОЕКТ

### РЕШЕНИЕ

№ Ц –

от .....2015 г.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2 и т. 3, чл. 19 и чл. 20 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Утвърждава, считано от ..... на „Севлиевогаз-2000“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти - 98.40 лв./1000 m<sup>3</sup> (10.58 лв./MWh);

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 125.15 лв./1000 m<sup>3</sup> (13.45 лв./MWh);

1.3. За битови клиенти - 203.56 лв./1000 m<sup>3</sup> (21.88 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 1 216 хил. лв.; за 2016 г. – 1 161 хил. лв.; за 2017 г. – 1 111 хил. лв.; за 2018 г. – 1 097 хил. лв.; за 2019 г. – 1 085 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 7 700 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 7 810 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 7 860 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 7 875 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 7 900 хил. m<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 8.86%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

Цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

3.1. За промишлени клиенти - 7.19 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.77 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 9.68 лв./1000 m<sup>3</sup> (1.04 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти - 40.59 лв./1000 m<sup>3</sup> (4.36 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 165 хил. лв.; за 2016 г. – 159 хил. лв.; за 2017 г. – 164 хил. лв.; за 2018 г. – 163 хил. лв.; за 2019 г. – 160 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 7 700 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 7 810 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 7 860 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 7 875 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 7 900 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 8.86%.

Изказвания по т.5:

Докладва Б. Наумов. От страна на „Севлиевогаз-2000” АД не са представени нови факти и обстоятелства по време на проведеното открито заседание. Дружеството не предлага нови цени за присъединяването на клиенти към газоразпределителната мрежа.

И. Иванов добави, че заявителите изцяло са подкрепили изводите от доклада на работната група.

Предвид гореизложеното, Комисията

### **Р Е Ш И:**

1. Приема проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-26-17 от 30.09.2014 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-26-17 от 02.07.2015 г., подадено от „Севлиевогаз-2000” АД за утвърждаване на пределни цени за разпределение на природен газ и пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Севлиево за периода 2015-2019 г.;

2. Насрочва обществено обсъждане на 13.11.2015 г. от 13:30 ч. за разглеждане на проекта на решение по т.1., на което да бъдат поканени заинтересованите лица;

3. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с **пет гласа „за”** (И. Н. Иванов, С. Тодорова, А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **три гласа** (А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.6.** Комисията разгледа **проект за решение** относно заявление с вх. № Е-15-33-14 от 17.12.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-33-13 от 09.10.2015 г., подадено от „Камено-газ” ЕООД за **утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ** на територията на община Камено за периода 2015-2019 г.

**ПРОЕКТ**

### **Р Е Ш Е Н И Е**

**№ Ц –**

**от .....2015 г.**

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 19 и чл. 20 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

Утвърждава, считано от ..... на „Камено-газ” ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Камено при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти - 51.21 лв./1000 m<sup>3</sup> (5.50 лв./MWh).

1.2. За общественно-административни и търговски клиенти - 197.13 лв./1000 m<sup>3</sup> (21.19 лв./MWh).

1.3. За битови клиенти – 147.30 лв./1000 m<sup>3</sup> (15.83 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 271 хил. лв.; за 2016 г. – 247 хил. лв.; за 2017 г. – 243 хил. лв.; за 2018 г. – 240 хил. лв.; за 2019 г. – 232 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 3 883 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 3 956 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 3 975 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 3 994 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 4 012 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала – 9.44%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

Цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

3.1. За промишлени клиенти – 9.29 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.998 лв./MWh);

3.2. За общественно-административни и търговски клиенти – 18.42 лв./1000 m<sup>3</sup> (1.98 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти – 58.56 лв./1000 m<sup>3</sup> (6.29 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 50 хил. лв.; за 2016 г. – 51 хил. лв.; за 2017 г. – 51 хил. лв.; за 2018 г. – 51 хил. лв.; за 2019 г. – 52 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 3 883 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 3 956 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 3 975 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 3 994 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 4 012 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала – 9.44%.

