



ПРОТОКОЛ

№ 249

София, 30.12.2016 година

Днес, 30.12.2016 г. от 10:02 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. 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, Вера Георгиева, Радостина Методиева,
Юлиан Стоянов, Петя Андонова

2. Проект на решение относно: заявление за утвърждаване на цени, по които общественят доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа за I тримесечие на 2017 г. и заявления за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото през 2016 г., подадени от „Булгаргаз“ ЕАД.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Грета Дечева, Михаела Андреева,
Боряна Станчева, Ваня Василева

3. Проект на решение относно: заявление от „Ситигаз България“ ЕАД 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 на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Грета Дечева, Михаела Андреева,
Сирма Денчева, Емилия Тренева

По т.1. Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-411 от 06.12.2016 г. относно определяне на **пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия**, както и събраните данни и доказателства от проведеното на 13.12.2016 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, регулатора) определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия (БП).

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 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 балансиращия пазар, „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 балансиращият пазар 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 балансиращия пазар установява задълженията на съответния доставчик на балансиращия пазар 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 регистрирал 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), както и дружествата, класирани на проведените от електропреносния оператор тържни процедури за предоставяне на студен резерв, а именно „Биовет“ АД, „ТЕЦ Марица 3“ АД, „ТЕЦ - Бобов дол“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ 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-197 от 29.11.2016 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която е изготвила доклад с вх. № Е-Дк-411 от 06.12.2016 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 № 232 от 06.12.2016 г., т. 1. В тази връзка е проведено обществено обсъждане на 13.12.2016 г., след което са постъпили становища съответно от ЕСО ЕАД с вх. № Е-13-41-90 от 09.12.2016 г. и от НЕК ЕАД с вх. № Е-13-01-66 от 22.12.2016 г.

ЕСО ЕАД в становището си посочва, че съгласно чл. 99, ал. 3 от ЗЕ „операторът на електропреносната мрежа сключва сделки с доставчиците на балансираща енергия от страната и/или извън страната за балансиране на електроенергийната система“, а съгласно разпоредбата на чл. 107, т. 6 от ПТЕЕ „на балансиращия пазар се търгува балансираща енергия, която включва енергия, закупена/продадена от/на съседни енергийни системи, и енергия като аварийна помощ“. В тази връзка ЕСО ЕАД излага, че съгласно чл. 99, ал. 1 от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) балансиращата енергия към и от съседни електроенергийни системи може да се осъществи чрез активиране на резерва за третично регулиране, тъй като по аргумент от чл. 103, ал. 1, т. 4 от ПУЕЕС „резервът за третично регулиране включва ... резервна мощност в състава на други електроенергийни системи, която може да бъде предоставена при поискване от оператора на електропреносната мрежа по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар“, като за тази цел „резервът за третично регулиране може да се предоставя чрез договори с оператори на или доставчици от други електроенергийни системи“ (чл. 104, т. 4 от ПУЕЕС). ЕСО ЕАД отбелязва, че доставките на балансираща енергия извън страната за балансиране на ЕЕС са предвидена в закона възможност за осигуряване на надеждната ѝ работа, като последните не би следвало да се вземат предвид при определянето на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Във връзка с гореизложеното, ЕСО ЕАД предлага пределните цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, да не се отнасят за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар, като последните да подлежат на задължително одобрение от КЕВР.

Комисията приема за основателни аргументите на ЕСО ЕАД относно неприложимостта на определената по чл. 21, ал. 1, т. 8 от ЗЕ пределна цена за балансираща енергия по отношение на сделките за такава енергия, закупена/продадена от/на съседни енергийни системи. В съседните пазарни зони цените на доставчиците на балансираща енергия, в т.ч. и пределните такива, се формират въз основа на съответните национални норми. Решението на КЕВР за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия има действие на територията на Р България. По отношение на сделките за балансираща енергия, закупена/продадена от/на съседни енергийни системи или от регионален балансиращ пазар се прилагат нормите на европейското законодателство и съответните договорености в двустранните споразумения. В тази връзка решението на КЕВР не следва да се явява ограничение за оператора на електропреносната мрежа да сключва сделки с доставчици на балансираща енергия извън страната, за балансиране на ЕЕС, когато това е необходимо, въз основа на

сключени двустранни споразумения с операторите на съседните ЕЕС.

КЕВР приема за неоснователно предложението на ЕСО ЕАД за одобряване от страна на регулатора на двустранните споразумения за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи, тъй като към момента не е налице правомощие на националните регулатори за такова одобряване. В тази връзка ЕСО ЕАД следва да предоставя информация на Комисията относно сключените двустранни споразумения за балансираща енергия, както и за техните параметри.

НЕК ЕАД в становището си е изложило аргументи по отношение на доклад с вх. № Е-Дк-346 от 04.12.2015 г. за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, разгледан на обществено обсъждане на 15.12.2015 г., съответно по разгледаните на 13.12.2016 г. доклад с вх. № Е-Дк-411 от 06.12.2016 г. и проект на решение на КЕВР за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Становището на НЕК ЕАД, в частта относно доклад с вх. № Е-Дк-346 от 04.12.2015 г., не е относимо към настоящото административно производство. Същото е било обсъдено в мотивите на Решение № Ц-50 от 30.12.2015 г. на КЕВР.

По отношение на доклад с вх. № Е-Дк-411 от 06.12.2016 г. и проект на решение на КЕВР за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия НЕК ЕАД е посочило, че Комисията следва да приеме пределна цена за регулиране надолу от ПАВЕЦ в помпен режим, която да е в границите между минус 17,99 лв./MWh и минус 28,77 лв./MWh, вследствие на заложената с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР ценова рамка за настоящия регулаторен период. НЕК ЕАД посочва, че в Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. КЕВР е определила цена за производство от ВЕЦ в размер на 59,98 лв./MWh, вместо заявената от дружеството в размер на 95,90 лв./MWh, като тази цена се прилага и за работа на ПАВЕЦ в режим на производство. НЕК ЕАД уточнява, че при работа на ПАВЕЦ еквивалентът на произведеното количество електрическа енергия е с 30% по-нисък от този на консумираната енергия в помпен режим, като по този начин остава невъзстановен разход от 30%, дължащ се на технологичните разходи, който трябва да се възстанови от участието на БП. Според НЕК ЕАД този разход би могъл да бъде възстановен с цена за регулиране надолу за ПАВЕЦ, която представлява 30% от цената, определена за производство в размер на 59,98 лв./MWh, а именно минус 17,99 лв./MWh или 30% от предложената от дружеството за утвърждаване цена 95,90 лв./MWh в размер на минус 28,77 лв./MWh.

