



ПРОТОКОЛ

№ 289

София, 29.12.2017 година

Днес, 29.12.2017 г. от 10:03 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 Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

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

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно изменение на действащата цена на електрическата енергия на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Георги Петров, Йовка Велчева, Надежда Иванова, Ели Алексиева, Ана Иванова

2. Проект на решение относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Радостина Методиева, Радослав Райков

3. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-46-12 от 05.10.2017 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-46-12#4 от 24.10.2017 г., от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД с искане за утвърждаване на пределни цени за разпределение на природен газ, пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за

територията на община Елин Пелин за регулаторен период 2018-2022 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Боян Наумов, Михаела Андреева, Сирма Денчева, Любослава Джоргова, Емилия Тренева, Ваня Василева

4. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-55-11 от 29.09.2017 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-55-11 от 18.10.2017 г., от „ТЕЦЕКО“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за териториите на община Свищов и община Белене за регулаторен период 2018-2022 г.

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

По т.1. Комисията, след като разгледа преписка, образувана по заявление с вх. № Е-14-09-24 от 25.10.2017 г. за изменение на преференциалната цена на електрическата енергия на „Топлофикация Русе“ ЕАД, доклад с вх. № Е-Дк-824 от 30.11.2017 г., както и събраните данни от проведено на 07.12.2017 г. открито заседание и на 11.12.2017 г. обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е образувано във връзка със заявление с вх. № Е-14-09-24 от 25.10.2017 г. за изменение на действащата цена на електрическата енергия на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

За разглеждане на подаденото заявление със заповед № 3-Е-180 от 31.10.2017 г. на Председателя на КЕВР е сформирана работна група, като резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-824 от 30.11.2017 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 258 от 01.12.2017 г., т. 5 и е публикуван на интернет страницата на Комисията.

В изпълнение на разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ), чл. 47, ал. 3 от Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) на 07.12.2017 г. е проведено открито заседание, на което Комисията е обсъдила доклада с представители на заявителя. От страна на дружеството са направени възражения по отношение на отразени в доклада корекции на ценообразуващи елементи. С писмо с вх. № Е-14-09-31 от 07.12.2017 г. дружеството е представило обосновка на направените на откритото заседание възражения.

На основание чл. 14 от ЗЕ на 11.12.2017 г. е проведено обществено обсъждане на проекта на решение за изменение на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин на „Топлофикация Русе“ ЕАД. След проведеното обществено обсъждане не са постъпили възражения от заинтересованите лица, а заявителят с писмо с вх. № Е-14-09-24 от 14.12.2017 г. е подал допълнителна информация, във връзка с избора си на търговска компания за доставка.

В двете подадени възражения с вх. № Е-14-09-31 от 07.12.2017 г. и с вх. № Е-14-09-24 от 14.12.2017 г. „Топлофикация Русе“ ЕАД посочва, че не е в положение на равнопоставеност спрямо останалите централи на твърдо гориво, които могат да работят с български въглища и са облекчени по отношение на снабдяване, доставчици, включително и финансови средства за подsigуряване на доставките и запаси за производство, поради спецификата на производствените мощности, които ползва.

Счита, че това обстоятелство следва да намери своето отражение при определяне преференциалната цена за продажба на електрическа енергия. Централата може да работи само с руски въглища, поради спецификата ѝ, което налага доставка единствено от Русия и което от своя страна има съответните особености и ограничения, спрямо режима за

доставка на основно гориво за останалите централи. Предоставя информация, че са водени преговори с няколко банки и условията, които е получило дружеството са реципрочни на условията, предоставени от търговските компании, но последните освен финансиране на сделките, извършват и организация на доставките и сигурност на ритмичното доставяне на въглища. Настоява Комисията да съобрази исканията му, които са подкрепени с доказателства, и по-конкретно с представения договор/допълнително споразумение с Бремер Трейдинг лимитид от 16.10.2017 г. и от 23.10.2017 г., с цена на въглищата 125 \$/t. до пристанище Измаил и заедно с транспортните разходи, приета и от Комисията - 133 \$/t., по която цена посочва, че ще бъдат закупувани и предстоящите количества въглища, необходими за отоплителния сезон.

Дружеството посочва като мотив за договорните си отношения с „Дайнинг Енерджи“ ЕООД за доставката на въглища от Русия, като най-надеждния финансов партньор, чрез избора на който счита, че не се нарушава изискването за доставки при минимални разходи, а именно:

Средният период на доставка на руски въглища, считано от датата на заявяване на дадена партида до непосредственото ѝ доставяне на порт Русе е три месеца. „Дайнинг Енерджи“ ЕООД плаща авансово всички възникнали разходи, без да ангажира финансов ресурс от страна на „Топлофикация Русе“ ЕАД, за което начислява 5 % надбавка „финансов ресурс“. За горните цели е изградена стройна платежна система, която включва договорни отношения на „Дайнинг Енерджи“ ЕООД с руски производители, които представляват търговска тайна, но са предоставени писма- референции от „Бремер Трейдинг Лимитед“ и „Амет Венчърс Лимитед“ за добрите двустранни търговски взаимоотношения с „Дайнинг Енерджи“ ЕООД. В логистично доставната схема е предвидено авансово плащане преди товарене на въглищата в мината, при пристигане на стоката в порт Измаил, редовно заплащане на складови разходи в отправно пристанище, разходи за заплащане на речен транспорт преди разтоварване.

„Дайнинг Енерджи“ ЕООД включва като елемент от разходите по доставката на въглищата и обстойното обследване и анализ на въглищата, съответно сертифициране на всяка отделна баржа в размер на 1200 USD за всяка една баржа (среден тонаж 1500 т).

„Топлофикация Русе“ ЕАД посочва, че поради спецификата и непредсказуемостта на търговските отношения между Русия и Украйна и с цел избягване на допълнителни разходи като банкови акредитиви и гаранции, които биха се калкулирали в стойността на крайния продукт, „Дайнинг Енерджи“ ЕООД заплаща авансово стойността на въглищата и начислява премия Риск от погиване в размер на 3,5 \$/t.

„Топлофикация Русе“ ЕАД отбелязва, че и към настоящия момент цената на въглищата на международните пазари, както и на руските въглища, които използва, продължава да нараства. В тази връзка посочва, че независимо от колебанията на пазара „Дайнинг Енерджи“ ЕООД се стреми да поддържа стабилна цена към „Топлофикация Русе“ ЕАД, като според твърденията на дружеството цената, която заплаща „Дайнинг Енерджи“ ЕООД, не се индексира към „Топлофикация Русе“ ЕАД с всяко нейно повишение, поради което „Дайнинг Енерджи“ ЕООД начислява надбавка „Търговски риск“ в размер на 3,5 USD/тон. В допълнение, всички непредвидени разходи, свързани с доставката, като използване на алтернативен начин на транспорт (поради влошени метеорологични условия, военни конфликти и др.) се заплащат изцяло и авансово от „Дайнинг Енерджи“ ЕООД. Тук се включват и допълнителните разходи, свързани с железопътния транспорт в Русия и Украйна, който в контекста на нестабилната политическа обстановка, е крайно непредсказуем и стойността му е предмет на ежеседмично увеличение.

За предоставяните комплексни услуги „Дайнинг Енерджи“ ЕООД начислява и „норма на печалба“ в размер на 5 %.

Гореизброеното, според „Топлофикация Русе“ ЕАД, обосновава от една страна, че „Дайнинг Енерджи“ ЕООД предлага цялостна и сигурна комплексна услуга, която осигурява безпроблемна и непрекъсната работа на топлофикационното дружество и която

услуга в този обем не може да се предложи от банкови институции.

От друга страна с тази разбивка и предоставената от „Топлофикация Русе“ ЕАД информация, дружеството счита, че обосновава документално разходите си за закупуване на въглища за оставащия ценови период в размер на 135 \$/t (229, 88 лв./тон). С оглед на това „Топлофикация Русе“ ЕАД твърди, че ако се запази изчислената в проекта на решение цена, тя противоречи на ЗЕ, тъй като цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността, включително и разходите за доставка на гориво. Дружеството посочва, че във връзка с вмененото му задължение да поддържа горива на склад за зимния период в размер на 14 500 тона средномесечно, следва да подсури оборотни средства в размер на 3 269 025 лв.

След преглед и анализ на постъпилите възражения от дружеството, Комисията счита:

Анализът на представената от дружество обосновка относно завишението на цената на въглищата от доставчика „Дайнинг Енерджи“ ЕООД до размер 135 \$/t, показва, че част от допълнително включените разходи от доставчика „Дайнинг Енерджи“ ЕООД по своята същност имат финансов характер и представляват комисионна, свързана с осигуряване на заеман паричен ресурс, обезпечаващ авансовото плащане на заявените от дружеството количества въглища. Същият ефект би се постигнал и чрез използване от страна на „Топлофикация Русе“ ЕАД на банкови продукти, като в този случай в годишните разходи не следва да се признават лихвите за представените от банката услуги, предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 2 от НРЦЕЕ, която определя, че за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват финансови разходи. С оглед осигуряване на равнопоставеност с дружествата, които сами управляват риска от неплащане, забавено плащане и осигуряват ликвидни средства за авансово плащане на стойността на основното гориво за производство, по отношение на „Топлофикация Русе“ ЕАД не е обосновано да се признаят посочените допълнителни разходи на доставчика „Дайнинг Енерджи“ ЕООД.

Комисията приема за основателни аргументите на дружеството, обосноваващи допълнителните разходи, като разходи за сертификати за калоричност и качество; разходи за застраховка на риска от погиване поради преминаване през зони с повишен риск; разходи за риск от девиация на цените и използване на алтернативен начин на транспорт поради влошени метеорологични условия и нормата на печалба.

По отношение на твърдението на „Топлофикация Русе“ ЕАД, че към настоящия момент дружеството не разполага с допълнителни специалисти, които да извършват дейността по осигуряване на доставките на въглища Комисията приема, че предложеният от дружеството разход за възнаграждения на наети лица е необосновано завишен. В тази връзка е обосновано в разходите за въглища да се включи компонента, отразяваща разходите за търговски специалисти, остойностена при средна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение в отрасъл „Енергетика“ през 2016 г., която е в размер на 1 664 лв., съгласно данни на НСИ, както и отразяваща разходите за командировки и агент в Измаил.

Комисията приема за основателно възражението при изчисление на средно претеглената цена на въглищата, съобразно представените по преписката договори за доставка, да бъде отчетено и допълнително споразумение № 22 от 23.10.2017 г. към договор № 133-BRTR/DE от 16.11.2015 г. между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Бремер Трейдинг Лимитид за доставка на 1200 тона въглища по 125 USD/t.

С писмо с изх. № Е-14-09-24 от 03.11.2017 г. Комисията е изисквала от „Топлофикация Русе“ ЕАД да представи **подробна разбивка за формирането на цената на въглищата в размер на 135 \$/t**, като посочи размера на всички видове разходи, които се включват в тази цена, както и да приложи заверени копия на съответните документи, които доказват разходите за транспортни и товароразтоварни дейности до Пристанище Русе, както и митнически декларации за внесените от Русия въглища. С писмо с вх. № Е-14-09-24 от 10.11.2017 г. дружеството е представило допълнителна информация, като не е

представило справка за изчисляване на средно-претеглена цена на въглищата, съгласно изискванията на т. 12 от глава трета, раздел I „Технико-икономически показатели в производството” от Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети от КЕВР с протоколно Решение № 95 от 25.05.2015 г., по т. 8 (Указания НВ). Следва да се отбележи, че КЕВР е утвърдила образец на Справка - Приложение № 2 към образца на заявление за утвърждаване на цени, за изчисляване на среднопретеглена цена на горивата, чрез която дружествата да изчисляват и обосновават заложените от тях цени на въглищата в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството” от електронния изчислителен модел за образуване на цените. В тази връзка непредставянето от страна на заявителя на изисканата от КЕВР с писмо с изх. № Е-14-09-24 от 03.11.2017 г. информация, не позволява да бъде извършен анализ на средно претеглена цена на въглищата за регулаторния период. Предвид изложеното, изчисленията на изменението на цените на „Топлофикация Русе“ ЕАД са извършени съобразно предложението на дружеството в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството” от електронния изчислителен модел за образуване на цените-да бъде заложена приетата от Комисията за икономически обоснована цена на въглищата на базата на представените от дружеството актуални договори за доставка на въглища.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и възраженията от „Топлофикация Русе“ ЕАД, Комисията приема за установено следното:

След извършен регулаторен преглед, с Решение № Ц - 18 от 01.07.2017 г. КЕВР е утвърдила на „Топлофикация Русе” ЕАД, за периода 01.07.2017 - 30.06.2018 г., преференциална цена на електрическа енергия и пределни цени на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и водна пара, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 149,34 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 139,34 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
 2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) - 77,41 лв./MWh;
 3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) - 93,60 лв./MWh;
 4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 55 595 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 52 612 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 485 хил. лв. и променливи - 38 128 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 39 348 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,58%
 - Електрическа енергия – 215 066 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 190 600 MWh
 - Към НЕК - 180 000 MWh
 - Към ЕРД - 10 600 MWh
 - от некомбинирано производство – 24 466 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 14 885 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 287 204 MWh
- Цена на въглищата – 176,82 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg.

„Топлофикация Русе” ЕАД е подало заявление с вх. № Е-14-09-24 от 25.10.2017 г. за изменение на действащата цена на електрическата енергия, към което е приложило:

1. Обосновка на заявлението за утвърждаване на цени;
2. Прогноза за периода от 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., разработена съгласно справки

от № 1 до № 9;

3. Копие на писмо изх. № 02-1 от 02.10.2017 г. от „Дайнинг Енерджи“ ЕООД до „Топлофикация Русе“ ЕАД;
4. Копие от Анекс към рамково споразумение за продажба на въглища от 23.10.2017 г.;
5. Копие на договор № 25092017 между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Амет Венчърз Лимитид за 14 000 т., за периода октомври - ноември 2017 г. по 110 долара/т.;
6. Съпроводителни документи към доставката по т. 5;
7. Копие на договор № 16102017 между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Амет Венчърз Лимитид за 25 000 т., за периода ноември – декември 2017 г. по 115,4 долара/т.;
8. Копие на договор № 26092017 между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Бремер Трейдинг Лимитид за 5 000 т., за периода октомври - ноември 2017 г. по 101,8 долара/т.;
9. Копие на допълнително споразумение №1 към договор № 26092017 между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Бремер Трейдинг Лимитид за 20 000 т., за периода ноември – декември 2017 г. по 104 долара/т.;
10. Копие на допълнително споразумение № 21 от 16.10.2017 г. към договор № 133-BRTR/DE от 16.11.2015 г. между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Бремер Трейдинг Лимитид за 770 т по 125 долара/т. FOB Измаил;
11. Съпроводителни документи по т. 10;
12. Копие на оферти от ОМЛ, Амет, Лимбург, Бремер, Прогрес Енерго;
13. Копие на договор № 7-15 от 17.10.2017 г. между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Сипо Трейдинг за транспорт на 1700 т. по 8 долара/т. и съпроводителни документи;
14. Копие на договор № 124 от 30.08.2017 г. между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Рубишипс за транспорт на 3000 т. по 8,2 долара/т.;
15. Съпроводителни документи по т. 14 – фактура, платежно нареждане;
16. Копие на договор № 038 от 03.07.2017 г. между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Валдекс трейд за транспорт на 2500 т. по 8 долара/т.;
17. Съпроводителни документи по т. 16. за транспорт и други услуги;
18. Копие от платежно нареждане за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – **197,65 лв./MWh.**

Предложените цени са обосновани от дружеството със следните факти и обстоятелства:

„Топлофикация Русе“ ЕАД счита, че предложението за изменение на преференциалната цена на електрическата енергия е в съответствие с чл. 38, ал. 2 от Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (обн. ДВ, бр. 25 от 24.03.2017 г., НРЦЕЕ) и във връзка с настъпилите значителни промени във формирането на цената на въглищата, дължащи се на увеличението на цената им от доставчик в доларово изражение – от 127 \$/t на 135 \$/t, включваща и разходите за транспортни и товароразтоварни дейности до Пристанище Русе.