Изказвания по т.6:

Докладва Г. Дечева. По време на проведеното открито заседание представителите на „Камено-газ” ЕООД не са изразили възражения. Няма допълнителна информация, която да доведе до промяна на ценообразуващите елементи. Проектът за решение отразява посочените в доклада цени.

Предвид гореизложеното, Комисията

### Р Е Ш И :

1. Приема проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-33-14 от 17.12.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-33-13 от 09.10.2015 г., подадено от „Камено-газ” ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ на територията на община Камено за периода 2015-2019 г.;

2. Насрочва общественно обсъждане на 13.11.2015 г. от 13:30 ч. за разглеждане на

проекта на решение по т.1., на което да бъдат поканени заинтересованите лица;

3. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (И. Н. Иванов, С. Тодорова, А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна), от които **три гласа** (А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.7.** Комисията разгледа **проект за решение** относно заявление с вх. № Е-15-57-20 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-20 от 11.09.2015 г., подадено от **„Овергаз Мрежи“ АД** за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа **на територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г.**

## ПРОЕКТ

### РЕШЕНИЕ

№ Ц –

от .....2015 г.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Утвърждава, считано от ..... на „Овергаз Мрежи“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За стопански клиенти:

1.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 m<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 151.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (14.51 лв./MWh);
- до 100 000 m<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 141.12 лв./1000 m<sup>3</sup> (13.48 лв./MWh);
- до 200 000 m<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 130.43 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.46 лв./MWh);
- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 119.75 лв./1000 m<sup>3</sup> (11.44 лв./MWh);
- до 600 000 m<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 113.50 лв./1000 m<sup>3</sup> (10.85 лв./MWh);
- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 109.06 лв./1000 m<sup>3</sup> (10.42 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 105.62 лв./1000 m<sup>3</sup> (10.09 лв./MWh);
- до 2 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 94.94 лв./1000 m<sup>3</sup> (9.07 лв./MWh);
- до 3 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 88.69 лв./1000 m<sup>3</sup> (8.47 лв./MWh);
- до 4 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 84.25 лв./1000 m<sup>3</sup> (8.05 лв./MWh);
- до 5 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 80.81 лв./1000 m<sup>3</sup> (7.72 лв./MWh);

- до 7 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 75.62 лв./1000 м<sup>3</sup> (7.23 лв./MWh);
- до 10 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 70.13 лв./1000 м<sup>3</sup> (6.70 лв./MWh);
- над 10 000 000 м<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 63.88 лв./1000 м<sup>3</sup> (6.10 лв./MWh).

1.1.2. С неравномерно потребление:

- до 5 000 м<sup>3</sup>/год. (до 52 MWh), вкл. - 259.46 лв./1000 м<sup>3</sup> (24.79 лв./MWh);
- до 50 000 м<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 252.63 лв./1000 м<sup>3</sup> (24.14 лв./MWh);
- до 100 000 м<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 242.99 лв./1000 м<sup>3</sup> (23.22 лв./MWh);
- до 200 000 м<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 233.36 лв./1000 м<sup>3</sup> (22.30 лв./MWh);
- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 223.72 лв./1000 м<sup>3</sup> (21.38 лв./MWh);
- до 600 000 м<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 218.08 лв./1000 м<sup>3</sup> (20.84 лв./MWh);
- до 800 000 м<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 214.08 лв./1000 м<sup>3</sup> (20.46 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 210.97 лв./1000 м<sup>3</sup> (20.16 лв./MWh);
- до 2 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 201.34 лв./1000 м<sup>3</sup> (19.24 лв./MWh);
- до 3 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 195.70 лв./1000 м<sup>3</sup> (18.70 лв./MWh);
- до 4 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 191.70 лв./1000 м<sup>3</sup> (18.32 лв./MWh);
- до 5 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 188.59 лв./1000 м<sup>3</sup> (18.02 лв./MWh);
- до 7 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 183.92 лв./1000 м<sup>3</sup> (17.57 лв./MWh);
- до 10 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 178.96 лв./1000 м<sup>3</sup> (17.10 лв./MWh);
- над 10 000 000 м<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 173.32 лв./1000 м<sup>3</sup> (16.56 лв./MWh).