В подкрепа на горното, НЕК ЕАД е дало следния пример:

„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 намалена с 30% технологичен разход и е в размер на 126 MWh. Тази енергия е реализирана по 59,98 лв./MWh и генерира приход в размер на 126 MWh x 59,98 лв./MWh = 7 557,48 лв. Некомпенсираният разход е в размер на 54 MWh x 59,98 лв./MWh = 3 238,92 лв. При определяне на цена за регулиране надолу 30% от производствената цена 59,98 лв., а именно минус 17,99 лв./MWh, за активирането на ПАВЕЦ в помпен режим ще бъде реализиран приход за НЕК ЕАД от 180 MWh x 17,99 лв./MWh = 3 238,20 лв. По този начин ще бъде покрит пълният разход на НЕК ЕАД (съобразно утвърдената цена от 59,98 лв./MWh) за активиране на ПАВЕЦ, като се следват двата принципа на КЕВР при определяне на регулираните цени, свързани с ПАВЕЦ, посочени по-горе. Тук трябва още веднъж да се отбележи, че за да бъде напълно покрит разхода за ПАВЕЦ трябва да бъде взета предвид предложената от НЕК ЕАД цена за производство от 95,90 лв./MWh, като в такъв случай цената за регулиране надолу трябва да стане 30% от 95,90 лв./MWh, а именно минус 28,77 лв./MWh.“

Комисията приема горното възражение за неоснователно. 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 17,99 лв./MWh и минус 28,77 лв./MWh. Представените в тази връзка изчисления се основават на презумпцията, че НЕК ЕАД продава само по регулирана цена електрическата енергия, произведена от ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим. Определеното с Решение № ТЕ-26 от 30.06.2016 г. на КЕВР количество електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ, което дружеството следва да реализира на регулирания пазар, представлява едва около 10% от прогнозното количество произведена електрическа енергия за ценовия период. Останалите 90% НЕК ЕАД продава на пазара по свободно договорени цени, както и на балансиращия пазар по цени, надхвърлящи определената от КЕВР регулирана цена в размер на 59,98 лв./MWh. От друга страна, в Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, при определяне на регулираната цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, в т.ч. и ПАВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, са извършени корекции само на разходите за водоподаване и не са признати заявените разходи за ПАВЕЦ, свързани с обвързване на графиците в деня преди доставката „Д-1“, които са неотнормирани към използване на ПАВЕЦ в помпен режим, предизвикани от излишъци в деня на доставка „Д“. В конкретния случай, при предоставяне на системната услуга регулиране надолу, горепосоченият пример би следвало да се разглежда 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 59,98 лв./MWh и генерира приход в размер на 126 MWh x 59,98 лв./MWh = 7 557,48 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 MWh x 0,00 лв./MWh = 0,00 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.*

Действително, при експлоатацията на ПАВЕЦ в помпен режим за обществения доставчик възникват допълнителни разходи, свързани с вмененото му задължение да закупува по преференциална цена количеството електрическа енергия, произведено от възобновяеми източници, до размера на определеното нетно специфично производство, въз основа на показанията на средствата за търговско измерване. Тези разходи, обаче, са неотнормирани към цената за регулиране надолу и следва да се покриват от: Методиката за разпределяне на задължения по небаланси в специална балансираща група с координатор НЕК ЕАД – обществен доставчик, когато възникват в деня на доставка „Д“, както и от допълнителни приходи, описани в мотивите към Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, когато възникват в деня преди доставката „Д-1“.

НЕК ЕАД посочва, че не е спазен принципът на равнопоставеност, във връзка с работата на ТЕЦ и ПАВЕЦ, свързана с резерв за допълнителни услуги, осигуряван на ЕСО ЕАД за управление на електроенергийната система. НЕК ЕАД счита, че с утвърдените на ЕСО ЕАД цени за настоящия регулаторен период е осигурена възможност последното да заяви, резервира и заплати на доставчиците само диапазон за регулиране нагоре. Според НЕК ЕАД, 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, от които операторът няма възможност да ползва регулиране надолу. НЕК ЕАД посочва, че в резултат на това, в часовете от денонощието с ниско потребление на електрическа енергия, когато има излишък в системата единственият вариант е да се активира ПАВЕЦ

в помпен режим. НЕК ЕАД счита, че въз основа на гореописаното може да се направи извод, че ценовата рамка на Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР поставя ПАВЕЦ като доставчик на балансираща енергия в неравнопоставено положение спрямо ТЕЦ, тъй като при излишък на електроенергия в часовете от денонощието с минимално потребление на практика го оставя като единствен източник за регулиране надолу.

Комисията приема горното възразение за неоснователно. Решенията на КЕВР за утвърждаване на цени не указват диапазон за регулиране, който следва да бъде резервиран от ЕСО ЕАД. Тези решения отчитат обосноваването на разходите на дружеството, свързани с предложенията на оператора за необходимия резерв за допълнителни услуги. Посочените от НЕК ЕАД факти и обстоятелства допълнително обосновават липсата на достатъчно конкуренция сред доставчиците на балансираща енергия, както и възможността за непазарно поведение, което както е посочено по-долу в мотивите на настоящото решение, налага определянето на пределни цени на балансиращата енергия.

Във връзка с изложеното по предходното възразение може да бъде направен извод, че дружеството не е в неравнопоставено положение, тъй като чрез предоставяне на услугата регулиране надолу на цена от 0,00 лв./MWh получава възможност да качва вода от долния в горния изравнител на ПАВЕЦ, без да заплаща за електрическата енергия, необходима за работата на помпите, в резултат на което си осигурява допълнително безплатен воден ресурс за производство на електрическа енергия.

Според НЕК ЕАД принципите за икономическа целесъобразност и равнопоставеност са нарушени и във връзка с определената пределна цена за регулиране нагоре в размер на 202 лв./MWh, базирана на разходите на обществения доставчик за изкупуване на електрическа енергия от ТЕЦ „ЕЙ И ЕС Марица Изток 1“, тъй като не са изследвани разходите на останалите участници, предоставящи услугата регулиране нагоре. Дружеството отбелязва, че ако техните разходи са по-ниски от изчислените от регулатора, съответно те могат да определят по-ниска в сравнение с НЕК ЕАД цена за регулиране нагоре, като в същото време в нея да са калкулирали висок процент печалба. В тази връзка НЕК ЕАД предлага Комисията да определи индивидуални пределни цени за всеки доставчик на балансираща енергия.

Комисията приема горното възразение за неоснователно. Следва да се има предвид, че БП е свободен пазар, на който доставчиците на балансираща енергия се конкурират. Принципите на работа на либерализирания пазар на електрическа енергия, където разходите и възвръщаемостта на отделните производители са различни, а ценовите предложения следват кривите на търсенето и предлагането са приложими и за БП. Определяните пределни цени само установяват рамката, извън която липсата на конкуренция предполага непазарно поведение на участниците. Определянето на индивидуални цени би превърнало този сегмент на свободния пазар в регулиран, в противоречие с изискванията на европейското законодателство за създаване на напълно либерализиран пазар на 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-50 от 30.12.2015 г. КЕВР е определила, считано от 01.01.2016 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.