Цената на въглищата е формирана по следния начин:

135,00 \$/t * 1,66595 лв./\$ + 4,98 лв./t = 229,88 лв./t, където

1,66595 лв./\$ - курс към 24.10.2017 г. (към деня на подаване на заявлението).

4,98 лв./t – допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба на Пристанище Русе.

През последните години от страна на КЕВР е възприет общ подход за някои от параметрите, образуващи регулаторната рамка на цените на енергийните предприятия в България. Един от тези фактори е цената на основното гориво за въглищните електроцентрали, спрямо които е възприет подход за референтна цена да се приема средна борсова цена, като се добавят транспортни и други съпътстващи разходи за съответната

централа. Дружеството счита, че този подход е неприложим за ТЕЦ Русе, тъй като енергийните парогенератори са проектирани да изгарят само и единствено вносни въглища с много специфични характеристики, чийто диапазон на допустимо изменение варира в много тесни граници. Това са висококалорични въглища с достатъчно ниска температура на топене на пепелта, която да гарантира възможността за **течното** им шлакоотделяне.

Допълнително утежняващо обстоятелство са изискванията към въглищата, заложили в комплексното разрешително – поставени са условия за използване на твърдо гориво със съдържание на **сяра под 0,4 % и летливи вещества под 10 %**. Освен това „Топлофикация Русе“ ЕАД има и сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове.

Тези обстоятелства значително ограничават района, от който може да се доставят въглища, с посочените показатели, като на практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия. Според дружеството, всичко гореизброено, допълнено и от факта, че в този географски район работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока от цената, приета като референтна.

Във връзка с гореизложеното дружеството апелира към Комисията, при преценката си да се съобрази с факта, че цената на въглищата, изгаряни от „Топлофикация Русе“ ЕАД, е по-висока от цената на въглищата, котиран на средноевропейска борса АRA и да отрази този факт при определянето на цените на електрическата и топлинната енергия.

На 08.09.2017 г. „Топлофикация Русе“ ЕАД е обявила конкурс за предстоящи доставки на 240 000 тона $\pm 10 \%$, нисколетливи енергийни въглища за „Топлофикация-Русе“ ЕАД, въглища, марка “Т”, с качествени показатели

Влага работна :	до 10 %
Пепел на суха маса :	до 20 %
Сяра обща, на работна маса :	до 0,4 %
Летливи на работна маса :	до 10 %
Калоричност, долна на работно гориво ккал/кг. (NAR)	5800 ккал/кг
Коефициент на смилаемост	1-1.1(ВТИ)

Характеристика на пепелта:

Температура
T1= 990-1170°C
T2.=1050-1300°C
T3= 1100-1400°C//в окислителна среда/
T _о = не по висока от 1360°C

Кандидатите е следвало да подават офертите си в срок до 25.09.2017 г., като оферти, отговарящи на условията на обявата, не са получени.

С Решение № Ц - 18 от 01.07.2017 г. КЕВР е утвърдила преференциална цена за електрическа енергия на „Топлофикация Русе“ ЕАД в размер на 149,34 лв./MWh. След прилагането на новата разчетна цена на въглищата в Модела за ценообразуване (Справка № 4) новата преференциална цена, за която дружеството е подало настоящото заявление за електрическа енергия е 197,65 лв. / MWh.

Във връзка с гореописаните обстоятелства и на основание чл. 31а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ и чл. 38, ал. 2 от НРЦЕЕ, дружеството е предложило да се измени утвърдената цена на електрическата енергия на „Топлофикация Русе“ ЕАД, в съответствие с промяната на ценообразуващия елемент – увеличение на цената на основното гориво, ползвано в централата.

С цел продажба на топлинна енергия по социално поносими цени и за стимулиране на високоефективното комбинирано производство, дружеството предлага цените на топлинната енергия да не надхвърлят утвърдените цени за настоящия ценови период, поради което предлага за утвърждаване само цена на електрическата енергия от

високоэффективно комбинирано производство.

С писмо изх. № Е-14-09-24 от 03.11.2017 г. на КЕВР на основание чл. 38, ал. 2 от ЗЕ и чл. 52, ал. 1 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката от заявителя е изискано да представи подробна разбивка за формирането на цената на въглищата в размер на 135 \$/t, като посочи размера на всички видове разходи, които се включват в тази цена, както и да приложи заверени копия на съответните документи, които доказват разходите за транспортни и товароразтоварни дейности до Пристанище Русе, както и митнически декларации за вносите от Русия въглища.

С писмо с вх. № Е-14-09-24 от 10.11.2017 г. дружеството е представило следната допълнителна информация:

1. Копие на заверена митническа декларация за внос MRN: 17BG004006H0032922 от 07.11.2017 г. и проформа фактура за закупуване на въглища от „Топлофикация Русе“ ЕАД от доставчик – „Дайнинг Енерджи“ ЕООД;

a. Копие на договор №25092017 между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Амет Венчърз Лимитид за доставка на 14 000 т. въглища, за периода октомври - ноември 2017 г. по 110 щ.долара/т;

b. Копие на предварителна фактура за закупуване на въглища от „Дайнинг Енерджи“ ЕООД от Амет Венчърс Лимитид, включваща и транспортните разходи от Пристанище Измаил до Пристанище Русе;

2. Копие на заверена Митническа декларация за внос MRN: 17BG004006H0033033 от 08.11.2017 г. и фактура за закупуване на въглища от „Топлофикация Русе“ ЕАД от доставчик - „Дайнинг Енерджи“ ЕООД;

a. Копие на допълнително споразумение № 22 от 23.10.2017 г. към договор № 133-BRTR/DE от 16.11.2015 г. между „Дайнинг Енерджи“ ЕООД и Бремер Трейдинг Лимитид за доставка на 1200 т. въглища по 125 щ.долара/т;

b. Копие на фактура №BR/4479 за закупуване на въглища от „Дайнинг Енерджи“ ЕООД от доставчик - Бремер Трейдинг Лимитид;

c. Копие на фактура №123/10-17 за транспортиране на въглища, извършено от Валдекс Трейд ЛТД;

3. Копие на договор с „Пристанищен комплекс Русе“ ЕАД за пристанищни услуги № 37/2017 г.;

4. Копие на договор №Д-420 от 16.11.2015 г. с „Дунав“ АД и допълнително споразумение към него за извършване на превоз на въглища;

5. Договори № Д-44 от 02.03.2017 г. и № Д-45 от 02.03.2017 г. с „Независими сървейори и консултанти“ ЕООД за извършване на замерване, анализ, вземане и разработване на средна корабна проба на въглищата;

6. Справка за определяне на допълнителни разходи за разтоварване и съхранение през 2017 г.

Дружеството е представило следната допълнителна обосновка:

Видно от представения с преписката договор с „Дайнинг Енерджи“ ЕООД за продажба на въглища, доставната цена, която дружеството заплаща за основното гориво на централата е 135 щ.д. Тази цена е формирана от цената на въглищата и стойността на транспортните разходи. В крайната цена са включени съответно и други разходи на търговеца. Това е обусловено от факта, че „Топлофикация Русе“ ЕАД доставя вносни въглища, които изискват регулярни плащания: в зависимост от логистично-доставната схема на руския доставчик плащанията към него следва да бъдат ритмични - преди товарене в мината, при пристигане на стоката в Порт Измаил; освен това се налага редовно заплащане на складови разходи в отправно пристанище; речният транспорт следва да бъде заплатен задължително преди разтоварване и т.н.

От времева гледна точка периодът на доставка на една партида въглища, считано от момента на тяхното добиване в мината, до момента на доставката им до гр. Русе, понякога превишава два месеца: след като се заяви партидата към миннодобивната компания, е необходимо запазване на съответното количество; следва

транспортирането му на разстояние от 5 000 км с железопътен транспорт през Русия и Украйна, разтоварянето и съхранението му в Измаил, Украйна; след това транспортирането му до гр. Русе по р. Дунав.

Финансовата стойност за целия този времеотнемащ процес се покрива на 100% от „Дайнинг Енерджи“ ЕООД, като „Топлофикация Русе“ ЕАД заплаща този разход в следствие - след неговото фактическо извършване, т.е. на практика „Дайнинг Енерджи“ ЕООД финансира авансово всяка една доставка на въглища, за което начислява своя разход в издаваните фактури към „Топлофикация Русе“ ЕАД по цена 135 щ.д./т.

„Топлофикация Русе“ ЕАД счита, че всичко това налага изграждане и поддържане на стройна платежна система, която в много случаи, поради цикличността на финансовия поток на дружеството, е невъзможна за поддържане от него, тъй като същото е обвързано със събиране на вземания от абонати, НЕК ЕАД и др., падежите по които не винаги съвпадат с необходимостта за обезпечаване на ресурса въглища.

Поради тази причина дружеството счита, че му е необходим стабилен финансов партньор и посредник, който да извършва следните функции от негово име:

- осигуряване на непрекъснат финансов ресурс и обезпечаване на доставките на предприятието с цел осигуряване на непрекъснатия му работен процес;

- осигуряване на тесни специалисти по отношение договаряне на условията на доставка, цени, начини на плащане и др. специфични дейности, във връзка с които „Топлофикация Русе“ ЕАД не разполага със съответните кадри.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от ЗЕ КЕВР осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ. Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от посочените централи се определя на база индивидуалните разходи за производство и добавка, определена от Комисията по групи производители и по критерии съгласно чл. 24 от НРЦЕЕ.

Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените. Дружествата подават заявления по утвърдени от Комисията образци. Подаденото от „Топлофикация Русе“ ЕАД заявление с вх. № Е-14-09-24 от 25.10.2017 г. за изменение на действащата цена на електрическата енергия е разгледано по реда на глава четвърта „Ред за утвърждаване, определяне и изменение на цени“ от НРЦЕЕ, във връзка с основанията, посочени в чл. 38, ал. 2 от НРЦЕЕ.

В обосновката на дружеството, подадена ведно със заявлението, се посочва, че с цел продажбата на топлинна енергия да се осъществява по социално поносими цени и за да се стимулира високоефективното комбинирано производство, не се обосновава изменение на цените на топлинната енергия, като в тази връзка дружеството не е подало заявление за изменение на цените на топлинната енергия.

В обосновката към подаденото заявление „Топлофикация Русе“ ЕАД е предложило да бъде изменена определената с Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. преференциална цена на електрическата енергия, в съответствие с промяната на ценообразуващия елемент признати годишни разходи, предвид увеличение на цената на основното гориво - въглища, ползвано в централата. Като основание за подаване на заявлението дружеството е посочило чл. 31а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ и чл. 38, ал. 2 от НРЦЕЕ. Следва да се има предвид, че нормата на чл. 31а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, съгласно която Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, е диспозитивна и административно производство

по предвидения в нея ред се открива само по преценка на Комисията. Поради изложеното, заявлението е разгледано във връзка с основанията, посочени в чл. 38, ал. 2 от НРЦЕЕ.

След преглед на представените от заявителя обосновки, доказателства и възражения и след извършен икономически анализ относно измененията в признатия размер на ценообразуващите елементи на енергийното дружество, са направени следните заключения и последващи изчисления:

Обосновката на дружеството е аргументирана с настъпилите значителни промени във формирането на цената на въглищата, дължащи се на увеличението на цената им от доставчик в доларово изражение – от 127 \$/t на 135 \$/t, включваща и разходите за транспортни и товароразтоварни дейности до Пристанище Русе, както и добавка за услуги с финансов характер, предоставяни от доставчика - „Дайнинг Енерджи“ ЕООД.

С Решение № Ц - 18 от 01.07.2017 г. КЕВР е утвърдила на „Топлофикация Русе“ ЕАД, за периода 01.07.2017 г. - 30.06.2018 г., преференциална цена на електрическа енергия 149,34 лв./MWh, при цена на въглищата – 176,82 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg.

Цената на въглищата, съгласно подаденото заявление за изменение на преференциалната цена на електрическата енергия, е формирана по следния начин:

135,00 \$/t * 1,66595 лв./\$ + 4,98 лв./t = 229,88 лв./t, където:

1,66595 лв./\$ - курс към 24.10.2017 г. (към деня на подаване на заявлението);

4,98 лв./t – допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба на Пристанище Русе.

След изисканата от Комисията допълнителна обосновка на предложената цена на въглищата и разглеждане на постъпилите от дружеството становища след проведените открито заседание и обществено обсъждане, **са направени следните изводи и изчисления:**

1. Изчислена е среднопретеглената цена, по която „Дайнинг Енерджи“ ЕООД закупува въглищата от съответните доставчици на база предоставените договори за закупуване.

Таблица №1

				курс лв./\$	1,66524		15.11.2017		
						FOB	CIF		
		Дата	Дог. №		t	kcal/kg	\$/t	\$/t	лв./t
1	Amet Ventures Limited-London, UK	25.09.2017 г.	25092017	CIF-Русе	14 000	6 000	102,00	8,00	110,00
2	Amet Ventures Limited-London, UK	16.10.2017 г.	16102017	CIF-Русе	25 000	6 000	107,40	8,00	115,40
3	Bremer Trading Limitd-British Virgin Islands	26.09.2017 г.	26092017	FOB-Измаил	5 000	6 000	101,80	8,00	109,80
4	Bremer Trading Limitd-British Virgin Islands	13.10.2017 г.	доп. сп-е 1	FOB-Измаил	20 000	6 000	104,00	8,00	112,00
5	Bremer Trading Limitd-British Virgin Islands	16.10.2017 г.	доп. сп-е 21	FOB-Измаил	770	6 500	125,00	8,00	133,00
6	Bremer Trading Limitd-British Virgin Islands	23.10.2017 г.	доп. сп-е 22	FOB-Измаил	1 200	6 500	125,00	8,00	133,00
					65 970	6 015		113,32	188,71

2. Изчислена е среднопретеглена **цена на въглищата франко пристанище Русе** от всички договори ведно с признатите допълнителни разходи аргументи, за които са изложени по-горе в настоящото решение.

Таблица №2

Калкулация	в USD		в лв.	
	месечно	годишно	месечно	годишно
Количество (т)	15 000	180 000	15 000	180 000
Разходи за въглища, включително транспорт съгласно Таблица №1	1 699 800	20 397 600	2 838 666	34 063 992
Сертификати за качество и калоричност	12 000	144 000	20 040	240 480
Разходи, свързани с доставката -застраховка	52 500	630 000	87 675	1 052 100
Търговско обслужване	13 964	167 569	23 320	279 840
Търговски риск	52 500	630 000	87 675	1 052 100
Печалба	91 538	1 098 458	152 869	1 834 426

Обща стойност	1 922 302	23 067 627	3 210 245	38 522 938
Средна цена на тон	128,15	128,15	214,02	214,02

Разходите за търговско обслужване са изчислени при следните параметри:

Таблица №3

Персонал - Търговски специалисти, спедитори, логистици и администрация (бр.)	5
Средномес. разход за специалист (лв.)	1 664
Средномес. разход за търг.специалисти (лв.)	8 320
Средномес. разход за командировки във връзка с търг.договаряне (лв.)	10 000
Средномес. разход за агент в Измаил (лв.)	5 000
Търговско обслужване (лв./мес.)	23 320

Анализът на представената от дружество обосновка относно завишението на цената на въглищата от доставчика „Дайнинг Енерджи“ ЕООД до размер 135 \$/t, показва, че част от допълнително включените разходи от доставчика „Дайнинг Енерджи“ ЕООД по своята същност имат финансов характер и представляват комисионна, свързана с осигуряване на заемен паричен ресурс, обезпечаващ авансовото плащане на заявените от дружеството количества въглища. Същият ефект би се постигнал и чрез използване от страна на „Топлофикация Русе“ ЕАД на банкови продукти, като в този случай в годишните разходи не следва да се признават лихвите за представените от банката услуги, предвид разпоредбата на чл. 11, ал. 2 от НРЦЕЕ, която определя, че за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от Комисията разходи не се включват финансови разходи. С оглед осигуряване на равнопоставеност с дружествата, които сами управляват риска от неплащане, забавено плащане и осигуряват ликвидни средства за авансово плащане на стойността на основното гориво за производство, по отношение на „Топлофикация Русе“ ЕАД не е обосновано да се признаят посочените допълнителни разходи на доставчика „Дайнинг Енерджи“ ЕООД.