1.1.3. Метанстанции:

- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 97.94 лв./1000 м<sup>3</sup> (9.36 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 97.94 лв./1000 м<sup>3</sup> (9.36 лв./MWh);
- над 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (над 10 465 MWh) - 97.94 лв./1000 м<sup>3</sup> (9.36 лв./MWh).

1.2. За битови клиенти - 259.46 лв./1000 м<sup>3</sup> (24.79 лв./MWh).

*Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m). При промяна на калоричността на газа с ±100 kcal/m<sup>3</sup>, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.*

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 4 595.0 хил. лв.; за 2016 г. - 4 534.1 хил. лв.; за 2017 г. - 4 483.4 хил. лв.; за 2018 г. - 4 426.4 хил. лв.; за 2019 г. - 4 357.1 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 21 833 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. - 22 256 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. - 23 192 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. - 24 137 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. - 25 089 хил. м<sup>3</sup>/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

Цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

3.1. За стопански клиенти:

3.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 м<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.69 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.02 лв./MWh);
- до 100 000 м<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.64 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.02 лв./MWh);
- до 200 000 м<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.54 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.01 лв./MWh);
- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.35 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 600 000 м<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.15 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.97 лв./MWh);

- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 9.95 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.95 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.75 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.93 лв./MWh);
- до 2 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 8.77 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.84 лв./MWh);
- до 3 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 7.78 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.74 лв./MWh);
- до 4 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 6.79 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.65 лв./MWh);
- до 5 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.55 лв./MWh);
- до 7 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.55 лв./MWh);
- до 10 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.55 лв./MWh);
- над 10 000 000 m<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 5.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.55 лв./MWh).

### 3.1.2. С неравномерно потребление:

- до 5 000 m<sup>3</sup>/год. (до 52 MWh), вкл. - 2.98 лв./клиент на месец;
- до 50 000 m<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.69 лв./1000 m<sup>3</sup> (1.02 лв./MWh);
- до 100 000 m<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.64 лв./1000 m<sup>3</sup> (1.02 лв./MWh);
- до 200 000 m<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.54 лв./1000 m<sup>3</sup> (1.01 лв./MWh);
- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.35 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 600 000 m<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.15 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.97 лв./MWh);
- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 9.95 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.95 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.75 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.93 лв./MWh);
- до 2 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 8.77 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.84 лв./MWh);
- до 3 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 7.78 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.74 лв./MWh);
- до 4 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 6.79 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.65 лв./MWh);
- до 5 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.55 лв./MWh);
- до 7 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.55 лв./MWh);
- до 10 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 5.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.55 лв./MWh);
- над 10 000 000 m<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 5.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.55 лв./MWh).

### 3.1.3. Метанстанции:

- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.35 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.75 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.93 лв./MWh);
- над 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (над 10 465 MWh) - 5.80 лв./1000 m<sup>3</sup> (0.55 лв./MWh).

### 3.2. За битови клиенти - 2.98 лв./клиент на месец.

*Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m<sup>3</sup>). При промяна на калоричността на газа с ±100 kcal/m<sup>3</sup>, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.*

### 4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 337.3 хил. лв.; за 2016 г. - 340.3 хил. лв.; за 2017 г. - 346.3 хил. лв.; за 2018 г. - 379.1 хил. лв.; за 2019 г. - 386.1 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 21 833 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. - 22 256 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. - 23 192 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. - 24 137 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. - 25 089 хил. m<sup>3</sup>/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера, както следва:

#### 5.1. Стопански клиенти:

- до 25 m<sup>3</sup>/h, вкл. - 430.83 лв./клиент;
- до 50 m<sup>3</sup>/h, вкл. - 1 152.60 лв./клиент;
- до 1 000 m<sup>3</sup>/h, вкл. - 2 401.55 лв./клиент;
- до 3 000 m<sup>3</sup>/h, вкл. - 3 603.14 лв./клиент;
- над 3 000 m<sup>3</sup>/h - 4 260.32 лв./клиент.