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 2016 г.	201,78	10,37

Февруари 2016 г.	236,17	10,90
Март 2016 г.	172,83	13,04
Април 2016 г.	179,28	14,01
Май 2016 г.	167,43	20,62
Юни 2016 г.	167,67	20,22
Юли 2016 г.	157,07	17,50
Август 2016 г.	169,53	15,50
Септември 2016 г.	161,27	17,53
Октомври 2016 г.	195,80	12,26
Януари – Октомври 2016 г.	180,88	15,19

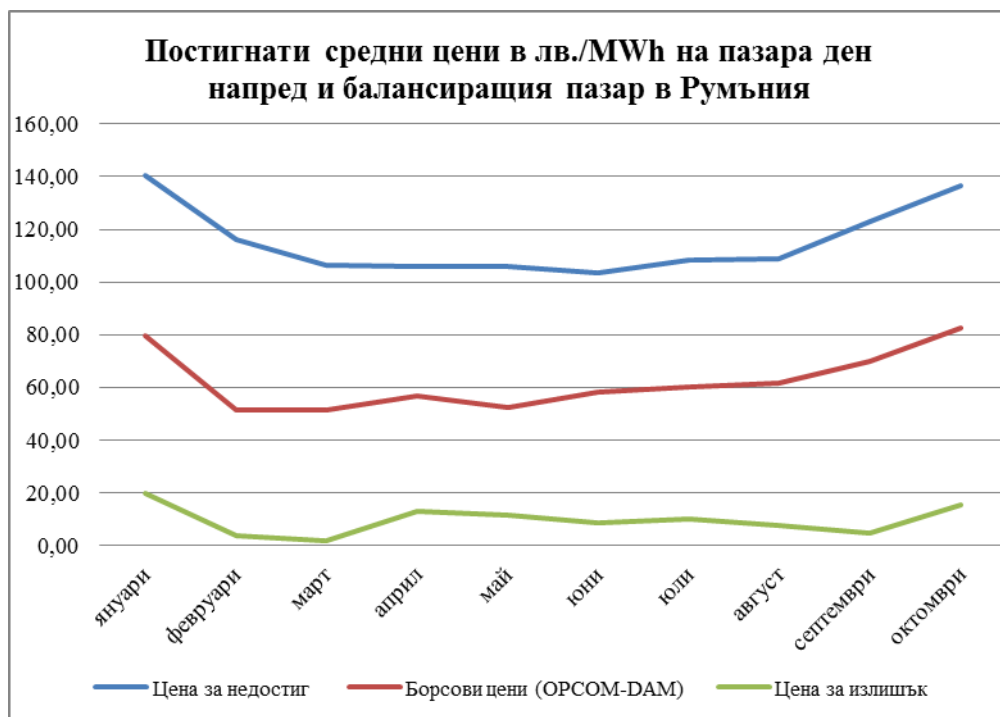
По-високите средни цени през месеците януари 2016 г. и февруари 2016 г. се дължат на постигнати цени от 800,00 лв./MWh през някои часове, но с утвърждаване на нова методика за предотвратяване на екстремни цени на балансиращия пазар от оператора на пазара, тези аномалии не се наблюдават през следващите месеци.

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 2016 г. – октомври 2016 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 небаланси 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:



През 2016 г. ниските цени на електрическата енергия в региона понижиха значително средната цена на балансиращата енергия в Румъния, като средната ѝ стойност за недостиг в периода януари 2016 г. – октомври 2016 г. е около 116 лв./MWh, докато отчетената на българския пазар е в размер на 181 лв./MWh. В същото време при анализ на почасовите цени е видно, че максималните им стойности (в пиковите часове) са съизмерими с тези на българския пазар – около 200 – 220 лв./MWh, т.е. по-ниската средна цена се дължи на значително по-ниската стойност на електрическата енергия за недостиг в офпиковите часове, в съответствие с ценовата крива 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 по-високите средни цени на българския балансиращ пазар. Следва да се има предвид, че българският ПДН към настоящия момент не е достатъчно развит и ликвиден за да послужи като база, както за определяне на референтна цена, така и за обвързване на цените на доставчиците на балансираща енергия с резултатите от него. Това от своя страна води до липса на прогнозируемост и устойчивост и поражда тенденция за предпочитане от страна на търговските участници на извънборсовата търговия чрез двустранни договори.

Предвид горните аргументи, прилагането на румънския модел за определяне на цената на доставчиците на балансираща енергия е възможно след установяване на нов пазарен модел, който предполага изцяло конкурентни условия. Последното е свързано с промяна на действащото законодателство и осигуряване на мерки за подобряване на ликвидността на ПДН, за да се превърне в надежден източник на референтна цена за ефикасното договаряне в сектора. В тази връзка до въвеждането на конкурентен пазар с оглед осигуряване на предпоставки за стабилност на сектора; икономическа целесъобразност – размерът на пределната цена за сключване на сделки с балансираща енергия следва да покрива пълните разходи на доставчиците на балансираща енергия; 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, **не съществуват обективни предпоставки и обстоятелства, които да обосновават необходимост от изменение на размера на прилаганите към момента пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре: 202,00 (двеста и два) лв./MWh, както и пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране надолу: 0,00 (нула) лв./MWh.**

В подкрепа на горното са и следните аргументи:

Резултатите от извършения симулационен анализ на база данните от работата на БП през 2016 г. показват, че при намаление на така определените пределни цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, цената за недостиг ще се понижи до нива по-ниски от спот цената на ПДН в част от пиковите часове. Такава аномалия се наблюдава на 18.11.2016 г., когато в часовия диапазон 15 ч. - 17 ч. цените на ПДН са по-високи от цените за недостиг на БП. Това би довело до изкривяване на пазарните отношения, тъй като се появява стимул пазарните участници да предпочетат да са в недостиг, което би затруднило управлението и сигурността на електроенергийната система. Горното се подкрепя от следващата справка за постигнатата цена на ПДН през последния месец, която е много близка до цената за недостиг, която следва да е най-високата цена на пазара с оглед нейния превантивен и възпиращ характер:

дата	час	лв./MWh
1.11.2016	5-6	143,56
1.11.2016	6-7	143,56
1.11.2016	8-9	143,56
1.11.2016	15-16	143,54
1.11.2016	9-10	143,50
1.11.2016	13-14	141,99
8.11.2016	7-8	150,07
8.11.2016	8-9	149,48
8.11.2016	17-18	147,62
10.11.2016	16-17	146,78
18.11.2016	15-16	150,09
18.11.2016	16-17	146,31
21.11.2016	9-10	148,33
21.11.2016	10-11	148,33
21.11.2016	6-7	148,31
21.11.2016	8-9	146,06
21.11.2016	7-8	146,04
29.11.2016	13-14	150,09
29.11.2016	12-13	150,07
29.11.2016	14-15	150,05
29.11.2016	10-11	150,03
29.11.2016	15-16	144,87

От друга страна при увеличение на така определените пределни цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия и установената от доставчиците практика да предлагат цени близки до пределните ще се увеличат разходите за небаланси на пазарните участници, което ще доведе до допълнителна финансова тежест върху производители и потребители в момент, в който съществува непредвидимост и несигурност във връзка с протичащите процеси по пълната либерализация на пазара и стартиране на борсовата търговия.