По отношение на представената от заявителя допълнителна обосновка, че му е необходим стабилен финансов партньор и посредник, който да извършва от негово име осигуряване на тесни специалисти по отношение договаряне на условията на доставка, цени, начини на плащане и др. специфични дейности, във връзка с които „Топлофикация Русе“ ЕАД не разполага със съответните кадри, следва да се отбележи, че на „Топлофикация Русе“ ЕАД е издадена лицензия № Л-029-03 от 15.11.2000 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ по реда на ЗЕ, по силата на която дружеството е длъжно да използва достатъчен на брой квалифициран персонал за изпълнение на лицензионната дейност. Съгласно условията на лицензията дружеството има задължение да осигурява необходимите количества гориво за осъществяване на дейността по лицензията, като при това следва да се съобразява и с изискванията на ЗЕ. В тази връзка разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ поставя изискване за създаване на предпоставки за енергийни доставки при минимални разходи.

3. Допълнителните разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба на Пристанище Русе в размер на **4,98 лв./t** се приемат.

Във връзка с гореизложеното Комисията приема за обоснована крайна цена на въглищата в размер на 219,00 лв./t (214,02 лв./t + 4,98 лв./t = 219,00 лв./t)

Така изчислената цена на въглищата от 219,00 лв./t е повишена с 23,85% в сравнение с досегашната цена от 176,82 лв./t. Цената на високоефективната електрическа енергия се повишава от 149,34 лв./ MWh на 164,39 лв./ MWh, т. е. с 10,08%. По прогнозни данни от дружеството на база реализираните количества електрическа и топлинна енергия за предстоящото шестмесечие, финансовият ефект от повишението на цената е както следва: 1 478 хил. лв. от електрическа енергия и 1 249 хил. лв. от топлинна енергия или

общата сума е 2 727 хил. лв. С тази сума ще се намали определената с Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. на КЕВР възвръщаемост на дружеството.

Съгласно чл. 38, ал. 2 от НРЦЕЕ при регулиране на цените чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ по време на ценовия период цените могат да бъдат променяни при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. Основателността на изменение на цените на електрическата енергия, произведена от централи с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е обусловена от наличието на **три предпоставки**: да е налице обстоятелство, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените с Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. на КЕВР и това обстоятелство да води до съществено изменение на утвърдените ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. В случая заявлението на „Топлофикация Русе“ ЕАД е обосновано с непредвидено обстоятелство – изменение на цената на въглищата, настъпило след постановяване на Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. на КЕВР.

Анализът, представен по-горе показва, че изчислената цена на въглищата от 219,00 лв./t, в която се включват и разходите за транспортни и товароразтоварни дейности до Пристанище Русе, е повишена с 23,85% в сравнение с досегашната цена от 176,82 лв./t. Цената на високоефективната електрическа енергия се повишава от 149,34 лв./MWh, на 164,39 лв./MWh, т. е. с 10,08%. В тази връзка може да се приеме, че е налице съществено изменение на утвърдените ценообразуващи елементи, а именно разходите за гориво.

По отношение на третата предпоставка – настъпването на непредвиденото обстоятелство да води до съществено изменение на финансовото състояние на енергийното предприятие, следва да се отбележи, че правната норма на чл. 38, ал. 2 от НРЦЕЕ я регламентира като кумулативна, което означава, че тя трябва да се осъществи едновременно с останалите две предпоставки. За целта е извършен икономически анализ на отражението на промяната на цената върху разходите на дружеството за електрическата енергия, която ще бъде произведена до края на ценовия период. В тази връзка по прогнозни данни на дружеството, за количествата електрическа енергия, които ще бъдат реализирани през предстоящото шестмесечие, „Топлофикация Русе“ ЕАД ще претърпи загуба в размер на 1 478 хил. лева.

След извършените изчисления цените и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Русе“ ЕАД са следните:

1. Преференциална цена на електрическа енергия (без ДДС) – 164,39 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 154,39 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 61 170 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 58 135 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 485 хил. лв. и променливи – 43 650 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 40 039 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,58%
 - Електрическа енергия – 215 066 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 190 600 MWh
 - Към НЕК - 180 000 MWh
 - Към ЕРД - 10 600 MWh
 - от некомбинирано производство – 24 466 MWh
- Цена на въглищата – 219,00 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg.

Горната цена е изчислена при цени и количества на топлинната енергия, както следва: еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,14 лв./MWh; еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 101,58 лв./MWh; топлинна енергия с топлоносител водна пара – 14

885 MWh; топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 287 204 MWh.

Изказвания по т.1:

Докладва И. Александров. След проведеното открито заседание дружеството е депозирало своето възражение по отношение доклада на работната група. След проведеното обществено обсъждане е депозирано второ възражение. В него много подробно и аргументирано са обосновани допълнителните разходи, които Комисията е съкратила в своето предложение на ниво доклад. „Топлофикация Русе” ЕАД е успяло да се аргументира по пет позиции и да направи разбивка на разходите. Първата позиция е свързана с 5% надбавка финансов ресурс и е описано подробно кога възниква. Работната група не приема за аргументирана тази позиция, тъй като финансови разходи в цена на електрическа енергия и топлинна енергия не се приемат. Останалите четири позиции (подробно описани на стр. 2 и стр. 3) се приемат за обосновани със съответните изложени аргументи. На стр. 6 (където се формира средно претеглената цена на въглищата) е приет и добавен в таблицата допълнителен договор. Това е записано на стр. 10, т. 6, Таблица № 1. Договорът не е представен и калкулиран до този момент, но сега работната група го приема. Той е на стойност 25\$ на тон. По този начин средно претеглената цена от 112\$ става 113,32\$, което е в резултат от въздействието на договора върху цената и количеството. В резултат на това и на приетите допълнителни разходи е калкулирана средна цена на въглищата от 214,02. Това е записано в Таблица № 2 и калкулацията е подробно описана. Работната група счита, че е допустимо добавянето на тези разходи от 4,98 лв. на тон към цената, които възникват на пристанището в Русе за товаро-разтоварварни дейности, складиране и др. Работната група счита за напълно обоснована цената от 219 лв. на тон. Работейки с нея във финансовия модел, се получават и крайните цени, които са описани в диспозитива на решението (стр. 12 и стр. 13.).

И. Иванов каза на И. Александров да прочете проекта на решение.

И. Александров прочете проекта на решение:

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 33, ал. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 24, чл. 38, ал. 2 и чл. 49, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

Считано от 01.01.2018 г., утвърждава изменение на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на „Топлофикация Русе” ЕАД, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия (без ДДС) – 164,39 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 154,39 лв./MWh*
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10 лв./MWh*

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- *Необходими годишни приходи – 61 170 хил. лв., в т. ч.:*
 - *Разходи – 58 135 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 485 хил. лв. и променливи – 43 650 хил. лв.;*
 - *Регулаторна база на активите – 40 039 хил. лв.*
 - *Норма на възвръщаемост – 7,58%*
- *Електрическа енергия – 215 066 MWh, в т. ч.:*
 - *от високоефективно комбинирано производство – 190 600 MWh*
 - Към НЕК - 180 000 MWh*
 - Към ЕРД - 10 600 MWh*
 - *от некомбинирано производство – 24 466 MWh*

Цена на въглищата – 219,00 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg.

И. Иванов запита какво е било предложението за цена на въглищата преди да пристигнат двете възражения.

И. Александров отговори, че предложението на дружеството е било за 229 лв.

И. Иванов поясни, че задава въпрос каква е била първоначално определената цена в доклада.

Г. Петров каза, че първоначално определената цена е 193 лв.

И. Иванов обобщи, че изложените от дружеството аргументи са довели до промяна в предлаганата цена на въглищата на 219 лв. на тон при калоричност 5 900 kcal/kg.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по доклада.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 33, ал. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 24, чл. 38, ал. 2 и чл. 49, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Считано от 01.01.2018 г., утвърждава изменение на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на „Топлофикация Русе“ ЕАД, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия (без ДДС) – 164,39 лв./MWh, в т.ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 154,39 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 61 170 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 58 135 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 485 хил. лв. и променливи – 43 650 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 40 039 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,58%
 - Електрическа енергия – 215 066 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 190 600 MWh
 - Към НЕК - 180 000 MWh
 - Към ЕРД - 10 600 MWh
 - от некомбинирано производство – 24 466 MWh
- Цена на въглищата – 219,00 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg.

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

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-834 от 04.12.2017 г. относно **определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както и събраните данни и доказателства от проведеното на 13.12.2017 г. обществено обсъждане**, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсиране на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система (ЕЕС) и сигурната паралелна работа на ЕЕС на континентална Европа.

Според чл. 107 от ПТЕЕ, на балансиращия пазар (БП) се търгува балансираща енергия, която включва:

1. отдадената енергия вследствие участие в регулиране (първично и вторично), зададена чрез турбинните регулатори на агрегатите или централния регулатор на ЕЕС, интегрално за часа;

2. балансиране чрез корекция на работната точка на агрегатите (третичен резерв), зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за часа;

3. отдадена енергия вследствие на активирани блокове от студен резерв, интегрално за часа;

4. балансиране чрез промяна на състоянието (включване, изключване) на агрегатите, зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за часа;

5. балансиране чрез промяна на товара на потребители по диспечерско разпореждане;

6. енергия, закупена/продадена от/на съседни енергийни системи, и енергия като аварийна помощ.

С оглед реализирането на електрическа енергия на БП, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) сключва договори по чл. 11, т. 7 от ПТЕЕ с доставчиците на балансираща енергия, чиито предмет е предоставянето на балансираща енергия на преносния оператор от вторичен, третичен и активиран студен резерв. Предвид факта, че БП се администрира от ЕСО ЕАД, същото е страна и по всички сделки за покупка и/или продажба на електрическа енергия с търговски участници, които притежават диспечерируеми производствени и/или потребяващи обекти за покриване на небалансите в националната пазарна зона. Сключената сделка на БП установява задълженията на съответния доставчик на БП да предоставя или купува енергия на/от преносния оператор според спецификата на предложението и разпореждането, издадено от диспечера на оператора на електроенергийния пазар. Сключените сделки с доставчиците на балансираща енергия, които участват във вторично регулиране или в регулирането на системата чрез активиране на блокове от студен резерв и/или активиране на агрегати за третичен резерв, се уреждат съгласно условията на договорите с преносния оператор.

В изпълнение на сключените сделки, ЕСО ЕАД купува/продава балансираща енергия въз основа на предложения за регулиране нагоре и предложения за регулиране надолу, предоставени от доставчиците на балансираща енергия, които е регистрирало по реда на ПТЕЕ. По данни на ЕСО ЕАД, към настоящия момент в регистъра по чл. 119 от ПТЕЕ са вписани следните доставчици на балансираща енергия: „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ – Бобов дол“ ЕАД, „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, „ЕЙ И ЕС – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД, „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), „Пиринска Бистрица – Енергия“ АД, „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД, „Техеко Енерджи“ АД, „Видахим“ АД, „Стомана Индъстри“ АД и „Леяро Ковашки Машиностроителен Комплекс“ ЕООД, както и дружествата, класирани на проведените от електропреносния оператор тържни процедури за предоставяне на студен резерв, а именно „Биовет“ АД,

„ТЕЦ Марица 3“ АД, „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация Перник“ ЕАД и „Брикел“ ЕАД.

За изпълнение на правомощието на Комисията по чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от ЗЕ със Заповед № 3-Е-192 от 28.11.2017 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която е изготвила доклад с вх. № Е-Дк-834 от 04.12.2017 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. Същият, както и проект на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, са приети от КЕВР с решение по Протокол № 266 от 07.12.2017 г., т. 1. В тази връзка е проведено обществено обсъждане на 13.12.2017 г., след което са постъпили становища съответно от ЕСО ЕАД с вх. № Е-13-41-105 от 20.12.2017 г., от НЕК ЕАД с вх. № Е-13-01-85 от 22.12.2017 г., от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД с вх. № Е-13-12-13 от 13.12.2017 г., от „ЕВН България“ ЕАД с вх. № Е-13-32-11 от 21.12.2017 г., от „Мост Енерджи“ АД с вх. № Е-13-179-6 от 21.12.2017 г. и от Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) с вх. № Е-04-37-19 от 13.12.2017 г.

ЕСО ЕАД в становището си предлага определяните от КЕВР пределни цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия да се прилагат от 01.02.2018 г., тъй като цените за предоставяне на системните услуги за регулиране нагоре и регулиране надолу за м. януари 2018 г. са предоставени на преносния оператор до 15 декември 2017 г. в сроковете, съгласно сключените договори с доставчиците на балансираща енергия. Дружеството следва да предоговори с доставчиците на балансираща енергия и клаузи в договорите, които съответно да регламентират изпращане на коефициент, вместо цена, и последващо фактуриране на електрическата енергия за регулиране нагоре. ЕСО ЕАД посочва също, че се нуждае от технологично време за отразяване на новото ценообразуване в системата за администриране на пазара MMS, тъй като в проекта на решение на КЕВР е предвидено цените на доставчиците на балансираща енергия да се променят всеки ден.

Предвид изложените от ЕСО ЕАД аргументи, Комисията приема за обосновано пределните цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия да се прилагат от 01.02.2018 г.

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД възразява срещу предприетата мярка от страна на КЕВР за справяне с некоректните практики на търговски участници, обвързваща цените на „пазар ден напред“ и цените на балансиращия пазар за регулиране нагоре. Дружеството счита, че предложението за решение ще доведе само до намаляване на цената за регулиране нагоре и до евентуалната ѝ обвързаност с цената за базов товар на пазара „ден напред“ (ПДН) на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (Цпдн), без да се коригират предлаганите цени за регулиране надолу, като подчертава, че и на дневна база в Цпдн има значителни отклонения, които също може да са резултат от непазарното поведение на търговските участници на електроенергийната борса. Според производителя по-ниските цени на балансиращата енергия за регулиране нагоре ограничават възможностите на доставчиците на балансираща енергия да компенсират допълнителните си разходи за увеличаване на товара по диспечерско нареждане и разходите за поддръжка на системите за управление. В заключение дружеството посочва, че при по-високи цени на предложенията за регулиране нагоре, възможностите за спекулативно поведение на пазара биха били по-малко.

Във връзка с гореизложеното, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предлага пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре да се увеличи на 300,00 лв./MWh, и настоява ЕСО ЕАД да въведе прозрачност на цени и количества при активиране на предложенията на доставчиците за регулиране нагоре и регулиране надолу.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни. Дружеството не е представило обосновка на предложената пределна цена в размер на 300 лв./MWh. В същото време практиката показва, че основните доставчици на балансираща енергия предлагат цени близки до определените пределни такива, поради липсата на достатъчно

конкуренция на този пазар, като това би довело до необосновано увеличение на разходите за небаланси на всички търговски участници.