#### 5.2. Битови клиенти - 430.83 лв./клиент.

Изказвания по т.7:



Докладва Б. Наумов. Представителите на „Овергаз Мрежи“ АД не са посочили нови факти и обстоятелства, които да изменят информацията от доклада.

И. Иванов добави, че заявителят изцяло е приел заключенията от доклада.

Предвид гореизложеното, Комисията

### **Р Е Ш И:**

1. Приема проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-57-20 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-20 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера за периода 2015-2019 г.;

2. Насрочва обществено обсъждане на 13.11.2015 г. от 13:30 ч. за разглеждане на проекта на решение по т.1., на което да бъдат поканени заинтересованите лица;

3. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (И. Н. Иванов, С. Тодорова, А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна), от които **три гласа** (А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.8.** Комисията разгледа **проект за решение** относно заявление с вх. № Е-15-57-19 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-19 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог, за периода 2015-2019 г.

### **ПРОЕКТ**

### **Р Е Ш Е Н И Е**

**№ Ц –**

**от .....2015 г.**

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

### **Р Е Ш И:**

Утвърждава, считано от ..... на „Овергаз Мрежи“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За стопански клиенти:

1.2.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 m<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 167.64 лв./1000 m<sup>3</sup> (16.02 лв./MWh);
- до 100 000 m<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 156.13 лв./1000 m<sup>3</sup> (14.92 лв./MWh);
- до 200 000 m<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 144.63 лв./1000 m<sup>3</sup> (13.82 лв./MWh);
- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 133.12 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.72 лв./MWh);
- до 600 000 m<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 126.39 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.08 лв./MWh);
- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 121.61 лв./1000 m<sup>3</sup> (11.62 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 117.90 лв./1000 m<sup>3</sup> (11.27 лв./MWh);
- до 2 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 106.40 лв./1000 m<sup>3</sup> (10.17 лв./MWh);
- до 3 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 99.66 лв./1000 m<sup>3</sup> (9.52 лв./MWh);
- до 4 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 94.89 лв./1000 m<sup>3</sup> (9.07 лв./MWh);
- до 5 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 91.18 лв./1000 m<sup>3</sup> (8.71 лв./MWh);
- до 7 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 85.60 лв./1000 m<sup>3</sup> (8.18 лв./MWh);
- до 10 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 79.67 лв./1000 m<sup>3</sup> (7.61 лв./MWh);
- над 10 000 000 m<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 72.94 лв./1000 m<sup>3</sup> (6.97 лв./MWh).

1.2.2. С неравномерно потребление:

- до 5 000 m<sup>3</sup>/год. (до 52 MWh), вкл. - 262.90 лв./1000 m<sup>3</sup> (25.12 лв./MWh);
- до 50 000 m<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 234.08 лв./1000 m<sup>3</sup> (22.37 лв./MWh);
- до 100 000 m<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 221.60 лв./1000 m<sup>3</sup> (21.18 лв./MWh);
- до 200 000 m<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 209.13 лв./1000 m<sup>3</sup> (19.98 лв./MWh);
- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 196.65 лв./1000 m<sup>3</sup> (18.79 лв./MWh);
- до 600 000 m<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 189.35 лв./1000 m<sup>3</sup> (18.09 лв./MWh);
- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 184.18 лв./1000 m<sup>3</sup> (17.60 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 180.16 лв./1000 m<sup>3</sup> (17.22 лв./MWh);
- до 2 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 167.68 лв./1000 m<sup>3</sup> (16.02 лв./MWh);
- до 3 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 160.39 лв./1000 m<sup>3</sup> (15.33 лв./MWh);
- до 4 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 155.21 лв./1000 m<sup>3</sup> (14.83 лв./MWh);
- до 5 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 151.19 лв./1000 m<sup>3</sup> (14.45 лв./MWh);
- до 7 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 145.14 лв./1000 m<sup>3</sup> (13.87 лв./MWh);
- до 10 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 138.72 лв./1000 m<sup>3</sup> (13.26 лв./MWh);
- над 10 000 000 m<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 131.42 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.56 лв./MWh).