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.

Изказвания по т.1:

Докладва П. Младеновски. Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ), Комисията ежегодно определя пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. Със заповед на председателя на Комисията от 29.11.2016 г. е създадена работна група, която е изготвила доклад, който е приет единодушно от членовете на КЕВР. На проведеното на 13.12.2016 г. обществено обсъждане са поканени НЕК ЕАД, „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД (като основни доставчици на балансираща енергия) и ЕСО ЕАД (като оператор на пазара на балансиращата енергия). Във връзка с проведеното обществено обсъждане в Комисията са постъпили две становища: от ЕСО ЕАД и НЕК ЕАД. В становището на ЕСО ЕАД е описано, че според закона и правилата за търговия и управление на електроенергийната система се дава възможност на дружеството да купува електрическа енергия и да сключва сделки за балансираща енергия от съседните пазарни зони. Т. нар. „енергийна помощ“ вече е платена, т.е. за получената балансираща помощ от съседните зони операторите си заплащат, а не както до момента да връщат получената помощ след определен период от време. ЕСО ЕАД предлага така определените пределни цени от Комисията да не важат за закупена и продадена енергия от и на съседни оператори. Работната група счита, че това предложение е основателно и би следвало да се приеме, тъй като Комисията действително определя една ценова рамка за доставчиците на балансираща енергия, която важи единствено и само за доставчиците на балансираща енергия в Република България. Регулаторът няма власт да определи пределни цени на балансираща енергия в пазарни зони. В Румъния пределните цени са в размер от 0 до 250 евро. Работната група счита, че когато използването на аварийна помощ е належащо не би следвало да се прилагат определените пределни цени, тъй като има голяма вероятност да са различни от прилаганите от съседните оператори. Другото становище относно доклада е на НЕК ЕАД. То е разделено на две части. Едната е становище относно доклада от миналата година, а другата е относно доклада от тази година. Работната група счита, че частта относно доклада от 2015 г. е несъотнесима към настоящето производство, тъй като това е обсъдено към мотивите за Решение Ц-50 от 2015 г. Относно тазгодишния доклад. Първото предложение на НЕК ЕАД е Комисията да определи пределна цена за ПАВЕЦ, която да е отрицателна и в размер от -17,99 до -28,77. Аргументите за тази отрицателна цена са технологичния разход на ПАВЕЦ, който е в размер около 30%. По-ниската стойност е изчислена като 30% от утвърдената с последното ценово решение на КЕВР цена от 59,90 лв. По-високата е изчислена като 30% от предложената от дружеството цена за работата на ПАВЕЦ в размер на 95,90 лв. Даден е пример как точно се реализират загуби от работата на ПАВЕЦ. Работната група счита, че възражението е неоснователно и е неравнопоставено да се определи отрицателна цена за един производител, докато за останалите цената е нула. Този пример е неотносим към действителната ситуация. Купувайки цена от балансиращия пазар, независимо от технологичния разход, на нула лева, в действителност няма некомпенсиран разход, тъй като реално се купува безплатна енергия, като водата се качва от долния в горния изравнител. Единствените разходи за това са включени в определената регулирана цена от 59,90 лв. При отрицателна цена би се реализирал допълнителен приход, а при положителна цена единствено би се реализирал некомпенсиран разход. НЕК ЕАД действително има допълнителни разходи за експлоатацията на ПАВЕЦ, но те са неотносими към балансиращия пазар и са свързани с вмененото задължение на обществения доставчик да изкупува по електромер цялото

произведено количество от ВЕИ-тата, както и задължението да не се коригират графици на топлофикационните дружества. Този допълнителен некомпенсиран разход, който възниква в ден минус едно, няма как да бъде покриван от балансиращия пазар, а би следвало да се компенсира (както е описано в Решение № Ц-19) от допълнителните приходи на НЕК ЕАД. Когато този некомпенсиран разход възниква в деня на доставката, НЕК ЕАД реализира допълнителни приходи чрез методиката за определяне на небалансите в специалната балансираща група на обществения доставчик и той следва да се покрива от тези допълнителни приходи. Работната група счита, че е неравнопоставено всички участници на пазара на електрическа енергия, които са участници и на балансиращия пазар да участват в покриването на тези допълнителни разходи. Второто възражение на НЕК ЕАД е относно неравнопоставеното му положение при балансиране. Според дружеството в часовете с голям излишък топлоелектрическите централи работят на техническия си минимум и единственият вариант на централното диспечерско управление да обере тези излишъци е чрез използването на ПАВЕЦ в помпен режим. Отново се реферира към Решение № Ц-19 на Комисията. Според него Комисията не би следвало да определи допълнителни разходи на системния оператор да поддържа допълнителна разполагаемост и за регулиране надолу. Работната група отново счита, че възражението е неоснователно, тъй като в Решение № Ц-19 само са остойностени предложенията на ЕСО ЕАД. По никакъв начин на ЕСО ЕАД не е оказано какъв резерв да поддържа: дали нагоре, или надолу. Друг аргумент е, че изложеното от дружеството доказва, че има един участник на пазара за балансираща енергия с монополно положение, който при задаване на ценова рамка може по всякакъв начин да спекулира с предлаганите от него цени. Предвид изложеното по предходното възражение, НЕК ЕАД не трябва да се оплаква от това, че се използва повече ПАВЕЦ, тъй като при цена от 0 лв. дружеството получава безплатна оборотна вода, която може след това да се използва за продажба на пикова енергия, на балансираща енергия и за задоволяване на пика на регулирания пазар. Последното възражение на НЕК ЕАД е свързано с цената за регулиране нагоре от 202 лв., която според дружеството реферира към доклада от 2014 г., когато е определена като разходи на обществения доставчик за най-скъпата централа ТЕЦ „ЕЙ И ЕС Марица Изток 1“. НЕК ЕАД счита така определените цени са дискриминационни, тъй като за някои от производителите себестойността на електроенергията е по-ниска и те могат дори да калкулират по-ниска цена с по-висок процент на печалба. Предложението на НЕК ЕАД е да се определи индивидуална пределна цена за всеки един доставчик на балансираща енергия. Работната група счита, че подобен подход е неравнопоставен спрямо участниците, тъй като балансиращият пазар е част от свободния пазар. На либерализирания пазар разходите и себестойността на произведената енергия са различни за различните производители. Същите принципи следва да се прилагат и на балансиращия пазар и пазарната цена следва да зависи от кривите на търсене и предлагане, а не от определянето на индивидуални цени. Определянето на индивидуални цени би превърнало този сегмент от либерализирания пазар в регулиран пазар, което е в противоречие с европейските директиви и усилията за либерализация на пазара. Освен изложеното, няма други нови факти и обстоятелства, които да променят първоначално изложените в доклада изводи на работната група. Както е изложено и в доклада, през месец ноември, предвид високите цени в някои от часовете, които са изложени в таблицата на стр. 8 от проекта на решение, опасенията, че ще възникнат възможности от арбитражи, тъй като цената на балансираща енергия би била близка или дори по-ниска от постигнатите цени на пазара ден напред, са се потвърдили. През месец ноември в повечето от тези часове действително цената е изключително близка до цената на борсата. В часовия диапазон от 15:00 часа до 17:00 часа са се получили по-ниски цени. Цените на борсата са 150,09 лв., а цените на балансиращата енергия между 15:00 часа и 16:00 часа е 143 лв., докато между 16:00 часа и 17:00 часа са в размер на 139 лв. Вече са наблюдава тази аномалия, при която в някои часове цената за недостиг действително е по-ниска от постигната цена на борсата. Това са цени, които