В становището си АСЕП отбелязва, че обвързването на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия с цената на енергийните борси е практика само на пазари, които нямат собствени балансиращи мощности и използват референтна пазарна цена при внос, докато у нас цените на балансиращата енергия за енергиен недостиг и енергиен излишък се определят съгласно чл. 7 и чл. 8 от методиката по чл. 105, ал. 4 от ПТЕЕ. Според асоциацията по дефиниция цените трябва да отчитат направените разходи от ЕСО ЕАД за регулиране за всеки период на сетълмент и реализирани небаланси от координаторите на балансиращи групи и участници по чл. 57 ал. 1, т. 2 от ПТЕЕ, следователно цените на енергийния недостиг трябва да покриват само направените технологични разходи за производство на единица електроенергия, а не да отразяват кривите на търсенето и предлагането на свободния пазар на електроенергия, още повече, че много често на енергийния пазар има и спекулативни сделки.

АСЕП посочва, че разходите на ЕСО ЕАД за балансиране на ЕЕС и регулиране на големи мощности в определени периоди на сетълмент, отнесени към минимални небаланси, имат за резултат цени на балансираща енергия и извън определената пределна цена, което показва проблем на участниците на пазара на балансираща енергия и индикира липса на достатъчно гъвкави генерационни мощности, които да отразяват кратки периоди на небаланси в системата.

Сдружението счита, че въвеждането на пазарно обвързана пределна цена за енергиен недостиг, ведно с императивното задължение на производителите с инсталирана мощност над 5 MW за сключване на сделки с електрическа енергия на организиран борсов пазар от 01.01.2018 г., би довело до неблагоприятни последици за либерализирания пазар на електроенергия в България. В тази връзка посочва, че горните обстоятелства, предвид сегашната конфигурация на производителите на електроенергийния пазар у нас и монополното положение на предприятията в структурата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, биха поставили пазара в ситуация на изкуствен търговски дефицит или контролирано високи цени на борсовия пазар. При твърде високи цени на ПДН ще се появят нереализирани търговски позиции и последваща единствена опция за реализация на балансиращ пазар при така планираните пределни цени по среднодневната цена на борсата, умножена по коефициент 2,5.

АСЕП твърди, че въпреки изложените мотиви на Комисията, според които новата методика ще ограничи възможността цената за недостиг на балансиращия пазар да бъде по-ниска от тази на ПДН, няма разумен търговски участник на пазара, който да държи търговски позиции на балансиращ пазар, тъй като такава практика противоречи на ПТЕЕ и ЕСО ЕАД има правомощия за превенция на подобно некоректно поведение.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни. Твърдението, че обвързването на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия с цената на енергийните борси е практика само на пазари, които нямат собствени балансиращи мощности и използват референтна пазарна цена при внос, не съответства на обективното фактическо положение. То е относимо към договорите на операторите за взаимна аварийна помощ, каквито сключени има и ЕСО ЕАД. На развитите пазари, в рамките на които има реална конкуренция сред доставчиците на балансираща енергия, не съществуват пределни цени, а обвързаността на цените за регулиране нагоре/надолу с постигнатите спот цени на ПДН се постига по естествен път, тъй като централите предлагат на балансиращия пазар цялото количество електрическа енергия, нереализирано на останалите пазарни сегменти. Аргументите, че при твърде високи цени на ПДН ще се появят нереализирани търговски позиции, за които в последствие единствената опция за реализация ще е на балансиращ пазар, също са неоснователни. Целта на предложения от Комисията подход е именно недопускане на подобно поведение на търговците и съответно арбитражи между двата пазара. Твърдението, че ЕСО ЕАД има правомощия за превенция на подобно некоректно поведение от страна на търговските участници, е

относимо единствено за случаите, при които търговците подават необвързани графици, но не и в случаи на манипулации на графици за потребление, които са изкуствено обвързани с тези на закупената електрическа енергия и делегират недостиг в ЕЕС още в Д-1.

В становището си НЕК ЕАД изразява опасения, че предложеният нов подход към настоящия момент няма да доведе до премахване на възможността търговски участници чрез поведението си при подаване на оферти на борсовия пазар да изкривяват умишлено пазарните отношения, с аргумента, че цената на балансиращата енергия за регулиране нагоре ще се изчислява на база среднодневната, а не на почасовата цена за базов товар на ПДН. Според дружеството в резултат на горепосоченото търговските участници отново ще разполагат с възможността, когато предполагат, че ще бъде постигната цена на ПДН (особено в пиковите часове) над 200 лв./MWh да предпочетат да занижат регистрирания си търговски график и да изпаднат в недостиг на балансиращия пазар още в Д-1.

НЕК ЕАД отново обръща внимание на това, че цените за регулиране нагоре и надолу имат голямо значение за определяне на цената за недостиг и излишък, но основното при определянето им е механизмът, използван от ЕСО ЕАД при извършване на месечния сетълмент, както и начинът на управление на електроенергийната система от ЦДУ. Т.е. предлаганите цени за регулиране нагоре и надолу от доставчици на балансираща енергия ще породят финансови последици само ако бъде активиран от ЦДУ агрегат на съответния доставчик за балансиране на системата и то едва след като предложените цени за регулиране преминат през изчислителния механизъм, заложен в методиката за определяне на цените за излишък и недостиг от ЕСО ЕАД.

Дружеството отбелязва, че макар и с въведения нов подход разходите на участниците на пазара, изпаднали в небаланс, да не се увеличат на годишна база, Комисията не е анализира отражението му върху резултатите на доставчиците на балансираща енергия и как ще бъдат защитени техните интереси. Според НЕК ЕАД приемането на резултатите от анализа води до извода, че КЕВР цели запазване на съществуващото до момента положение, което нарушава принципа на икономическа целесъобразност и равнопоставеност, тъй като води до цени за регулиране нагоре, близки (дори в много случаи по-ниски) от 202 лв./MWh.

НЕК ЕАД посочва, че съгласно проекта на решение на КЕВР пазарните участници трябва да бъдат стимулирани да участват и на пазара на балансираща енергия с резервните си мощности. От гледна точка на НЕК ЕАД такъв стимул не е даден и по-конкретно това е свързано с работата на ТЕЦ и ПАВЕЦ при предоставяне на резерв за допълнителни услуги, осигуряван на ЕСО ЕАД за управление на електроенергийната система. С цените в действащото за настоящия регулаторен период решение на КЕВР на ЕСО ЕАД е осигурена възможност да заяви, резервира и заплати на доставчиците само диапазон за регулиране нагоре. При това положение ТЕЦ, които предоставят резерв за допълнителни услуги в часовете с ниско потребление на електрическа енергия, работят с график, който е на технологичния минимум за работа на съответните блокове в системата, тоест преносният оператор не може да ползва регулиране надолу. Според дружеството в резултат на това в часовете от денонощието с ниско потребление на електрическа енергия, когато има излишък в системата, единственият вариант за ЕСО ЕАД е да активира ПАВЕЦ на НЕК ЕАД в помпен режим. Въз основа на гореописаното НЕК ЕАД прави извод, че ценовата рамка, дадена в проекта на решение за цени на балансиращата енергия, поставя ПАВЕЦ-ът на дружеството при предоставянето на балансираща енергия в неравнопоставено положение спрямо ТЕЦ, тъй като при излишък на електрическа енергия в часовете от денонощието с минимално потребление, същият се явява единствен източник за регулиране надолу, за което обаче не са му покрити изцяло разходите.

НЕК ЕАД счита, че за периода от въвеждане на пределните цени до настоящия момент се наблюдава липса на достатъчно стимул за доставчици на балансираща енергия за активно участие в предлагането на услугата „регулиране надолу“. Според дружеството централите не са поощрявани, подавайки ежедневните графици за производство, да

осигуряват диапазон за регулиране надолу, когато блоковете им работят около минималния си товар, поради неатрактивната пределна цена от 0,00 лв./MWh за регулиране надолу, която не стимулира активно поведение на участниците, т.е. да се стремят да подават графици, в които да пазят диапазон и в минимумите на работа на мощностите си.

Общественият доставчик отбелязва, че липсата на предлагане на диапазон за регулиране надолу от кондензационните централи налага активиране на ПАВЕЦ в помпен режим за регулирането на електроенергийната система, като в настоящия момент цената на услугата е 0,00 лв./MWh. Според НЕК ЕАД тази цена не покрива разходите на дружеството и води до негативни финансови последици. Последното се дължи на факта, че технологията на работа на ПАВЕЦ обуславя технологични разходи в размер на 30%. С оглед на горното НЕК ЕАД счита, че трябва да се допусне отрицателна цена за регулиране надолу от помпите на ПАВЕЦ, за да може да бъдат възстановени разходите за работата ѝ.

НЕК ЕАД изразява позиция, че не могат да бъдат третирани по еднакъв начин производствени и консумиращи мощности, а цената за регулиране надолу трябва да се определи отделно за генериращи и отделно за консумиращи мощности, като за ПАВЕЦ на НЕК ЕАД цената трябва да е отрицателна величина. Това е така, защото при регулиране надолу при настоящата пределна цена 0,00 лв./MWh за първите резултатът е намален разход за производство на електрическа енергия, срещу което имат получен приход от продажбата ѝ по график в Д-1. Докато за консумиращата мощност на ПАВЕЦ, вземайки предвид 30-те процента технологични разходи между консумация и производство, се генерира разход от включването на помпите за регулиране надолу, срещу което има намален с 30%, заради технологичните загуби, приход. В така очертаната ситуация участниците на пазара, причинили излишък, при включване на ПАВЕЦ не заплащат за работата му и се облагодетелстват в разрез с прокламираните от КЕВР принципи за равнопоставеност и недискриминация.

НЕК ЕАД посочва, че в решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. КЕВР е определила цена за енергия за производство от ВЕЦ на НЕК ЕАД, в т.ч. и от ПАВЕЦ, в размер на 70,03 лв./MWh. Така след работа на помпите и последващо генериране на енергия, остава невъзстановен разход от 30%, дължащ се на технологичните разходи, който трябва да се възстанови от участието на балансиращия пазар. Според дружеството този разход би могъл да бъде възстановен с цена за регулиране надолу за ПАВЕЦ, която представлява 30% от цената, определена за производство, а именно минус 21,00 лв./MWh. Във връзка с горното предложение НЕК ЕАД дава следния пример: *„ПАВЕЦ в помпен режим е активиран за балансиране на системата и изпомпва вода, консумирайки електрическа енергия в размер на 180 MWh. От изпомпената вода е произведена електрическа енергия, която намалена с 30%-ния технологичен разход е в размер на 126 MWh. Тази енергия е реализирана по 70,03 лв./MWh и генерира приход в размер на 126 MWh x 70,03 лв./MWh = 8 823,78 лв. Некомпенсираният разход е в размер на 54 MWh x 70,03 лв./MWh = 3 781,62 лв. При определяне на цена за регулиране надолу 30% от производствената цена 70,03 лв., а именно: минус 21,00 лв., за активирането на ПАВЕЦ в помпен режим ще бъде реализиран приход за НЕК от 180 MWh x 21,00 лв./MWh = 3 781,62 лв. По този начин ще бъде покрит пълният разход на НЕК ЕАД (съобразно приетата цена от 70,03 лв./MWh) за активиране на ПАВЕЦ, като се следват двата принципа на КЕВР при определяне на регулираните цени, свързани с ПАВЕЦ, посочени по-горе в становището. Тук трябва още веднъж да се отбележи, че за да бъде напълно покрит разходът за ПАВЕЦ трябва да бъде взета предвид предложената от НЕК ЕАД цена за производство от 74,25 лв./MWh, като в такъв случай цената за регулиране надолу трябва да стане 30% от 74,25 лв./MWh, а именно: минус 22,27 лв./MWh.“*

По отношение на аргументите на НЕК ЕАД относно използване на почасова пределна цена за регулиране нагоре, Комисията счита, че следва да се има предвид и фактът, че към настоящия момент операторът на балансиращия пазар е декларирал техническа невъзможност за прилагане на подобен подход.

Възраженията, че подходът на КЕВР за определяне на цената за регулиране нагоре не защитава интересите на доставчиците на балансираща енергия, Комисията приема за неоснователни. По-долу в мотивите към настоящото решение е подробно аргументирано, че предложеният нов подход има за цел да предотврати констатираните пазарни изкривявания и възможности за манипулации, водещи до застрашаване на нормалното функциониране на ЕЕС и постигане на справедливи цени на доставчиците на балансираща енергия, обвързани с пазарните такива, а не повишаване на разходите за небаланси на търговските участници.

Не могат да бъдат възприети аргументите на НЕК ЕАД, обосноваващи предложението на дружеството за пределна цена за балансиране за ПАВЕЦ в режим консумация, отделна от тази за генериращите мощности в интервала между минус 21,00 лв./MWh и минус 22,27 лв./MWh. Представените в тази връзка изчисления се основават на презумпция, че НЕК ЕАД продава само по регулирана цена електрическата енергия, произведена от ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим. Определеното с Решение № ТЕ-27 от 01.07.2017 г. количество електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ, което дружеството следва да реализира на регулирания пазар, представлява едва около 7% от прогнозното количество произведена електрическа енергия за ценовия период. Останалите 93% НЕК ЕАД продава на пазара по свободно договорени цени, както и на балансиращия пазар по цени, значително надхвърлящи определената от КЕВР регулирана такава в размер на 70,03 лв./MWh. От друга страна в Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г., при определяне на регулираната цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, в т.ч. и ПАВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, са включени разходи за ПАВЕЦ, свързани с обвързване на графици в деня преди доставката Д-1 в размер на 24 077 хил. лв. В конкретния случай при предоставяне на системната услуга регулиране надолу горесцитираният пример би следвало да изглежда по следния начин: „ПАВЕЦ в помпен режим е активиран от ЦДУ за балансиране на системата и изпомпва вода, консумирайки електрическа енергия в размер на 180 MWh. От изпомпената вода е произведена електрическа енергия, която е намалена с 30% технологичен разход и е в размер на 126 MWh. Тази енергия е реализирана по 70,03 лв./MWh и генерира приход в размер на $126 \text{ MWh} \times 70,03 \text{ лв./MWh} = 8\,823,78 \text{ лв.}$ Разходите, които НЕК ЕАД генерира, са условно-постоянните разходи на дружеството, които са общи за ВЕЦ и ПАВЕЦ и се покриват от утвърдената регулирана цена. Вземайки предвид предложенията на НЕК ЕАД за предоставяне на системната услуга „регулиране надолу“ на цена от 0,00 лв./MWh, допълнителният разход за дружеството е в размер на $180 \text{ MWh} \times 0,00 \text{ лв./MWh} = 0,00 \text{ лв.}$, т.е. некомпенсирани разходи не са налице, с оглед факта, че регулираната цена е определена въз основа на прогнозата за произведеното количество електрическа енергия.“. В тази връзка при цена за регулиране надолу в размер на 0,00 лв./MWh технологичният разход на ПАВЕЦ не предизвиква допълнителни разходи за дружеството, като такива биха възникнали единствено при положителни цени, а при отрицателни съответно дружеството ще реализира допълнителен приход. Във връзка с гореизложеното може да се направи извод, че НЕК ЕАД не е поставено в неравнопоставено, а по-скоро в привилегировано положение. Тъй като чрез предоставяне на услугата регулиране надолу на цена от 0,00 лв./MWh, НЕК ЕАД получава възможност да качва вода от долния в горния изравнител на ПАВЕЦ, без да заплаща електрическата енергия, необходима за работата на помпите, като по този начин си осигурява допълнително безплатен воден ресурс за производство на електрическа енергия.