1.2.3. Метанстанции:

- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 144.14 лв./1000 m<sup>3</sup> (13.77 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 126.81 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.12 лв./MWh);
- над 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (над 10 465 MWh) - 96.37 лв./1000 m<sup>3</sup> (9.21 лв./MWh).

1.3. За битови клиенти - 262.90 лв./1000 m<sup>3</sup> (25.12 лв./MWh).

*Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m<sup>3</sup>). При промяна на калоричността на газа с ±100 kcal/m<sup>3</sup>, тарифните*

групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 6 139.1 хил. лв.; за 2016 г. - 6 031.7 хил. лв.; за 2017 г. - 5 981.5 хил. лв.; за 2018 г. - 5 916.6 хил. лв.; за 2019 г. - 5 936.3 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 33 801 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. - 34 735 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. - 36 043 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. - 37 341 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. - 38 649 хил. м<sup>3</sup>/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

Цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

3.1. За стопански клиенти:

3.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 м<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 11.02 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.05 лв./MWh);
- до 100 000 м<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.97 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.05 лв./MWh);
- до 200 000 м<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.89 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.04 лв./MWh);
- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.72 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.02 лв./MWh);
- до 600 000 м<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.56 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.01 лв./MWh);
- до 800 000 м<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.39 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 10.22 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 2 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.39 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.90 лв./MWh);
- до 3 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 8.55 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.82 лв./MWh);
- до 4 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.74 лв./MWh);
- до 5 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 6.88 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.66 лв./MWh);
- до 7 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 5.21 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.50 лв./MWh);
- до 10 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 5.21 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.50 лв./MWh);
- над 10 000 000 м<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 5.21 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.50 лв./MWh).

3.1.4. С неравномерно потребление:

- до 5 000 м<sup>3</sup>/год. (до 52 MWh), вкл. - 3.01 лв./клиент на месец;
- до 50 000 м<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 11.02 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.05 лв./MWh);
- до 100 000 м<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.97 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.05 лв./MWh);
- до 200 000 м<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.89 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.04 лв./MWh);
- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.72 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.02 лв./MWh);
- до 600 000 м<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.56 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.01 лв./MWh);
- до 800 000 м<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.39 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 10.22 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 2 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.39 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.90 лв./MWh);
- до 3 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 8.55 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.82 лв./MWh);
- до 4 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.74 лв./MWh);
- до 5 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 6.88 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.66 лв./MWh);
- до 7 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 5.21 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.50 лв./MWh);
- до 10 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 5.21 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.50 лв./MWh);
- над 10 000 000 м<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 5.21 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.50 лв./MWh).

3.1.5. Метанстанции:

- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.72 лв./1000 м<sup>3</sup> (1.02 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 10.22 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- над 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (над 10 465 MWh) - 6.88 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.66 лв./MWh).

3.2. За битови клиенти - 3.01 лв./клиент на месец.

Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m<sup>3</sup>). При промяна на калоричността на газа с  $\pm 100$  kcal/m<sup>3</sup>, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 527.1 хил. лв.; за 2016 г. - 533.9 хил. лв.; за 2017 г. - 542.6 хил. лв.; за 2018 г. - 582.8 хил. лв.; за 2019 г. - 591.7 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 33 801 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. - 34 735 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. - 36 043 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. - 37 341 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. - 38 649 хил. м<sup>3</sup>/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог, както следва:

5.1. Стопански клиенти:

- до 25 м<sup>3</sup>/h, вкл. - 430.83 лв./клиент;
- до 50 м<sup>3</sup>/h, вкл. - 1 152.60 лв./клиент;
- до 1 000 м<sup>3</sup>/h, вкл. - 2 401.55 лв./клиент;
- до 3 000 м<sup>3</sup>/h, вкл. - 3 603.14 лв./клиент;
- над 3 000 м<sup>3</sup>/h - 4 260.32 лв./клиент.

5.2. Битови клиенти - 430.83 лв./клиент.

Изказвания по т.8:

Докладва Р. Тахир.

От страна на „Овергаз Мрежи“ АД няма възражения по доклада. Не са постъпили допълнителни обстоятелства и факти, които да налагат промяна в ценообразуващите елементи. Този проект за решение отразява цените от доклада.

Предвид гореизложеното, Комисията

### **Р Е Ш И:**

1. Приема проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-57-19 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-19 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Кюстендил, Монтана, Мездра, Петрич, Банско и Разлог, за периода 2015-2019 г.;

2. Насрочва обществено обсъждане на 13.11.2015 г. от 13:30 ч. за разглеждане на проекта на решение по т.1., на което да бъдат поканени заинтересованите лица;

3. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (И. Н. Иванов, С. Тодорова, А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **три гласа** (А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.9.** Комисията разгледа **проект за решение** относно заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г.

**ПРОЕКТ**

## РЕШЕНИЕ

№ Ц –

от .....2015 г.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

#### РЕШИ:

Утвърждава, считано от ..... на „Овергаз Мрежи” АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“ при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За стопански клиенти:

1.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 m<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 168.58 лв./1000 m<sup>3</sup> (16.11 лв./MWh);
- до 100 000 m<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 157.09 лв./1000 m<sup>3</sup> (15.01 лв./MWh);
- до 200 000 m<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 145.59 лв./1000 m<sup>3</sup> (13.91 лв./MWh);
- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 134.10 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.81 лв./MWh);
- до 600 000 m<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 127.37 лв./1000 m<sup>3</sup> (12.17 лв./MWh);
- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 122.60 лв./1000 m<sup>3</sup> (11.72 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 118.90 лв./1000 m<sup>3</sup> (11.36 лв./MWh);
- до 2 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 107.41 лв./1000 m<sup>3</sup> (10.26 лв./MWh);
- до 3 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 100.69 лв./1000 m<sup>3</sup> (9.62 лв./MWh);
- до 4 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 95.92 лв./1000 m<sup>3</sup> (9.17 лв./MWh);
- до 5 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 92.22 лв./1000 m<sup>3</sup> (8.81 лв./MWh);
- до 7 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 86.64 лв./1000 m<sup>3</sup> (8.28 лв./MWh);
- до 10 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 80.72 лв./1000 m<sup>3</sup> (7.71 лв./MWh);
- над 10 000 000 m<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 74.00 лв./1000 m<sup>3</sup> (7.07 лв./MWh).

1.1.2. С неравномерно потребление:

- до 5 000 m<sup>3</sup>/год. (до 52 MWh), вкл. - 264.01 лв./1000 m<sup>3</sup> (25.23 лв./MWh);
- до 50 000 m<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 232.83 лв./1000 m<sup>3</sup> (22.25 лв./MWh);
- до 100 000 m<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 225.57 лв./1000 m<sup>3</sup> (21.55 лв./MWh);
- до 200 000 m<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 218.30 лв./1000 m<sup>3</sup> (20.86 лв./MWh);
- до 400 000 m<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 211.04 лв./1000 m<sup>3</sup> (20.17 лв./MWh);
- до 600 000 m<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 206.79 лв./1000 m<sup>3</sup> (19.76 лв./MWh);
- до 800 000 m<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 203.77 лв./1000 m<sup>3</sup> (19.47 лв./MWh);
- до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 201.43 лв./1000 m<sup>3</sup> (19.25 лв./MWh);