операторът фактурира на координаторите на балансиращи групи, а в самите балансиращи групи самите цени за недостиг са далеч по-ниски. В много от тези часове цените за недостиг са били дори по-ниски. Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение: *считано от 01.01.2017 г., определя 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 202,00 лв./MWh.

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 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.

П. Младеновски допълни, че предложението на ЕСО ЕАД е договорите, които се сключват със съседните оператори да бъдат одобрявани от Комисията. Това предложение не е прието, тъй като към настоящия момент липсва правно основание за одобряването на подобни сделки.

И. Иванов каза, че решението повтаря миналогодишното решение и е с включена нова т. 3. Тя е въз основна на направеното и прието предложение от ЕСО ЕАД. Не е приета частта регулаторът да се произнася по тези сделки.

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:

Считано от 01.01.2017 г., определя 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 202,00 лв./MWh.

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 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.

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

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

По т.2. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-20-58 от 09.12.2016 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД, за утвърждаване на цена за **I тримесечие на 2017 г., по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносна мрежа** и заявления с вх. № Е-15-20-44 от 18.10.2016 г., с вх. № Е-15-20-53 от 22.11.2016 г. и с вх. № Е-15-20-57 от

09.12.2016 г. за компенсиране на разходи, произтичащи от изпълнение на наложени на дружеството задължения по Плана за действие при извънредни ситуации, както и събраните данни от проведено на 27.12.2016 г. открито заседание, установи следното:

Административното производство е образувано въз основа на подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-20-58 от 09.12.2016 г. от „Булгаргаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за I тримесечие на 2017 г., по които общественят доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа.

Съгласно чл. 29, ал. 6 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) със заявленията за утвърждаване на цени енергийните предприятия могат да предявяват искания за признаване и компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото. В тази връзка „Булгаргаз“ ЕАД е подало заявления за компенсиране на разходи, произтичащи от изпълнение на наложени на дружеството задължения по Плана за действие при извънредни ситуации, както следва: заявление с вх. № Е-15-20-44 от 18.10.2016 г., заявление с вх. № Е-15-20-53 от 22.11.2016 г. и заявление с вх. № Е-15-20-57 от 09.12.2016 г.

За разглеждане и анализиране на горните заявления са сформирани работни групи със Заповед № 3-Е-185 от 07.11.2016 г. и Заповед № 3-Е-207 от 13.12.2016 г. на председателя на КЕВР.

Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-433 от 15.12.2016 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 243 от 19.12.2016 г., по т. 1. В съответствие с разпоредбата на чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ е проведено открито заседание на 27.12.2016 г. В тази връзка е постъпило възражение с вх. № Е-15-20-61 от 27.12.2016 г. от „Булгаргаз“ ЕАД с аргументи, както следва:

„Булгаргаз“ ЕАД не приема утвърждаваната за I тримесечие на 2017 г. цена на природния газ да бъде в размер на 280.21 лв./1000 m^3 , като счита, че същата не е съобразена с изискванията на ЗЕ за ценово регулиране и с обстоятелствата относно доставката на природния газ. Дружеството оспорва направената при формирането на цената отрицателна корекция в размер на 22.50 лв./1000 m^3 . В тази връзка посочва, че това означава утвърждаване на цена по-ниска от разходите за закупуване на природния газ и неговата доставка до входа на газопреносната мрежа, или загуба за „Булгаргаз“ ЕАД в размер на около 24 млн. лева от прилагането на тази цена през I тримесечие на 2017 г. „Булгаргаз“ ЕАД не приема аргумента, че направената отрицателна корекция цели спазването на принципите на ценово регулиране, като посочва, че основен принцип на ЗЕ е цените да съответстват на разходите за доставка на природен газ, както и да осигуряват възвращаемост на капитала, което не се постига с предлаганата за утвърждаване цена.

Дружеството посочва, че при запазване на действащото съотношение лев/долар, през I тримесечие на 2017 г., посочената по-горе очаквана загуба ще се увеличи с още около 10 млн. лева. Счита, че към тази загуба ще се добавят и 2.7 млн. лева, направени от „Булгаргаз“ ЕАД разходи в изпълнение на наложени задължения към обществото по Плана за действие при извънредни ситуации за 2016 г., които също няма да се възстановяват чрез цената за I тримесечие на 2017 г., предвид възприетия от Комисията подход да бъдат покрити от положителната разлика между прогнозни и отчетни разходи за доставка на природен газ, формирана към края на 2016 г.

„Булгаргаз“ ЕАД твърди, че утвърждаването на цена на природния газ за I тримесечие на 2017 г., по-ниска от разходите за неговото закупуване, води до нарушаване на паричния поток на дружеството, което ограничава възможностите за изпълнение на лицензионните му задължения. В тази връзка дружеството посочва, че през следващите месеци от активния отоплителен сезон е налице реален риск да не разполага с необходимия паричен ресурс за авансово заплащане на договорените за доставка от внос количества природен газ.

Във връзка с прогнозираните за 2017 г. разходи за командировки дружеството е

представило допълнителна информация с писмо с вх. № Е-15-20-62 от 27.12.2016 г.

Комисията приема за неоснователно възражението на „Булгаргаз“ ЕАД относно направената отрицателна корекция при формиране на цената за I тримесечие на 2017 г. Извършената корекция е на основание чл. 17, ал. 12 от НРЦПГ и в изпълнение на принципите на ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите и за осигуряване на балансирано изменение на цените за крайните клиенти.