Твърденията относно липса на стимули за предлагане на системната услуга за регулиране надолу Комисията приема за неоснователни. В ценовите решения на регулатора не се указва по никакъв начин на ЕСО ЕАД какъв диапазон за регулиране да резервира, а единствено се остойностяват предложенията на оператора, свързани с необходимия резерв за допълнителни услуги. Изнесените по-горе от НЕК ЕАД факти са допълнителен аргумент в полза на изложените по-долу в решението мотиви относно липсата на достатъчно конкуренция сред доставчиците на балансираща енергия и възможностите за непазарно поведение.

В становището си „ЕВН България“ ЕАД обръща внимание на факта, че избраният коефициент в размер на 2,5 е съгласно минали/исторически данни за цените на продуктите, предлагани на БНЕБ ЕАД, като КЕВР не е посочила дали промяна в съотношението на цените на базов/пиков товар на ПДН ще променя коефициента, както и какво ще е влиянието на други структурни промени в борсовия пазар, като въвеждането на пазар „в рамките на деня“.

Според дружеството са нужни разяснения за прилагане на цената за балансиране и обвързването ѝ с търговете, които ЕСО ЕАД организира за предоставяне на резерв, като например дали доставчикът на балансираща енергия ще определя цена за балансиране нагоре по своя преценка и в случаите, в които тя е по-висока от $2,5 \times \text{Цпдн}$, ще бъде автоматично намалена от ЕСО ЕАД.

„ЕВН България“ ЕАД счита за необходимо създаването на повече яснота/прозрачност относно всички компоненти, които участват във формулата за изчисляване на цените за недостиг и излишък. В тази връзка посочва, че пределната цена е само един компонент от формулата, която формира почасовата цена за недостиг/излишък и за да се избегнат пазарни изкривявания следва калкулацията да се извършва при пълна прозрачност. Според дружеството за да се увеличи доверието, прозрачността и предвидимостта на свободния пазар, е от изключителна важност информацията за компонентите, които участват във формирането на цената на балансиращата енергия и количествено-стойностното им изражение да бъдат публично достъпни, в т.ч. и данните за разходите, които ЕСО ЕАД извършва за закупуването на енергия от съседни контролни зони. С оглед горното „ЕВН България“ ЕАД препоръчва да се предвиди публично оповестяване, в съответствие с препоръките на ENTSO-E, включително и за това какви източници на балансираща енергия се активират за всеки час на доставка, като на платформата следва да е предоставена информация за почасови данни за активирани резерви и цени на активирани резерви за излишък/недостиг, която към момента липсва.

По отношение на коментара на дружеството дали промяната на съотношението на цените на базов товар/пиков товар ще променя коефициента, Комисията счита, че така определеният коефициент в размер на 2,5 отразява именно пределната стойност на това съотношение и не следва да се променя. Относно прилагането на така определената цена и обвързването и с тръжните процедури на оператора на балансиращия пазар, участниците следва да подават оферти за регулиране нагоре, предлагайки единствено коефициент по-нисък или равен на определения от КЕВР такъв, тъй като другият елемент от формулата (Цпдн) е общ за всички доставчици на балансираща енергия.

В становището си „Мост Енерджи“ АД прави предложение за допълване на проекта на решение с нова точка 3: „3. Във връзка с влизането в сила на т. 1 и т. 2 от решението собствениците на средствата за търговско измерване са длъжни от 01.01.2018 г. да предоставят ежечасно в часа и деня на измерването данните от измерванията на координаторите на балансиращи групи за коригиране на прогнозите от деня за намаляване на небалансите на пазара на електрическа енергия.“. Дружеството също така предлага да се създаде нов член в Правилата за търговия с електрическа енергия: „Чл. 88а. Собствениците на средства за търговско измерване са длъжни да предоставят ежечасно в часа и деня на измерването данните от измерванията на координаторите на балансиращите групи, така че да е възможна корекция на прогнозите в рамките на деня за доставка.“. Според дружеството тези изменения са необходими, тъй като реализираните небаланси са резултат от точността на прогнозата за потреблението на пазара на електрическа енергия от членовете на балансиращата група на координатора и реалните данни от измерената потребена енергия. Последното изисква непрекъснат обмен на информация от средствата за търговско измерване към координаторите на балансиращи групи, така че те да могат да коригират прогнозите в период, който има за последица реално намаляване на небалансите на координаторите в рамките на конкретния ден.

Комисията счита, че предложенията на дружеството са неотнормирани към настоящото административно производство, тъй като касаят отношения, които следва да

бъдат уредени в Правилата за търговия с електрическа енергия.

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

С Решение № Ц-41 от 30.12.2016 г. КЕВР е определила, считано от 01.01.2017 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре в размер на 202,00 лв./MWh;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга регулиране надолу, в размер на 0,00 (нула) лв./MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Средните месечни цени за предходните 10 месеца показват устойчивост на нивата и са отразени в таблицата по-долу:

	<i>Недостиг, лв./MWh</i>	<i>Излишък, лв./MWh</i>
Януари 2017 г.	334,59	4,89
Февруари 2017 г.	196,09	8,93
Март 2017 г.	187,32	11,25
Април 2017 г.	171,57	16,49
Май 2017 г.	163,58	13,83
Юни 2017 г.	165,70	17,31
Юли 2017 г.	166,16	16,27
Август 2017 г.	175,96	13,89
Септември 2017 г.	185,87	16,03
Октомври 2017 г.	176,85	14,52
Януари – Октомври 2017 г.	192,37	13,34

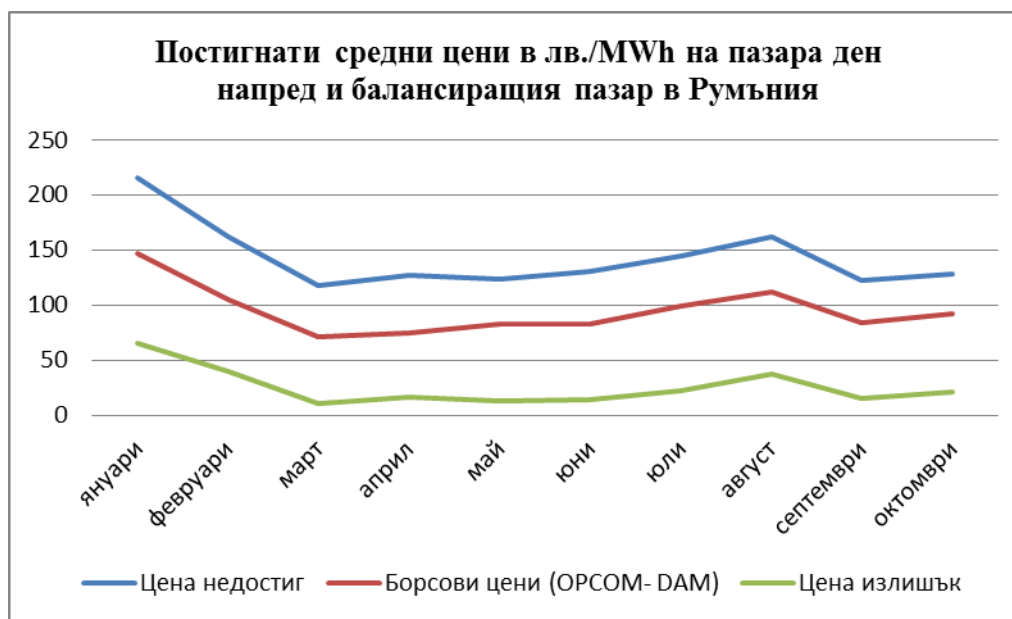
Следва да се има предвид, че посочените средни стойности на цените на балансиращата енергия се заплащат от координаторите на балансиращи групи на оператора на БП. След нетиране на небаланса, координаторите разпределят на членовете на съответната балансираща група разходите си към ЕСО ЕАД, като цените за недостиг на отделните търговски участници намаляват до нива от около 130 лв./MWh, а за излишък се увеличават до около 30 лв./MWh, което редуцира значително разходите за балансиране на производители и потребители.

Доставчиците на балансираща енергия са централи, участващи във вторично регулиране, които определят цените си на месечна база, като се наблюдават незначителни количества от активиран студен резерв. Цените на доставчиците следва да отчитат реализираните допълнителни разходи за регулиране, свързани с намаляване или увеличаване на работната мощност по диспечерско разпореждане, поддържането на управляващите системи и да нямат спекулативен характер. Пределните цени само определят рамката, извън която липсата на конкуренция предполага изкривяване на БП. При пазарно поведение на участниците, предлаганите цени следва да са подчинени на пазарни принципи и да са на нива, позволяващи нормално функциониране на пазара без да облагодетелстват дадени участници за сметка на останалите и да отразяват принципа на равнопоставеност, заложен в ЗЕ. В същото време основните доставчици на балансираща енергия предлагат цени близки до определените пределни такива. Еднокомпонентните цени за регулиране надолу за периода януари 2017 г. – октомври 2017 г. са в диапазона от 0,00 лв./MWh до 0,50 лв./MWh, а за регулиране нагоре от 170,00 лв./MWh до 200,00

лв./MWh., т.е. твърде близки до пределните такива, определени от КЕВР.

С оглед анализ и оценка на състоянието на БП е извършен бенчмаркинг с румънската пазарна зона, с която е възможно най-скорошно обединение. В развитите пазари почасовите цени на доставчиците на балансираща енергия следват постигнатите цени на „пазара ден напред“ (ПДН), като така се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи. Подобна мярка осигурява пропорционалност на разходите за балансиране на пазарните участници в зависимост от почасовите цени на пазара. Постигнатата цена на ПДН функционира като минимална цена за предложенията за регулиране нагоре и максимална такава за регулиране надолу. По този начин винаги цената за небаланс е по-неблагоприятна от тази на ПДН, както и пазарните участници се стимулират да участват и на пазара на балансираща енергия с резервния си капацитет.

Подобна е и ситуацията на румънския електроенергиен пазар, резултатите от който са представени в следващата графика:



Видно от горната графика кривите на средните цени за небаланс (недостиг и излишък) плътно следват кривата на постигнатата средна цена на ПДН.

Към настоящия момент цените, предлагани от доставчиците на балансираща енергия в България, не са обвързани със спот цените на ПДН, а са постоянни на месечна база, което е причина за пазарни манипулации. Резултатите от извършения анализ на база данните от работата на БП през 2017 г. показват, че пределната цена на балансиращата енергия се използва от търговските участници като горна граница при подаваните оферти за покупка на борсовия пазар. Това води до умишлено изкривяване на пазарните отношения, тъй като се явява стимул пазарните участници да предпочетат да са в недостиг, което затруднява управлението и сигурността на електроенергийната система. Горното се подкрепя от факта, че в редица случаи при постигнати цени на ПДН (особено в пиковите часове) над 200 лв./MWh търговските участници занижават регистрираните графици и по този начин делегират недостиг в системата още в Д-1. В много случаи този предварително делегиран недостиг води до използване от страна на независимия преносен оператор на целия резервиран диапазон за регулиране нагоре, в т.ч. и целия студен резерв, което застрашава сигурността на електроенергийната система от една страна, а от друга води до значително по-високи разходи за останалите пазарни участници. Пример за горното е месец януари 2017 г., когато поради необичайните метеорологични условия търсенето на електрическа енергия се повиши значително, което доведе до скок на цените в региона. Поради определената от КЕВР пределна цена на доставчиците на балансираща енергия, в 94 интервала на доставка цената за недостиг на БП беше по-ниска от тази на ПДН. Това стимулира някои търговци да занижават изкуствено регистрираните графици,

което доведе до изключително опасната ситуация, електроенергийната система да функционира при почти постоянно активиран студен резерв. Това от своя страна рефлектира в цените за недостиг, които се повишиха почти 2 пъти спрямо нормалните си месечни нива, което се понесе от всички участници на пазара.

Видно от горното, с цел недопускане на изкривяване на пазарните отношения и гарантиране на сигурността на електроенергийната система, цената за недостиг следва да е най-високата цена на пазара с оглед нейния превантивен и възпиращ характер. В тази връзка определените цени по чл. 21, ал. 1, т. 8, като основен ценообразуващ елемент на цените за балансиране нагоре следва да са обвързани с постигнатите такива на ПДН. Такава е и европейската практика, тъй като при по-високи цени на ПДН, производителите нямат стимул за поддържане на диапазон за регулиране нагоре. При ниски цени на ПДН, а високи такива на БП, клиентите са оцетени с необосновано високи цени за небаланс.

Предвид горните аргументи КЕВР счита, че прилагането на румънския модел за определяне на цената на доставчиците на балансираща енергия ще осигури предпоставки за стабилност на сектора; сигурността на снабдяването; недопускане на арбитражи между БП и ПДН, както и спазване на принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ. Следва да се отбележи обаче, че към настоящия момент независимият преносен оператор не разполага с техническа възможност да прилага почасови цени за доставчиците на балансираща енергия, като минималния интервал, за който разполага с техническа обезпеченост е дневен.

Анализ на почасовите цени на ПДН на БНЕБ ЕАД показва, че отклонението между цената за базов товар и тази за пиков такъв е в порядъка на около 20% – 30%, като достига в някои часове до около 100%. В същото време разликата между пик и офпик варира между 40% и 100%. В тази връзка за да се гарантира, че цената за недостиг е най-високата цена на пазара с оглед нейния превантивен и възпиращ характер, е необходимо тя да е поне 2,5 пъти по-висока от цената на ПДН за базов товар за съответния ден.

При така определената **пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре в размер на $2,5 \cdot \text{Ц}_{\text{пдн}}$, където $\text{Ц}_{\text{пдн}}$ е равна на цената за базов товар на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД за съответния ден**, разходите на участниците на годишна база не би следвало да се увеличат. Последните резултати от търговете, проведени на платформата на БНЕБ ЕАД, показват, че очакваната средногодишна цена за базов товар през 2018 г. е около 80,52 лв./MWh¹, т.е. средногодишната пределна цена за регулиране нагоре ($80,59 \cdot 2,5 = 201,48$ лв./MWh) ще се запази близка до нивата от 202,00 лв./MWh, утвърдени с Решение № Ц-41 от 30.12.2016 г. на КЕВР. Допълнителен аргумент относно запазването на цените на нива близки до настоящите представлява и анализа на средномесечните пределни цени за регулиране нагоре за първите десет месеца на 2017 г. при прилагане на гореописания метод, представен в следващата таблица:

	Средномесечни цени за базов товар (БНЕБ ЕАД)	Пределни цени за регулиране нагоре, утвърдени с Решение № Ц-41 от 30.12.2016 г.	Пределни цени, изчислени като $2,5 \cdot \text{Ц}_{\text{пдн}}$	Разлика
Януари 2017	106,59	202,00	266,48	64,48
Февруари 2017	75,73	202,00	189,32	- 12,68

¹ Изчислена като среднопретеглена стойност на изтъргувани 395 MW в последните осем проведени търгове за базов товар с период на доставка 01.01.2018-31.12.2018 г. на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД <http://www.ibex.bg>

Март 2017	62,21	202,00	155,54	- 46,46
Април 2017	68,43	202,00	171,09	- 30,91
Май 2017	70,86	202,00	177,15	- 24,85
Юни 2017	68,32	202,00	170,79	- 31,21
Юли 2017	82,50	202,00	206,24	4,24
Август 2017	75,14	202,00	187,86	- 14,14
Септември 2017	73,91	202,00	184,78	- 17,22
Октомври 2017	81,32	202,00	203,31	1,31
Януари – Октомври 2017	76,50	202,00	191,26	- 10,74

Пределната цена за регулиране надолу следва да е обща за всички участници на пазара, независимо от това дали използваните мощности са производствени и/или консумиращи. По този начин се осигурява недискриминационно и равнопоставено третиране на централите, предлагащи тази системна услуга, като не се допуска облагодетелстване на даден участник за сметка на останалите, както и спекулативно поведение. Пазарните принципи налагат цената за регулиране надолу да е положителна величина. При отрицателна стойност на цената централата, предоставяща системната услуга, продава недостиг, а потребителите, които са в излишък, го купуват, което противоречи на принципите на балансиращия пазар и води до екстремни стойности на балансиращата енергия и големи разходи за небаланси. Отрицателната цена за регулиране надолу представлява прекомерна санкция за производителите и потребителите, които са в излишък, която изкривява пазара, застрашава неговата работа и противоречи на европейските практики. В тази връзка пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране надолу следва да се запази на 0,00 (нула) лв./MWh.