- лв./MWh);
- до 2 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 194.17 лв./1000 м<sup>3</sup> (18.55 лв./MWh);
- до 3 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 189.92 лв./1000 м<sup>3</sup> (18.15 лв./MWh);
- до 4 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 186.90 лв./1000 м<sup>3</sup> (17.86 лв./MWh);
- до 5 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 184.56 лв./1000 м<sup>3</sup> (17.64 лв./MWh);
- до 7 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 181.04 лв./1000 м<sup>3</sup> (17.30 лв./MWh);
- до 10 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 177.30 лв./1000 м<sup>3</sup> (16.94 лв./MWh);
- над 10 000 000 м<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 173.05 лв./1000 м<sup>3</sup> (16.54 лв./MWh).

#### 1.1.3 Метанстанции:

- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 119.95 лв./1000 м<sup>3</sup> (11.46 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 108.90 лв./1000 м<sup>3</sup> (10.41 лв./MWh);
- над 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (над 10 465 MWh) - 89.50 лв./1000 м<sup>3</sup> (8.55 лв./MWh).

#### 1.2. За битови клиенти - 264.01 лв./1000 м<sup>3</sup> (25.23 лв./MWh).

*Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m). При промяна на калоричността на газа с ±100 kcal/m<sup>3</sup>, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.*

#### 2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 12 171.8 хил. лв.; за 2016 г. - 11 981.7 хил. лв.; за 2017 г. - 12 106.8 хил. лв.; за 2018 г. - 12 020.3 хил. лв.; за 2019 г. - 12 011.5 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 66 710 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. - 71 359 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. - 76 423 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. - 81 612 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. - 86 878 хил. м<sup>3</sup>/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

#### 3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

Цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

##### 3.1. За стопански клиенти:

##### 3.1.1. С равномерно потребление:

- до 50 000 м<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.34 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 100 000 м<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.32 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 200 000 м<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.29 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.21 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 600 000 м<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.13 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.97 лв./MWh);
- до 800 000 м<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.06 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.96 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.98 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.95 лв./MWh);
- до 2 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.61 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.92 лв./MWh);
- до 3 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 9.23 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.88 лв./MWh);
- до 4 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 8.85 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.85 лв./MWh);
- до 5 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 8.47 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.81 лв./MWh);
- до 7 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.74 лв./MWh);
- до 10 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 6.58 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.63 лв./MWh);
- над 10 000 000 м<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 4.69 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.45 лв./MWh).

##### 3.1.2. С неравномерно потребление:

- до 5 000 м<sup>3</sup>/год. (до 52 MWh), вкл. - 3.44 лв./клиент на месец;

- до 50 000 м<sup>3</sup>/год., (до 523 MWh) вкл. - 10.34 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 100 000 м<sup>3</sup>/год., (до 1 047 MWh) вкл. - 10.32 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.99 лв./MWh);
- до 200 000 м<sup>3</sup>/год., (до 2 093 MWh) вкл. - 10.29 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.21 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 600 000 м<sup>3</sup>/год., (до 6 279 MWh) вкл. - 10.13 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.97 лв./MWh);
- до 800 000 м<sup>3</sup>/год., (до 8 372 MWh) вкл. - 10.06 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.96 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.98 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.95 лв./MWh);
- до 2 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 20 930 MWh) вкл. - 9.61 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.92 лв./MWh);
- до 3 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 31 395 MWh) вкл. - 9.23 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.88 лв./MWh);
- до 4 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 41 860 MWh) вкл. - 8.85 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.85 лв./MWh);
- до 5 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 52 326 MWh) вкл. - 8.47 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.81 лв./MWh);
- до 7 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 73 256 MWh) вкл. - 7.72 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.74 лв./MWh);
- до 10 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 104 651 MWh) вкл. - 6.58 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.63 лв./MWh);
- над 10 000 000 м<sup>3</sup>/год. (над 104 651 MWh) - 4.69 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.45 лв./MWh).