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

I. По отношение на заявление с вх. № Е-15-20-58 от 09.12.2016 г. за утвърждаване на цени за I тримесечие на 2017 г., по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа:

Съгласно чл. 30, ал. 2 от ЗЕ, цените на природния газ не подлежат на регулиране при установяване от КЕВР наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия. Към момента, на пазара на природен газ не са налице фактически предпоставки за формиране на конкурентна среда, поради което Комисията следва да регулира цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа.

За IV тримесечие на 2016 г. КЕВР с Решение № Ц-35 от 30.09.2016 г. е утвърдила на обществения доставчик цена, по която продава природен газ на крайните снабдители и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 286.60 лв./1000 nm^3 или 30.80 лв./MWh (без акциз и ДДС). В утвърдената цена е включена и цената за пренос на природен газ през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm^3 (без акциз и ДДС).

„Булгаргаз“ ЕАД е предложило за I тримесечие на 2017 г. да бъде утвърдена цена, по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа в размер 302.99 лв./1000 nm^3 (без акциз и ДДС) с включена компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“ в размер на 1.8215% – 5.42 лв./1000 nm^3 . Предложената цена не включва цената за пренос на природен газ през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm^3 (без акциз и ДДС), предвид обстоятелството, че предстои определяне на нови цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Заявителят е представил доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 36а, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 33 от НРЦПГ, съгласно които в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени, общественият доставчик оповестява в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени - разпечатки от интернет страници на електронни издания на вестници и от интернет страницата на дружеството. Към заявлението дружеството е представило и обосновка на факторите, формиращи цената на природния газ за I тримесечие на 2017 г.

Подаденото от „Булгаргаз“ ЕАД заявление е в съответствие с разпоредбата на чл. 17, ал. 2 от НРЦПГ и е във връзка с тримесечното изменение на условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар.

След извършен анализ на данните, съдържащи се в подаденото заявление и приложените документи се установи, че цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа е изчислена от обществения доставчик при отчитане на следните фактори:

1. Съгласно условията по Договор № 02-12-13 от 15 ноември 2012 г. за доставка на природен газ, сключен между ООО „Газпром экспорт“ и „Булгаргаз“ ЕАД, ценообразуващ

елемент са месечните котировки на алтернативните горива за предходните девет месеца. Осреднените стойности на алтернативните горива за I тримесечие на 2017 г. спрямо посочените стойности в заявлението за утвърждаване на цената за IV тримесечие на 2016 г. се изменят, както следва:

- за мазут със съдържание на сяра 1% се увеличават с 19%;
- за газол със съдържание на сяра 0.1% се увеличават с 10%.

В представената обосновка дружеството посочва, че за I тримесечие на 2017 г. доставните цени на природния газ частично ще бъдат под влияние на по-високите цени на алтернативните на природния газ горива на международните пазари - мазут със съдържание на сяра 1% и газол със съдържание на сяра 0.1%. Това се дължи на увеличението на цените на алтернативните горива през последните месеци. Влиянието е в резултат на договорното условие за индексирание на доставните цени, а именно на база равнището на цените на алтернативните горива, осреднени за деветмесечен период, предхождащ тяхното прилагане. През I тримесечие на 2017 г. очакваните доставни цени ще бъдат с около 18% по-високи от действащите доставни цени.

2. Цените по договора за доставка на природен газ между ООО „Газпром экспорт” и „Булгаргаз” ЕАД са изчислени от дружеството при калоричност на природния газ 8 160 kcal/nm³.

Общественият доставчик посочва, че влияние върху доставните цени оказва и калоричността на природния газ. Равнищата на калоричност са посочени в приложенияте към заявлението справки и документи, а именно: месечни сертификати, удостоверяващи качеството на природния газ за месеците от септември до ноември 2016 г., въз основа на които средната калоричност за периода, измерена при пункта „Исакча“ е 8 219 kcal/nm³ и 8 216 kcal/nm³ при „Негру вода“. Представени са и ежедневни сертификати за калоричността за периода 01.12-08.12.2016 г., въз основа на които измерената средна калоричност на пункта „Исакча“ е 8 169 kcal/nm³.

Комисията приема, че предложената от „Булгаргаз“ ЕАД калоричност при изчисляване на цената на природния газ е обоснована.

3. Цените за покупка на природния газ от внос за вътрешния пазар за I тримесечие на 2017 г. по договора с ООО „Газпром экспорт” са по-високи средно с 13.90% спрямо цените за предходното тримесечие на годината.

4. Валутният курс на лева към щатския долар, осреднен за период от четиридесет и пет дни, предхождащи месеца на внасяне на предложението за утвърждаване на цени (17.10.2016 г. – 30.11.2016 г.), е изчислен от дружеството в размер на 1.80422 лв. за 1 щатски долар. Същият, съпоставен с приетия от КЕВР валутен курс на лева към щатския долар за предходния ценови период се увеличава с 2.96%. Предложеният от обществения доставчик курс на лева към щатския долар е изчислен в съответствие с нормативните изисквания на чл. 17, ал. 3 от НРЦПГ.

5. Дружеството е представило списък на крайните снабдители и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа и заявените от тях прогнозни количества за доставка на природен газ през I тримесечие на 2017 г., въз основа на които са формирани прогнозните количества, съгласно разпоредбата на чл. 17, ал. 4 от НРЦПГ.

Общото заявено от „Булгаргаз” ЕАД количество за доставка на природен газ за I тримесечие на 2017 г. е в размер на 951 022 000 nm³. По договора с ООО „Газпром экспорт” за внос през газоизмервателни станции - ГИС 1 „Исакча“ и ГИС „Негру вода“ № 2 и № 3, предвидените количества природен газ са 743 615 000 nm³, като намаляват общо със 139 787 000 nm³ спрямо предходното тримесечие. Общественият доставчик предвижда да добие останалите 207 407 000 nm³ природен газ от подземно газохранилище ПГХ „Чирен“.

6. Транзитната такса за транспортиране на природен газ през територията на Република Румъния за Република България е прогнозирана от „Булгаргаз” ЕАД в размер на 3 049 009 евро за I тримесечие на 2017 г. Общественият доставчик посочва, че разходите за пренос на природен газ през територията на Република Румъния се формират

съгласно договорите, сключени с „Трансгаз“ С.А., след провеждането на търг за резервиране на капацитет в междусистемен газопровод Исакча – Негру Вода 1. Търговете се провеждат на регионалната платформа за резервиране на капацитет при условия и тарифи, одобрени от румънския регулаторен орган. В сравнение с разходите за пренос по договора, действал до 30 септември 2016 г., предвидените разходи за пренос за I тримесечие на 2017 г. намаляват с 3.6%.