Изказвания по т.2:

Докладва П. Младеновски. Работната група е изготвила доклад, който Комисията е приела на закрито заседание и след това е подложила на обществено обсъждане. След преведеното обществено обсъждане са подадени възражения от заинтересованите страни: ЕСО ЕАД, НЕК ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ЕВН България“ АД, Асоциацията за свободен енергиен достъп и „МОСТ ЕНЕРДЖИ“ ЕАД. Възраженията са разгледани подробно. По-голяма част от тях подкрепят предприетата от Комисията мярка за определяне на пределна цена, която е обвързана с цените на пазара *ден напред*. В своето становище ЕСО ЕАД предлага така определената цена да не важи от 01.01.2018 г., а от 01.02.2018 г. Това е предвид факта, че на основание сключените от системния оператор договори с доставчици на балансираща енергия към 15.12.2017 г. ценовите оферти вече са подадени. Посочва се, че дружеството има нужда от технологично време за настройка, защото така определената цена ще се променя всеки ден. Работната група е приела за обосновано искането на оператора пределните цени за сключване на сделки на пазара за балансираща енергия да се прилагат от 01.02.2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД възразяват срещу така определяния коефициент на цените за регулиране нагоре от 2,5. Дружествата считат, че по този начин не се защитават интересите на производителите. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предлага пределната цена да се определи в размер на 300 лв. на МВтч за регулиране нагоре. Посочва се, че по този начин определената цена в много от дните ще намали пределните цени за регулиране нагоре и това няма да покрие разходите на производителите. Работната група счита, че това предложение е необосновано поради факта, че липсата на конкуренция на балансиращия пазар води по положение при което доставчиците на балансираща енергия предлагат цени, които са близки до определения от Комисията таван. По този начин всички производители ще предлагат цени, които са близки до 300 лв. В някои от случаите действително не се покриват разходите на производителите при по-ниска цена, но това се случва само и единствено когато ЕСО ЕАД използва диапазона за регулиране само при възникналите извънредни ситуации в които се

налага спешно активиране на студен резерв, който работи по-малко от четири часа. Само при тази хипотеза производителите имат повече разходи отколкото приходи. Това се случва изключително рядко. Останалите възражения съдържат повече предложения, които не са съотносими към настоящето административно производство, а по-скоро към това, което е за промяна на Правилата за търговия с електрическа енергия. Няма как техните искания да бъдат удовлетворени чрез това решение, което има за предмет определянето на пределни цени на балансираща енергия. НЕК ЕАД преповтаря становището, което вече няколко години депозира в Комисията откакто КЕВР определя пределни цени. Съдържат се две възражения. Първото възражение е, че пределната цена би следвало да е обвързана с почасовата цена, което работната група напълно подкрепя. Такова мнение е изразено и по време на общественото обсъждане, но предвид техническата невъзможност към настоящия момент на ЕСО ЕАД за прилагането му няма как да се удовлетвори това искане. Работната група се надява през следващата година (при техническа възможност на ЕСО ЕАД да променя почасово пределните цени) това да се случи, като и цента за регулиране надолу да се обвърже с постигнатите почасови цени на пазара *ден напред*. Другото основно искане на НЕК ЕАД е за отрицателни цени за регулиране надолу. По-скоро става въпрос за разделяне на ПАВЕЦ от останалите производители, които предлагат тази системна услуга. Направен е опит да се обоснове защо се предлага тази мярка. Предложението е напълно отхвърлено от работната група. Допълнителен аргумент (който не е посочен в решението) е, че въпреки твърденията, че цената за регулиране нагоре трябва да е отрицателна, до преди шест месеца НЕК ЕАД е купувало енергия нощем, която е качвана в горния изравнител на ПАВЕЦ и след това срещу нея е връщана пикова енергия. Това доказва факта, че цена от 0 лв. за регулиране надолу предполага, че НЕК ЕАД печели допълнителни приходи срещу които не стоят допълнителни разходи, които се покриват чрез регулираната цена или цената по която се продава на свободния пазар. Изводите, които са изложени в първоначалния доклад не са променяни. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

Да определи, считано от 01.02.2018 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на $2,5 \cdot \text{Цпдн}$, където Цпдн е цената за базов товар на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД за съответния ден;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

И. Иванов обърна внимание, че в решението е записано, че Цпдн не е цена само на пазара *ден напред*, а е на базовия товар на пазара.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Определя, считано от 01.02.2018 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на $2,5 \cdot \text{Цпдн}$, където Цпдн

е цената за базов товар на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД за съответния ден;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

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

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитопова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа подадените от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД заявления за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Елин Пелин за регулаторен период 2018-2022 г., доклад с вх. № Е-Дк-821 от 28.11.2017 г. и събраните данни от проведените на 07.12.2017 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-46-12 от 05.10.2017 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-46-12#4 от 24.10.2017 г. от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД с искане за утвърждаване на цени за дейността „разпределение на природен газ“, цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) за територията на община Елин Пелин за регулаторен период 2018-2022 г.

Със Заповед № 3-Е-172 от 11.10.2017 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-46-12 от 13.10.2017 г. е изискано дружеството да представи в КЕВР: преработено заявление за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване към газоразпределителната мрежа, като посочи и регулаторния период на цените; преработен електронен модел на цените и справки към него, с отразени корекции в амортизационните планове за разпределение и снабдяване с природен газ, приложени към заявлението; справка за прогнозния брой на персонала по години и заверени копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, вкл. и действащите анекси към тях, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ.

С писмо с вх. № Е-15-46-12#4 от 24.10.2017 г. дружеството е предоставило изисканите данни и документи, в това число преработено заявление за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти ГРМ за територията на община Елин Пелин за регулаторен период 2018-2022 г. Дружеството е представило и заверено копие на Договор № 419-2013 от 05.10.2015 г. за доставка на природен газ, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, със срок на действие до 01.01.2019 г., както и допълнително споразумение от 21.07.2017 г. към договора.

С писмо с изх. № Е-15-46-12 от 11.10.2017 г. е изискано „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД да представи заявлението и приложенията към него в неуповителен вариант, със заличени данните, които дружеството счита за конфиденциални, заедно с обосновка на причините, налагащи заличаването им. С писмо с вх. № Е-15-46-12#3 от 24.10.2017 г. заявителят е предоставил неуповителен вариант на заявлението, заедно с приложенията към него.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявленията данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-821 от 28.11.2017 г. Докладът, както и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от Комисията с решение по Протокол № 258 от 01.12.2017 г., по т. 2, и са публикувани на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 07.12.2017 г. е проведено открито заседание, на което представителят на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е заявил, че е съгласен с доклада и проекта на решение. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 07.12.2017 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение. В 14-дневния срок по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД.

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

„Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-393-08 от 17.09.2012 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-393-12 от 17.09.2012 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Елин Пелин, издадени за срок от 35 (тридесет и пет) години.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

„Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е представило доказателства за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване.

С предложението си за утвърждаване на цени за регулаторния период 2018-2022 г. „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД предвижда промени на тарифната структура в разпределението на подгрупите в отделните групи клиенти, в резултат на опита от досегашната си дейност. Промислените клиенти се разпределят в две подгрупи в зависимост от годишната консумация – съответно до 500 000 нм³ и над 500 000 нм³, а обществено-административните клиенти се обединяват в една обща група. На основание чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ, групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2018 до 2022 г.), което 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 обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны по години за регулаторния период. В Таблицы № 1 и № 2 са представени необходимите приходи, разпределени по групи клиенти и по дейности:

*Дейност „разпределение на природен газ“**Таблица № 1*

Клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Промислени	хил. лв.	441	452	460	459	412
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	181	187	191	190	171
Битови	хил. лв.	470	505	532	542	497
Общо	хил. лв.	1092	1144	1183	1191	1080

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“**Таблица № 2*

Клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Промислени	хил. лв.	7	15	16	16	17
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	6	6	6	6	6
Битови	хил. лв.	56	56	57	56	49
Общо	хил. лв.	69	77	79	78	72

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съгласно 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 (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. В Таблица № 3 са представени общите разходи за периода, разпределени по дейности:

*Общи разходи по дейности (хил. лв.)**Таблица № 3*

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Общо	%
Общо разходи, в т.ч.:	831	896	954	983	885	4548	100%
за дейността „разпределение на природен газ“	782	847	905	937	846	4317	95%
за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	49	49	49	46	38	230	5%

Прогнозните разходи на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД включват само разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Разходите по лицензионни дейности са изчислени въз основа на отчетни данни и прогнозни стойности за отделните видове разходи, както и с оглед бъдещото развитие на ГРМ. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени, както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 95% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 782 хил. лв. през 2018 г. на 846 хил. лв. през 2022 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 14% от УПР за дейността, като се увеличават от 115 хил. лв. през 2018 г. на 121 хил. лв. през 2022 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, прогнозиран на база среден разход на километър изградена ГРМ според отчетните данни за базовата година, в размер на 56 лв./км;

- *разходи за работно облекло* на база персонал, предвидени за закупуване на лятно и зимно облекло, които са около 250 лв. на човек за година;

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозиран на база персонал и се увеличават от 3 хил. лв. за 2018 г. на 4 хил. лв. за 2022 г.;

- *материали за текущо поддържане на мрежата и съоръженията*, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ, които са прогнозирани като процент от стойността на изградените линейни участъци (приблизително 1,7% от стойността на изградените участъци).

Разходите за външни услуги представляват 4% от УПР като се увеличават от 34 хил. лв. през 2018 г. на 40 хил. лв. през 2022 г. Тези разходи включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (0,12%);

- *разходи за данъци и такси* разпределение; пощенски разходи, телефони и абонаменти в размер на 1000 лв. годишно;

- *разходи за наеми* включват наем на офиса на дружеството, прогнозирани на база площ на офиса и среден размер за наем в региона в размер 3 хил. лв. на година;

- *разходи за проверка на уреди*, определени в размер на средно по 6 лв. годишно за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани като 0,13% от стойността на приходите на база отчетни данни;

- *други разходи*, всички допълнително възникващи разходи в размер на 5 хил. лв. на година.

Разходите за амортизации представляват 54% от УПР и се увеличават от 426 хил. лв. през 2018 г. на 430 хил. лв. през 2022 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години. В представените справки е посочено как са формирани амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. Направено е и обобщение от амортизационните планове на видовете активи и са показани абсолютните стойности за отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 23% от УПР и се увеличават от 168 хил. лв. за 2018 г. на 205 хил. лв. през 2022 г. Заплатите са съобразени със средните в региона, като дружеството предвижда през втората и третата година от регулаторния период персоналет да бъде увеличен с по един човек на година.

Разходите за социални осигуровки са прогнозирани в размер на 5% от УПР и се увеличават от 34 хил. лв. през 2018 г. на 41 хил. лв. за 2022 г.

Други разходи представляват 0,1% от УПР и са в размер на 1000 лв. годишно, като остават непроменени през регулаторния период. Тези разходи са свързани с административната дейност на дружеството, а именно транспортни разходи за персонала, служебни карти и др., като са изчислени в зависимост от броя му.

В състава на условно-постоянните разходи не са включени начислените разходи за загуби от обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

Променливите разходи представляват 0,8% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като включват:

- разходи за одорант, прогнозирани в съответствие с разходната норма от 25 mg/m³ и прогнозните количества за реализация. Разходът на одорант е в размер на 0,52 лв./1000 м³ и от 3 хил. лв. през 2018 г. нараства на 5 хил. лв. през 2022 г.;

- загуби на природен газ, планирани в размер на 0,07% от прогнозната консумация на природен газ, като се изменят от 1000 лв. през 2018 г. на 3000 лв. през 2022 г.

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

Тези разходи представляват 5% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността намаляват от 49 хил. лв. за 2018 г. на 38

хил. лв. през 2022 г.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. УПР за дейността са разпределени по икономически елементи:

Разходите за материали са с относителен дял от 12% от разходите за дейността, като размерът им от 5 хил. лв. за 2018 г. се увеличава на 6 хил. лв. през 2022 г.

Разходите за външни услуги представляват 15% от разходите за дейността и са в размер на 7 хил. лв. годишно през регулаторния период. Те включват разходи за наеми на офиси, данъци и такси снабдяване; пощенски разходи, телефони и абонаменти.

Разходите за амортизации представляват 23% от разходите за дейността, като размерът им от 13 хил. лв. за 2018 г. намалява на 2 хил. лв. за 2022 г.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 41% от УПР и остават непроменени в размер 19 хил. лв. годишно през целия регулаторен период.

Разходите за социални осигуровки са прогнозираны в размер на 7% от УПР и остават непроменени в размер на 3 хил. лв. годишно през целия регулаторен период.

Други разходи са с относителен дял 2% в общия обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са в размер на 1000 лв. за всяка година от регулаторния период, като включват разходи за командировки.

Дружеството не е планирало променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

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. В Таблицы № 4 и № 5 са обобщени прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	4912	4714	4428	4069	3801
2.	Балансова стойност на ДНА	54	49	44	39	35
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	1026	994	950	888	883
3.	Необходим оборотен капитал	44	48	52	52	52
4.	Регулаторна база на активите	3985	3817	3574	3272	3005
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,78%	7,78%	7,78%	7,78%	7,78%
6.	Възвръщаемост	310	297	278	254	234
7.	Разходи, в т.ч.:	782	847	905	937	846
7.1.	Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ	778	841	898	930	839
7.2.	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ	4	6	7	7	8

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

Таблица № 5

№	Позиция	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	21	15	9	2	0
2.	Балансова стойност на ДНА	18	11	4	0	0
3.	Необходим оборотен капитал	225	342	375	405	436
4.	Регулаторна база на активите	264	367	387	408	436
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,78%	7,78%	7,78%	7,78%	7,78%
6.	Възвръщаемост	21	29	30	32	34
7.	Разходи, в т.ч.:	49	49	49	46	38
7.1.	Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ	49	49	49	46	38

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ, като 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на

несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2018-2022 г. са в размер на 670 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 400 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 270 хил. лв. За разглеждания регулаторен период те ще се извършват със собствени средства и реинвестиции.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2018-2022 г. е в размер на 7,78%, която е изчислена при използването на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 7% и при отчитане на данъчните задължения.

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	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Промислени	хил. м ³ /год.	1705	4023	4324	4591	4858
Обществено-административни и търговски	хил. м ³ /год.	930	980	1100	1200	1300
Битови	хил. м ³ /год.	2507	2855	3204	3552	3901
Общо	хил. м³/год.	5142	7858	8628	9343	10 059

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Групи клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Промислени	бр.	17	19	19	19	19
Обществено-административни и търговски	бр.	85	90	95	100	105
Битови	бр.	1510	1720	1930	2140	2350
Общо	бр.	1612	1829	2044	2259	2474

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. 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. Разпределението на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи между отделните групи клиенти се определя на база избрана характеристика на потребление.