### 3.1.3. Метанстанции:

- до 400 000 м<sup>3</sup>/год., (до 4 186 MWh) вкл. - 10.21 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.98 лв./MWh);
- до 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (до 10 465 MWh) вкл. - 9.98 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.95 лв./MWh);
- над 1 000 000 м<sup>3</sup>/год., (над 10 465 MWh) - 8.47 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.81 лв./MWh).

### 3.2. За битови клиенти - 3.44 лв./клиент на месец.

*Тарифните групи и цените в MWh са определени при горна граница на калоричност на газа (9 000 kcal/m). При промяна на калоричността на газа с  $\pm 100$  kcal/m<sup>3</sup>, тарифните групи и цените автоматично се преизчисляват в енергийни единици.*

### 4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. - 925.0 хил. лв.; за 2016 г. - 981.9 хил. лв.; за 2017 г. - 1 038.3 хил. лв.; за 2018 г. - 1 099.2 хил. лв.; за 2019 г. - 1 162.0 хил. лв.

Количества природен газ - за 2015 г. - 66 521 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. - 71 155 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. - 76 205 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. - 81 384 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. - 86 634 хил. м<sup>3</sup>/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 11.85%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на общините Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Гунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, както следва:

#### 5.1. Стопански клиенти:

- до 25 м<sup>3</sup>/h, вкл. - 430.83 лв./клиент;
- до 50 м<sup>3</sup>/h, вкл. - 1 152.60 лв./клиент;
- до 1 000 м<sup>3</sup>/h, вкл. - 2 401.55 лв./клиент;
- до 3 000 м<sup>3</sup>/h, вкл. - 3 603.14 лв./клиент;
- над 3 000 м<sup>3</sup>/h - 4 260.32 лв./клиент.

#### 5.2. Битови клиенти - 430.83 лв./клиент.

### Изказвания по т.9:

Докладва Г. Дечева. Не е постъпила нов информация, която да доведе до промяна на ценообразуващите елементи. Работната група напълно поддържа отразените в доклада цени.

Предвид гореизложеното, Комисията

## РЕШИ:

1. Приема проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-57-18 от 27.08.2015 г.,

изменено със заявление с вх. № Е-15-57-18 от 11.09.2015 г., подадено от „Овергаз Мрежи“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Бургас, Айтос, Царево, Карнобат, Несебър, Поморие, Приморско, Созопол, Ямбол, Тунджа, Стара Загора, Нова Загора, Нови пазар и Варна, с изключение на кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за периода 2015-2019 г.;

2. Насрочва обществено обсъждане на 13.11.2015 г. от 13:30 ч. за разглеждане на проекта на решение по т.1., на което да бъдат поканени заинтересованите лица;

3. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (И. Н. Иванов, С. Тодорова, А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна), от които **три гласа** (А. Йорданов, Г. Златев, Е. Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

#### **Приложения:**

1. Решение на КЕВР № Ц-36/09.11.2015 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса.

2. Решение на КЕВР № Ц-37/09.11.2015 г. относно заявление от „Комекес“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков.

3. Решение на КЕВР № Ц-38/09.11.2015 г. относно заявление от „Добруджа газ“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Добруджа газ“ АД на територията на община Генерал Тошево.

#### **ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

1. ....  
(С. Тодорова)

2. ....  
(Р. Осман)

3. ....  
(А. Йорданов)

4. ....  
(Г. Златев)

5. ....  
(Е. Харитоновна)

#### **ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

#### **ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**Н. ГЕОРГИЕВ**