На основание чл. 17, ал. 6 от НРЦПГ, върху цената на входа на газопреносните мрежи се изчислява и компонента за дейността „обществена доставка“ в размер до 2.5 на сто в годишен аспект от утвърдената средна покупна цена на природния газ. Съгласно ал. 7 на посочената разпоредба компонентата включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала за дейността „обществена доставка“, определени по реда на чл. 10 и 13 от НРЦПГ.

При изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ „Булгаргаз“ ЕАД е прогнозирано годишните разходи за 2017 г. по икономически елементи, разделени на две основни групи: условно-постоянни (УПР) и променливи. УПР включват разходи за: материали, външни услуги, амортизации, персонала, социално осигуряване и други разходи за дейността. Променливите разходи включват разходи за горивен газ и разходи за съхранение на природен газ.

Общата сума на прогнозните годишни разходи за 2017 г. е в размер на 9 344 хил. лв., от които УПР са 8 333 хил. лв., а променливите са 1 011 хил. лв.

Общественият доставчик посочва, че увеличението на годишните разходи с около 400 хил. лв. през 2017 г. спрямо 2016 г. се дължи на увеличение на УПР. С най-голям относителен дял в тези разходи са разходите за външни услуги, което се дължи основно на прогнозния размер на държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания (1 500 хил. лв.), лицензионни такси (900 хил. лв.), разходи по договори за управление (120 хил. лв.), наем на офис-сграда (249 хил. лв.) и застраховки (160 хил. лв.). Несъбраните вземания на обществения доставчик от топлофикационни дружества към 30.11.2016 г. са в размер на 116 363 хил. лв., като заявителят планира да предприеме съдебни действия за събиране на част от дължимите суми през 2017 г.

Разходите за амортизация са разчетени от дружеството на база съществуващи активи и прогнозни инвестиции за 2017 г. Повишението на амортизацията на дълготрайните материални активи в сравнение с 2016 г. се дължи на покупка на комуникационно и компютърно оборудване „Интегрирана комуникационна система за наблюдение и контрол“ (ИКУНК) на стойност 2 000 хил. лв. през 2017 г. Оборудването е необходимо за обезпечаване на предписанията на Агенция „Митници“ и за дейността на обществения доставчик. В допълнение, дружеството планира да инвестира в софтуер и хардуер на стойност 1028 хил. лв., с които да обезпечи информационната и оперативната си дейност. Планирана е и покупка на един автомобил на стойност до 39 000 лв.

УПР са разпределени пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ и възлизат на 2 083 хил. лв. за всяко тримесечие.

Съгласно чл. 17, ал. 10 от НРЦПГ, в прогнозните променливи разходи се включват разходите за съхранение на природен газ, които се изчисляват въз основа на представен от дружеството план за количества природен газ за нагнетяване и добив, остойностени с действашата цена за съхранение, утвърдена от Комисията. От приложената обосновка е видно, че „Булгаргаз“ ЕАД не разполага с одобрен график за добив и нагнетяване в ПГХ „Чирен“ за 2017 г. Съгласно Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи операторът на съоръжението за съхранение обявява на интернет страницата си свободния капацитет за съхранение в срок не по-късно от 30 (тридесет) календарни дни преди началото на съответния нагнетателен период. Нагнетателният период за следващата година ще започне на 15.04.2017 г.

За 2017 г. дружеството е прогнозирано общ размер на променливите разходи 1 011 хил. лв., като не е включило такива разходи при формиране на стойността на компонентата „обществена доставка“ за I тримесечие на годината.

„Булгаргаз“ ЕАД финансира своята дейност чрез собствен и привлечен капитал. Собственият капитал на дружеството към 31.10.2016 г. е в размер на 256 070 хил. лв. Според дружеството привлеченият капитал се състои от дългосрочни и краткосрочни задължения към същата дата е в размер на 81 842 хил. лв. Дългосрочните задължения на дружеството са в размер на 27 392 хил. лв., основно по споразумения за разсрочване на задължения за пренос и съхранение на природен газ към „Булгартрансгаз“ ЕАД. Краткосрочните задължения към 31.10.2016 г. са в размер на 54 450 хил. лв., от които 15 623 хил. лв. са по споразумения за разсрочване на задължения за пренос и съхранение на природен газ и 6 558 хил. лв. текущи задължения за пренос и съхранение. Данъчните задължения на дружеството са в размер на 19 356 хил. лв.

Формираният от общественения доставчик привлечен капитал не включва краткосрочните и дългосрочните задължения на дружеството, видно от справка № 10 към заявлението. „Булгаргаз“ ЕАД е посочило прогнозен размер на собствения капитал на стойност 256 070 хил. лв. и привлечен капитал в размер на 10 млн. лв. към 31.12.2016 г. Заявителят е обосновал необходимост от осигуряване на банково финансиране под формата на овърдрафт в размер на 10 млн. лв. при лихвен процент 4% за срок от 2 год. Посоченият овърдрафт има за цел да осигури допълнителен капиталов буфер, предназначен за финансиране на текущата дейност на дружеството предвид динамичните условия на пазарната среда. Относителният дял на привлечения капитал е 3.76%, а на собствения капитал е 96.24%.

„Булгаргаз“ ЕАД е изчислило среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала в размер на 8.32%, при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7.64% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал 3.99% при отчитане на данъчните задължения.

За изчислението на нормата на възвръщаемост на собствения капитал дружеството е приложило „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM), като е използвало безлостовия коефициент β (power) за страните от Западна Европа в размер на 0.56 по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran - Stern School of Business¹. При отчитане на капиталовата структура на дружеството безлостовия коефициент се преобразува в лостов в размер на 0.58. Пазарната рискова премия за България е 8.94%. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Република България. Премията е изчислена по данни на Българската народна банка (БНБ), като среднопретеглен ДЛП за 12-месечен период ноември 2015 г. - октомври 2016 г.

Общата сума на активите за 2017 г. е прогнозирана в размер на 36 916 хил. лв. Възвръщаемостта на активите за I тримесечие на 2017 г. е в размер на 3 071 хил. лв.

В съответствие с чл. 17, ал. 11 от НРЦПГ оборотният капитал за I тримесечие на 2017 г. е прогнозиран в размер на 35 582 хил. лв. и е изчислен като 1/8 от тримесечната сума на разходите за покупка на природен газ, УПР и променливи разходи, без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, съгласно чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ.

Предложената от „Булгаргаз“ ЕАД стойност на компонентата за дейността „обществена доставка“ е в размер на 5.42 лв./1000 nm³, или 1.8215% от цената на входа на газопреносната мрежа.