Изменението на стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е следното: за промишлените намалява от 0,40 за 2018 г. на 0,38 за 2022 г.; за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,17 за 2018 г. на 0,16 за 2022 г.; за битовите клиенти се увеличава от 0,43 за 2018 г. на 0,46 за 2022 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база броят на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойностите на коефициента по групи клиенти и по години са следните: за промишлените коефициентът се увеличава от 0,11 за 2018 г. на 0,23 за 2022 г.; за обществено-административните и търговски клиенти намаляват от 0,09 за 2018 г. на 0,08 за 2022 г.; за битовите клиенти намалява от 0,80 за 2018 г. на 0,69 за 2022 г.

Коефициентът за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчита дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойностите на коефициента за промишлените клиенти се увеличават от 0,33 за 2018 г. на 0,48 за 2022 г., за обществено-

административните и търговски клиенти намаляват от 0,18 за 2018 г. на 0,13 за 2022 г., а за битовите клиенти намаляват от 0,49 за 2018 г. на 0,39 за 2022 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 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за 1000 куб. м и/или в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ съгласно чл. 9 от НРЦПГ.

Предложените от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД цени за разпределение на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ в цената за продажба на природен газ от краен снабдител за територията на община Елин Пелин са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Групи и подгрупи клиенти	Цени за разпределение (лв./1000 нм ³)	Цени за снабдяване (лв./1000 нм ³)
Промислени		
до 500 000 м ³ /год.	125,64	3,64
над 500 000 м ³ /год.	109,33	3,64
Обществено-административни и търговски	169,31	5,61
Битови	161,05	17,46

Предложените от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложили в бизнес плана за периода 2018-2022 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи се образува по групи клиенти в зависимост от заявления максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите, при образуването на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на условно-постоянни и променливи. Условно-постоянните разходи включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход, включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

В Таблица № 9 са посочени предложените от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Елин Пелин:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв./клиент)
Промислени	
до 500 000 м ³ /год.	2790
над 500 000 м ³ /год.	4565

Обществено-административни и търговски	1180
Битови	400

При трансформиране на енергийната стойност на единица обем природен газ за изчисляване на цените в MWh е използвана представителна калоричност в размер на 10,563 kWh за 1 м³ природен газ.

Изказвания по т.3:

Докладва Р. Тахир. Проектът на решение отразява записаното в доклад с вх. № Е-Дк-821/28.11.2017 г. Проведено е отрито заседание в съответствие с Наредбата. Представителят на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е заявил, че е съгласен с доклада и проекта на решение. На същата дата (07.12.2017 г.) е проведено обществено обсъждане. В 14-дневния срок не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени. Във връзка с приетото решение относно цените на „Булгаргаз“ ЕАД, този проект е преработен по отношение цената на „Булгаргаз“ ЕАД и в енергийните единици. Използвана е представителна калоричност в размер на 10,563 киловатчаса за един кубичен метър. Предвид гореизложеното и 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, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2018 г., на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Елин Пелин за регулаторен период от 2018 до 2022 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:
 - 1.1. За промишлени клиенти;
 - 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти;
 - 1.3. За битови клиенти.
2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
 - Необходими годишни приходи;
 - Количества природен газ;
 - Норма на възвръщаемост на капитала.
3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
 - 3.1. За промишлени клиенти;
 - 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти;
 - 3.3. За битови клиенти – 360,68 лв./1000 м³ (33,90 лв./MWh).
4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
 - 4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината);
 - 4.2. Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител:
 - 4.2.1. За промишлени клиенти;
 - 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти;
 - 4.2.3. За битови клиенти.
 - 4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:
 - Необходими годишни приходи;
 - Количества природен газ;
 - Норма на възвръщаемост на капитала.
5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Елин Пелин, както следва:

- 5.1. За промишлени клиенти;
- 5.2. За общественно-административни и търговски клиенти;
- 5.3. За битови клиенти.

II. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопрееносната мрежа, определени от оператора на газопрееносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопрееносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

И. Иванов обърна внимание, че това е приемане на финално решение. След откритото заседание и общественото обсъждане не са постъпили възражения от страна на заявителите или други заинтересовани организации и лица.

Предвид изложеното и 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, ал. 1 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 :

I. Утвърждава, считано от 01.01.2018 г., на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Елин Пелин за регулаторен период от 2018 до 2022 г., както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти:

до 500 000 нм³/год. – 125,64 лв./1000 м³ (11,89 лв./MWh);

над 500 000 нм³/год. – 109,33 лв./1000 м³ (10,35 лв./MWh).

1.2. За общественно-административни и търговски клиенти – 169,31 лв./1000 м³ (16,03 лв./MWh).

1.3. За битови клиенти – 161,05 лв./1000 м³ (15,25 лв./MWh).

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2018 г. – 1092 хил. лв., за 2019 г. – 1144 хил. лв., за 2020 г. – 1183 хил. лв.; за 2021 г. – 1191 хил. лв.; за 2022 г. – 1080 хил. лв.

Количества природен газ: за 2018 г. – 5142 хил. нм³/г., за 2019 г. – 7858 хил. нм³/г., за 2020 г. – 8628 хил. нм³/г.; за 2021 г. – 9343 хил. нм³/г.; за 2022 г. – 10 059 хил. нм³/г.

Норма на възвръщаемост на капитала – 7,78%.

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

3.1. За промишлени клиенти:

до 500 000 нм³/год. – 356,29 лв./1000 м³ (33,73 лв./MWh);

над 500 000 нм³/год. – 356,29 лв./1000 м³ (33,73 лв./MWh).

3.2. За общественно-административни и търговски клиенти – 358,26 лв./1000 м³ (33,92 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти – 370,11 лв./1000 м³ (35,04 лв./MWh).

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината) – 352,65 лв./1000 м³ (33,39 лв./MWh);

4.2. Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител:

4.2.1. За промишлени клиенти:

до 500 000 нм³/год. – 3,64 лв./1000 м³ (0,34 лв./MWh);

над 500 000 нм³/год. – 3,64 лв./1000 м³ (0,34 лв./MWh).

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 5,61 лв./1000 м³ (0,53 лв./MWh);

4.2.3. За битови клиенти – 17,46 лв./1000 м³ (1,65 лв./MWh).

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2018 г. – 69 хил. лв., за 2019 г. – 77 хил. лв., за 2020 г. – 79 хил. лв.; за 2021 г. – 78 хил. лв.; за 2022 г. – 72 хил. лв.

Количества природен газ: за 2018 г. – 5142 хил. нм³/г., за 2019 г. – 7858 хил. нм³/г., за 2020 г. – 8628 хил. нм³/г.; за 2021 г. – 9343 хил. нм³/г.; за 2022 г. – 10 059 хил. нм³/г.

Норма на възвръщаемост на капитала – 7,78%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Елин Пелин, както следва:

5.1. За промишлени клиенти:

до 500 000 нм³/год. – 2790 лв./клиент;

над 500 000 нм³/год. – 4565 лв./клиент.

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 1180 лв./клиент.

5.3. За битови клиенти – 400 лв./клиент.

II. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

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

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след като разгледа подаденото от „ТЕЦЕКО“ ЕООД **заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Свищов и община Белене за регулаторен период 2018-2022 г., доклад с вх. № Е-Дк-820 от 28.11.2017 г. и събраните данни от проведените на 07.12.2017 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление от „ТЕЦЕКО“ ЕООД с вх. № Е-15-55-11 от 29.09.2017 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-55-11 от 18.10.2017 г., за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ) и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на територията на община Свищов и община Белене за регулаторен период 2018-2022 г. Със Заповед № 3-Е-165 от 05.10.2017 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложенията към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ).

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-55-11 от 09.10.2017 г. е изискано дружеството да представи: преработено заявление за

утвърждаване на цени за дейностите: „разпределение на природен газ“, „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като се посочи и ценовата компонента за снабдяване със СПГ съгласно чл. 19а от НРЦПГ; информация за прогнозния брой на персонала по години; обосновка, доказваща извършваните разходи по компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, формиращи ценовата компонента по чл. 19а от НРЦПГ, както и копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, вкл. и действащите анекси към тях, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ.

С писмо с вх. № Е-15-55-11 от 18.10.2017 г. „ТЕЦЕКО“ ЕООД е представило преработено заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ, компонента за СПГ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на територията на община Свищов и община Белене за регулаторен период 2018-2022 г., както и изисканата информация и обосновки.

С писмо с изх. № Е-15-55-11 от 10.10.2017 г. е изискано „ТЕЦЕКО“ ЕООД да предостави неуповителен вариант на заявлението за утвърждаване на цени за териториите община Свищов и община Белене и приложенията към него, със заличени данните, които дружеството счита за конфиденциални, заедно с обосновка на причините, налагащи заличаването им. С писмо с вх. № Е-15-55-11 от 19.10.2017 г. заявителят е предоставил неуповителен вариант на заявлението и обосновка.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-820 от 28.11.2017 г. Докладът, както и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от Комисията с решение по Протокол № 258 от 29.11.2017 г., по т. 4, и са публикувани на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 07.12.2017 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителите на „ТЕЦЕКО“ ЕООД са заявили, че нямат възражения по доклада и проекта на решение. Дружеството отчита, че предложените за утвърждаване цени са изчислени на база предстоящи големи капиталовложения по изграждане на ГРМ, в съответствие със заложените в одобрения бизнес план параметри, и при спазване на нормите на НРЦПГ.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 07.12.2017 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което са присъствали представители на общинския съвет на община Свищов и кметът на община Белене. Представителят на община Свищов е посочил, че към момента „ТЕЦЕКО“ ЕООД не е изградило инфраструктура на територията на общината и е изразил становище, че цените в проекта на решение са завишени в сравнение с цените на други лицензионни територии, което ще доведе до неудобства във връзка с потреблението на природен газ. Аргументи в тази насока са изложени и в становище с вх. № Е-07-00-58 от 05.12.2017 г., в което се посочва, че не следва да се определят цени, тъй като лицензиантът не е изградил ГРМ на територията на общината. Според кмета на община Свищов, неизпълнението на лицензионните задължения на „ТЕЦЕКО“ ЕООД не следва да води до негативно отражение върху финансовите условия, които предлага на клиентите в община Свищов. Представителят на община Белене е изразил становище, че предложените за утвърждаване цени на „ТЕЦЕКО“ ЕООД са високи.

Във връзка с поставените на общественото обсъждане въпроси представителите на лицензианта са уточнили, че забавянето на изграждането на газоразпределителната мрежа в община Свищов и община Белене се дължи на обективни причини, а именно: забавяне в изграждането на магистралното отклонение на газопреносния газопровод, който да свърже община Свищов с газопреносната мрежа. Дружеството твърди, че се очаква „Булгартрансгаз“ ЕАД да изгради този газопровод през четвъртото тримесечие на 2019 г. Заявителят посочва, че е изградил част от газоразпределителната мрежа за един стопански клиент, снабден с компресиран природен газ, чиято цена според дружеството не е по

възможностите на общественно-административните и битовите клиенти.

В 14-дневния срок по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „ТЕЦЕКО“ ЕООД.

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

„ТЕЦЕКО“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-394-08 от 26.09.2012 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-394-12 от 26.09.2012 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Свищов, издадени за срок от 35 години.

С Решение № И1-Л-394 от 29.07.2015 г., Комисията е изменила издадените лицензии на „ТЕЦЕКО“ ЕООД, като към лицензионната територия на община Свищов е присъединена територията на община Белене.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

„ТЕЦЕКО“ ЕООД е представило доказателства за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване.

На основание чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ, групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак. Дружеството не предлага промяна в тарифната структура през новия регулаторен период.

1. Регулаторен период

Предложеният от „ТЕЦЕКО“ ЕООД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2018 до 2022 г.), което 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 обосноваваните разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 1 и № 2:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Групи клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Промислени	хил. лв.	154	158	434	679	850
ОА и търговски	хил. лв.	0	0	225	344	424
Битови клиенти	хил. лв.	0	0	427	686	864
Общо:	хил. лв.	154	158	1086	1710	2138

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Промислени	хил. лв.	57	62	37	43	58
ОА и търговски	хил. лв.	0	0	7	7	7
Битови клиенти	хил. лв.	0	0	23	35	49
Общо:	хил. лв.	57	62	67	85	114

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството съгласно 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 (УПР) 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:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Общо:	%
Общо разходи, в т.ч.:	151	152	373	704	919	2 299	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ“	132	133	353	682	897	2196	96%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	19	19	21	22	22	103	4%

Прогнозните разходи на „ТЕЦЕКО“ ЕООД включват само разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Разходите по лицензионни дейности са изчислени въз основа на отчетни данни и прогнозни стойности за отделните видове разходи, както и с оглед бъдещото развитие на ГРМ. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени, както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ. Разходите са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана въз основа на прогнозираните параметри на дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; отчетна и балансова стойност на ГРМ; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 96% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 132 хил. лв. през 2018 г. на 897 хил. лв. през 2022 г.

Условно-постоянните разходи представляват 98% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 5% от УПР за дейността и се увеличават от 13 хил. лв. през 2018 г. на 36 хил. лв. през 2022 г. Те включват:

- разходи за горива за автотранспорт, прогнозирани на база среден разход на километър изградена ГРМ – 75 лв./км. В тази връзка дружеството прогнозира тези разходи в размер от 5 хил. лв. през 2020 г. да нараснат до 10 хил. лв. през 2022 г.;
- разходи за работно облекло, прогнозирани на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло в размер на 250 лв./човек, като размерът на тези разходи от хиляда лева на година остава непроменен през регулаторния период;
- разходи за канцеларски материали, прогнозирани на база персонал в размер 400 лв. годишно и остават непроменени през регулаторния период;
- разходи за материали за текущо поддържане, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозирани са като процент от стойността на изградените линейни участъци и нарастват от 12 хил. лв. през 2018 г. до 25 хил. лв. през 2022 г.

Разходите за външни услуги представляват 33% от УПР, като се увеличават от 64 хил. лв. през 2018 г. до 281 хил. лв. през 2022 г. Тези разходи включват:

- разходи за застраховки, прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи, като включват имуществена застраховка

„Индустириален пожар“, „Кражба чрез взлом“, „Гражданска застраховка юридически лица“.

- данъци и такси, прогнозираны за лицензионните такси в съответствие с „Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката“ и параметрите на бизнес плана;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозираны в зависимост от броя на офисите – един в Свищов и един в Белене, и са в рамките на 150 лв./месец за всеки офис;

- разходи за абонаментно поддържане са разходи за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации и за поддържане на аварийна готовност. Прогнозираны са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 800 лв.;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана по договор със СОТ и ППО;

- разходи за наеми, прогнозираны за наем на офиси и складови бази на база площ на офисите и среден размер за наем от 4,00 лв./кв.м на месец;

- разходи за проверка на уреди, определени са в размер на 90 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и по 25 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение при съответната периодичност на проверките;

- експертни и одиторски разходи, прогнозираны като 0,12% от стойността на приходите;

- разходи за вода, отопление и осветление, прогнозираны на база площ на офисите и среден разход от 17 лв./кв.м годишно.

Разходите за амортизации представляват 55% от УПР и се увеличават от 23 хил. лв. през 2018 г. на 535 хил. лв. през 2022 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по линейен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години. В представените справки е посочен начина на формиране на амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. Направено е и обобщение от амортизационните планове на видовете активи и са показаны абсолютните стойности за отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 5% от УПР и остават непроменени през регулаторния период в размер на 22 хил. лв. годишно. Тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. От представената от дружеството обосновка е видно, че средносписъчният брой на персонала, осъществяващ лицензионните дейности на лицензираната територия, е 2 души – служители и управленски състав, като се планира да остане непроменен през регулаторния период. „ТЕЦЕКО“ ЕООД планира изграждането на ГРМ да бъде осъществено чрез наемане на външни фирми, както и дейностите по ремонт и поддръжка и аварийна готовност след изграждане на мрежата. Дружеството планира да обучи кадри, които поетапно ще поемат функциите на външните фирми, което е предвидено да се осъществи след изтичане на разглеждания период.

Разходите за социални осигуровки и надбавки представляват 1% от УПР и остават непроменени през регулаторния период в размер на 4 хил. лв. годишно. Тези разходи са начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, дължими на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия.

Други разходи, представляват 1% от УПР, като от 4 хил. през 2018 г. се увеличават на 5 хил. лв. през 2019 г., намаляват до 4 хил. лв. през 2020 г. и остават непроменени до края на регулаторния период. Те включват разходите за командировки и обучение на персонала и са определени в зависимост от броя на персонала.

В състава на УПР не са включени начислените разходи за загуби от обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

Променливите разходи представляват 2% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 3 хил. лв. през 2018 г. до 16 хил. лв. през 2022 г. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на дружеството. Основният материал, който се използва във връзка с дейността и пряко зависи от количествата, е одорантът. Разходите за одорант са прогнозирани в съответствие с разходната норма от 25 mg/m³ и прогнозните количества за реализация. Загубите на природен газ са определени съгласно Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи при пренос и съхранение на природен газ и са в размер на 0,10%.

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

Тези разходи представляват 4% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер на 19 хил. лв. за 2018 г., като нарастват на 22 хил. лв. през 2022 г.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. УПР за дейността са разпределени по икономически елементи:

Разходите за материали са с относителен дял от 27% от разходите за дейността, като размерът им от 5 хил. лв. през 2018 г. се увеличава до 6 хил. лв. през 2022 г.

Разходите за външни услуги представляват 68% от разходите за дейността и са в размер на 14 хил. лв. годишно през регулаторния период. Те включват разходи за данъци и такси снабдяване, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, аварийна готовност, както и въоръжена и противопожарна охрана.

Разходите за амортизации представляват 5% от разходите, предвидени за дейността и нарастват 1000 лева през 2019 г. на 2000 лв. през 2022 г.

Дружеството не е планирало разходи за заплати и възнаграждения, разходи за социални осигуровки, социални разходи, други разходи, както и променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

Съгласно чл. 19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със СПГ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природен газ.

От обосновката на „ТЕЦЕКО“ ЕООД е видно, че към настоящия момент ГРМ на дружеството няма пряка връзка с националната газопреносна мрежа, поради което дружеството е зависимо от регулярни доставки на СПГ. През 2014 г. е сключен Договор № 17 от 24.11.2014 г. за доставка на природен газ с доставчика „М-ГАЗ“ ЕООД, съгласно раздел III на който, цената на доставяния природен газ се определя без ДДС и акциз и се формира от официално обявената цена на обществения доставчик и цена за доставка, включваща транспорт, компресиране и възнаграждения за ползване/престой на транспортните съоръжения. Съгласно цитирания договор, цената за доставка, включително транспорт и компресиране, е 190 лв./1000 м³, която не е променяна до настоящия момент. След изграждане на газопроводното отклонение от магистралния газопровод към община Свищов, респективно към община Белене, компонентата за снабдяване със СПГ ще отпадне.

На основание чл. 19а от НРЦПГ, дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за лицензионната територия на общините Свищов и Белене обслужвани от „ТЕЦЕКО“ ЕООД, да бъде в размер на 190,00 лв./1000 м³ без ДДС за регулаторен период 2018-2022 г.

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 „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са обобщени, съответно в Таблицы № 4 и № 5:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	252	234	7481	10 726	13 241
2.	Балансова стойност на ДНА	24	40	32	24	16
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0	167	504	894
3.	Необходим оборотен капитал	14	14	21	33	45
4.	Регулаторна база на активите	290	288	7 367	10 279	12 409
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,68%	8,71%	9,95%	10,00%	10,00%
6.	Възвръщаемост	22	25	733	1028	1241
7.	Разходи, в т.ч.:	132	133	353	682	897
7.1.	Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ	129	130	345	671	881
7.2.	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ	3	3	8	11	16

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

Таблица № 5

№	Позиция	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДНА	0	0	14	12	10
2.	Необходим оборотен капитал	489	489	449	618	905
3.	Регулаторна база на активите	489	489	463	630	915
4.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,68%	8,71%	9,95%	10,00%	10,00%
5.	Възвръщаемост	38	43	46	63	91
6.	Разходи, в т.ч.:	19	19	21	22	22
6.1.	Условно-постоянни разходи за дейността	19	19	21	22	22

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ, като 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания). Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2018-2022 г. са в размер на 12 926 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 12 307 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 619 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „ТЕЦЕКО“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2018-2022 г. е в размер на 9,93%, която е изчислена при използване на 98,11% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 9% и 1,89% привлечен капитал с норма на възвръщаемост на привлечения капитал 6,30% и при отчитане на данъчните задължения.

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 Таблицы № 6 и № 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Групи клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Стопански	хил. м³/год.	7300	7300	8320	9820	13 280

ОА и търговски	хил. м³/год.	0	0	1250	1405	1 605
Битови	хил. м³/год.	0	0	850	3120	6 158
Общо:	хил.м³/год.	7300	7300	10 420	14 345	21 043

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Групи клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Стопански	бр.	1	1	4	6	14
ОА и търговски	бр.	0	0	30	36	46
Битови	бр.	0	0	550	2080	4105
Общо:	бр.	1	1	584	2122	4165

За целите на ценообразуването са изчислени коефициент за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентът е получен на базата на проектния максимален часови разход на всяка група клиенти, като за всяка година от периода делът на инвестиционната стойност на линейната част на всяка отделна група клиенти в стойността на съответния участък или зона от газоразпределителната мрежа е умножен по дела на проектния часов разход на отделните групи клиенти, обслужвани от съответния елемент. Така полученото произведение за всеки участък е разделено на оразмерителния часов разход за този елемент и получените стойности за съответната година са сумирани. Делът на отделната група в общата стойност на линейната част за всяка година е равна на сумата от дяловете на всяка една група във всеки един участък или зона. Самият коефициент представлява делът на стойността на линейната част на всяка група в общата стойност на линейната част.

Изменението на стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е следното: за промишлените клиенти намалява от 1 за 2018 г. на 0,40 за 2022 г.; за обществено-административни и търговски клиенти нараства от 0 през 2018 г. до 0,20 през 2022 г. и за битовите клиенти се увеличава от 0 за 2018 г. на 0,40 за 2022 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е функция на броя на всяка група клиенти, делът им от общата годишна консумация и съответната част от възвръщаемостта и УПР за групата. Изменението на стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по групи клиенти е следното: за промишлените клиенти намалява от 1 за 2018 г. на 0,51 за 2022 г.; за обществено-административни и търговските клиенти нараства от 0 през 2018 г. до 0,06 през 2022 г. и за битовите клиенти се увеличава от 0 за 2018 г. на 0,43 за 2022 г. Коефициентът за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчита дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойностите на коефициента за промишлените клиенти намаляват през регулаторния период от 1 за 2018 г. на 0,63 за 2022 г.; за обществено-административни и търговските клиенти нарастват от 0 през 2018 г. до 0,08 през 2022 г. и за битовите клиенти се увеличават от 0 за 2018 г. на 0,29 за 2021 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 в левове за 1000 куб. м и/или в левове за MWh по групи клиенти.

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

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен

снабдител“ съгласно чл. 9.

4.2.1. Компонента за снабдяване със съгъстен природен газ

Съгласно чл. 19а от НРЦПГ, в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със съгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента по чл. 19, ал. 2, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ.

Предложените от „ТЕЦЕКО“ ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Свищов и Белене са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 нм ³)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./1000 нм ³)
Промислени		
до 100 хил. м ³ /год. вкл.	149,90	5,77
до 500 хил. м ³ /год. вкл.	131,29	5,77
до 1000 хил. м ³ /год. вкл.	96,98	5,77
над 1000 хил. м ³ /год.	34,72	5,77
Обществено-административни и търговски	230,49	4,80
Битови	201,07	10,85

Забележка: в предложените за утвърждаване цени не са включени ДДС и акциз

Предложената от „ТЕЦЕКО“ ЕООД компонента за снабдяване със СПГ е в размер на 190,00 лв./1000 м³ за всички групи клиенти на територията на общините Свищов и Белене.

Предложените от „ТЕЦЕКО“ ЕООД за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложили в бизнес плана за периода 2018-2022 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа:

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи се образува по групи клиенти в зависимост от заявления максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите, при образуването на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на условно-постоянни и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход, включват: изкопно-възстановителни работи и монтажни работи.

Предложените от „ТЕЦЕКО“ ЕООД цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на общините Свищов и Белене са посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени за присъединяване към ГРМ (лв./клиент)
Промислени	2611,00
Обществено-административни и търговски	1101,00
Битови	264,00

Клиентите на „ТЕЦЕКО“ ЕООД не дължат цени за достъп и пренос на природен газ през газопрееносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, тъй като ГРМ не е присъединена към газопрееносната мрежа. Такива цени се дължат от крайните клиенти

след присъединяване на газоразпределителната мрежа към газопреносната мрежа.

При трансформиране на енергийната стойност на единица обем природен газ за изчисляване на цените в MWh е използвана представителна калоричност в размер на 10,563 kWh за 1 м³ природен газ.

Изказвания по т.4:

Докладва Г. Дечева. Предложеният проект на решение е изготвен изцяло въз основа на приетите от Комисията доклад и проект на решение, които са съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката и чл. 34, ал. 4 от Наредбата за регулиране на цените на природния газ. На 07.12.2017 г. е проведено закрито заседание за обсъждане на приетия от Комисията доклад. Представителите на дружеството са заявили, че нямат възражения и са съгласни с направените констатации и изводи. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 07.12.2017 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което са присъствали представители на общинския съвет на община Свищов и кметът на община Белене. Представителите и на двете общини са се обединили около мнението, че предложените цени са високи предвид това, че дружеството не е изградило газоразпределителната мрежа на територията на двете общините. В тази насока са и аргументите, които са изложени в полученото на 05.12.2017 г. становище от кмета на община Свищов. Според него неизпълнението на лицензионните задължения на дружеството не следва да води до финансови последици за клиентите му. Във връзка с поставените на общественото обсъждане въпроси, представителите на лицензианта са уточнили, че обективни причини са довели за забавяне на изграждането на газоразпределителната мрежа в община Свищов и община Белене. Забавянето се дължи преди всичко на това, че магистралното отклонение на газопреносния газопровод, който трябва да свърже община Свищов с газопреносната мрежа все още не е изградено. По данни на „Булгартрансгаз“ ЕАД, това газово отклонение се очаква да бъде изградено през втората половина на 2019 г. До изграждането на магистралното отклонение клиентите на дружеството не дължат цена за достъп и пренос. След утвърждаване на цената на обществения доставчик за първото тримесечие на 2018 г. цените по които „ТЕЦЕКО“ ЕООД ще продава газ на своите клиенти са актуализирани с утвърдената цена на обществения доставчик в размер на 352,65 лв./1000 м³. При изчисляването на цените в MВтч е използвана представителната калоричност в размер на 10,563 киловатчаса за един кубичен метър. В законоустановения 14-дневен срок в Комисията не са получени никакви становища от заинтересованите лица след общественото обсъждане. Предвид гореизложеното и 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. 19а, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

Утвърждава, считано от 01.01.2018 г., на „ТЕЦЕКО“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на община Свищов и община Белене за регулаторен период от 2018 до 2022 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

Предвид горното и 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. 19а, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 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 01.01.2018 г., на „ТЕЦЕКО“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на община Свищов и община Белене за регулаторен период от 2018 до 2022 г., както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти:

до 100 хил. м³/год. вкл. 149,90 лв./1000 нм³ (14,19 лв./MWh);

до 500 хил. м³/год. вкл. 131,29 лв./1000 нм³ (12,43 лв./MWh);

до 1000 хил. м³/год. вкл. 96,98 лв./1000 нм³ (9,18 лв./MWh);

над 1000 хил. м³/год. 34,72 лв./1000 нм³ (3,29 лв./MWh);

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 230,49 лв./1000 нм³ (21,82 лв./MWh);

1.3. За битови клиенти: 201,07 лв./1000 нм³ (19,04 лв./MWh);

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2018 г. – 154 хил. лв., за 2019 г. – 158 хил. лв., за 2020 г. – 1086 хил. лв., за 2021 г. – 1710 хил. лв., за 2022 г. – 2138 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2018 г. – 7300 хил. нм³/г., за 2019 г. – 7300 хил. нм³/г., за 2020 г. – 10 420 хил. нм³/г., за 2021 г. – 14 345 хил. нм³/г., за 2022 г. – 21 043 хил. нм³/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 9,93%.

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

3.1. За промишлени клиенти: 548,42 лв./1000 нм³ (51,92 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 547,45 лв./1000 нм³ (51,83 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти: 553,50 лв./1000 нм³ (52,40 лв./MWh);

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на общественния доставчик за съответното тримесечие на годината): 352,65 лв./1000 нм³ (33,39 лв./MWh);

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 5,77 лв./1000 нм³ (0,55 лв./MWh);

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 4,80 лв./1000 нм³ (0,45 лв./MWh);

4.2.3. За битови клиенти: 10,85 лв./1000 нм³ (1,03 лв./MWh);

4.3. Ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ: 190,00 лв./1000 нм³ (17,99 лв./MWh);

5. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2018 г. – 57 хил. лв., за 2019 г. – 62 хил. лв., за 2020 г. – 67 хил. лв., за 2021 г. – 85 хил. лв., за 2022 г. – 114 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2018 г. – 7300 хил. нм³/г., за 2019 г. – 7300 хил. нм³/г., за 2020 г. – 10 420 хил. нм³/г., за 2021 г. – 14 345 хил. нм³/г., за 2022 г. – 21 043 хил. нм³/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 9,93%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на община Свищов и община Белене, както следва:

6.1. За промишлени клиенти: 2611,00 лв./клиент;

6.2. За обществено-административни и търговски: 1101,00 лв./клиент;

6.3. За битови клиенти: 264,00 лв./клиент.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги

Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

Считано от 01.01.2018 г., утвърждава изменение на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

По т.2. както следва:

Определя, считано от 01.02.2018 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на 2,5*Цпдн, където Цпдн е цената за базов товар на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД за съответния ден;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

По т.3. както следва:

Утвърждава, считано от 01.01.2018 г., на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Елин Пелин за регулаторен период от 2018 до 2022 г.

По т.4. както следва:

Утвърждава, считано от 01.01.2018 г., на „ТЕЦЕКО“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на община Свищов и община Белене за регулаторен период от 2018 до 2022 г.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-39/29.12.2017 г. относно изменение на действащата цена на електрическата енергия на „Топлофикация Русе“ ЕАД.

2. Решение на КЕВР № Ц-40/29.12.2017 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

3. Решение на КЕВР № Ц-41/29.12.2017 г. относно заявление от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД с искане за утвърждаване на пределни цени за разпределение на природен газ, пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Елин Пелин за регулаторен период 2018-2022 г.

4. Решение на КЕВР № Ц-42/29.12.2017 г. относно заявление от „ТЕЦЕКО“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, снабдяване с природен газ, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за териториите на община Свищов и община Белене за регулаторен период 2018-2022 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:
(Н. Косев - главен експерт)