Предложената от дружеството за утвърждаване цена на природния газ за I тримесечие на 2017 г. не включва цената за пренос по газопреносната мрежа с оглед предстоящото определяне на нови цени за достъп и пренос на природен газ по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

С писмо с изх. № Е-15-20-58 от 13.12.2016 г. от обществения доставчик е изискана

¹ <http://www.damodaran.com>

допълнителна информация относно конкретния размер на безрисковата премия, използван при определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал; обосновка относно необходимостта от закупуване на ИКУНК през 2017 г., предвид включените в УПР за 2016 г. разходи, свързани с придобиването на комуникационно и компютърно оборудване; подробна обосновка за прогнозните разходи по икономически елементи за 2017 г., както следва: за материали; за външни услуги („съдебни такси“ и „охрана“); за амортизации, вкл. за ИКУНК; за персонал („заплати“, прогнозен брой персонал за 2017 г.).

С писмо с вх. № Е-15-20-58 от 14.12.2016 г. „Булгаргаз“ ЕАД е предоставило допълнителна информация и обосновки, от които е видно:

1. Размерът на безрисковата премия, използван при определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 2.4203%.

2. В изпълнение на лицензията за дейността „обществена доставка на природен газ“ и съгласно изискванията за регистрация по чл. 57а от Закона за акцизите и данъчните складове (ЗАДС), регистрираните на това основание лица са длъжни да подават данни на Агенция „Митници“. Съгласно чл. 32, ал. 3 от Наредба № Н-1 от 22.01.2014 г. за специфичните изисквания и контрола, осъществяван от митническите органи върху средствата за измерване и контрол на акцизни стоки, лицата, регистрирани по чл. 57а от ЗАДС, предоставят на компетентното митническо учреждение данните от средствата за търговско измерване посредством интернет връзка, за която е нужно задължителна ИКУНК, предаваща тези данни към Агенция „Митници“ чрез криптиран информационен поток. Съгласно § 77, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за акцизите и данъчните складове, обн. ДВ, бр. 92 от 2015 г., сила от 1.01.2016 г., „Булгаргаз“ ЕАД е длъжен да приведе дейността си в съответствие с изискванията за задължителна регистрация по чл. 57а от ЗАДС. Поради това през 2017 г. е планирана покупка на комуникационно и компютърно оборудване ИКУНК на стойност 2 000 хил. лв. Същата сума е била предвидена в оперативните разходи за 2016 г., но не е усвоена по независещи от дружеството причини.

3. Обосновка за прогнозираните разходи за 2017 г. по икономически елементи - разходи за материали; разходи за съдебни такси; нотариални и други такси; разходи за служебни командировка през 2017 г. и разходи за заплати.

Въз основа на извършен анализ на данните от подаденото заявление и допълнителни обосновки, както и предвид отчетните данни на разходите за 2016 г. и прогнозите за месеците ноември и декември на 2016 г., Комисията приема за обосновано да бъдат направени следните корекции:

1. Общата сума на условно-постоянните годишни разходи за 2017 г. се коригира от 8 333 хил. лв. на 7 293 хил. лв., като:

- Разходите за материали се коригират от 104 хил. лв. на 94 хил. лв. чрез намаляване с 10 хил. лв. на разходите в перо „други материали“, предвид прогнозно-отчетните данни за 2016 г.;

- Разходите за външни услуги се коригират от 3 465 хил. лв. на 3 435 хил. лв. чрез намаляване с 30 хил. лв. на разходите в перо „охрана“, предвид прогнозно-отчетните данни за 2016 г. и липсата на обосновааност на прогнозираното от дружеството увеличение;

- Разходите за амортизации се коригират от 1 679 хил. лв. на 679 хил. лв., предвид обстоятелството, че в УПР на дружеството за 2016 г. са включени разходи, свързани с придобиването на комуникационно и компютърно оборудване ИКУНК.

В резултат на извършените корекции, годишните условно-постоянни разходи за 2017 г. са в размер на 7 293 хил. лв., като след разпределянето им пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ, възлизат на 1 823 хил. лв. за всяко тримесечие.

Общата сума на коригираните прогнозни годишни разходи за 2017 г. е в размер на 8 304 хил. лв., от които УПР са 7 293 хил. лв., а променливите са 1 011 хил. лв.

2. Норма на възвръщаемост на собствения капитал се коригира от 7.64% на 7.61%.

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала на дружеството следва да бъде в размер на 8.29%, при норма на възвръщаемост на собствения капитал – 7.61% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 3.99% при отчитане на данъчните задължения. Цената на собствения капитал е определена въз основа на модела „Ценообразуващ модел на капиталови активи“. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Република България. Премията е изчислена по данни на Българската народна банка в размер на 2.4203%, като среднопретеглен ДЛП за 12-месечен период ноември 2015 г. - октомври 2016 г.

Безлостовият β коефициент за енергия през 2016 г. е 0.56 по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran - Stern School of Business. Безлостовият отраслов β коефициент след отчитане на капиталовата структура на дружеството се преобразува в лостов β коефициент – 0.58.

Общата пазарна рискова премия за Р България е 8.94%, формирана като сума от базовата рискова премия за Европа (6%) и премията за специфичния за държавата риск (2.94%) по актуализирани данни от месец юли 2016 г. от посочения по-горе сайт.

Въз основа на горните корекции стойностите на оборотния капитал, регулаторната база на активите и възвръщаемостта на активите се изменят, както следва:

- оборотният капитал се изменя от 35 582 хил. лв. на 35 581 хил. лв., изчислен като 1/8 от тримесечната сума на разходите за покупка на природен газ, УПР и променливи разходи, намалени със стойността на амортизацията;
- регулаторната база на активите се изменя от 36 916 хил. лв. на 36 915 хил. лв.;
- възвръщаемостта на активите за I тримесечие на 2017 г. се изменя от 3 071 хил. лв. на 3 060 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“ се изменя от 5.42 лв./1000 nm³ на 5.14 лв./1000 nm³, или 1.7257% от цената на входа на газопреносната мрежа.

Съгласно чл. 17, ал. 12 от НРЦПГ, при утвърждаване на периодичните изменения на цените, при установяване на разлика между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносната мрежа от предходен ценови период, цените могат да бъдат изменени с тази разлика през следващи ценови периоди. Въз основа на предоставените отчетни данни е установена положителна разлика между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносната мрежа към края на III тримесечие на 2016 г. Заявителят прогнозира за IV тримесечие на 2016 г. отрицателна разлика, при представени фактури за извършени разходи през месеците октомври и ноември и прогнозни разходи за месец декември 2016 г. Окончателният размер на разликата между прогнозни и отчетни стойности на разходите за доставка на природен газ от IV тримесечие на 2016 г. може да се установи след представяне на отчетни данни за месец декември на годината.

Анализът на предоставените данни от „Булгаргаз“ ЕАД предполага формиране в годишен аспект на положителна разлика между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносната мрежа към края на 2016 г.

Предвид изложеното и с оглед спазване на принципите на ценово регулиране по чл. 31 и чл. 23, в частност принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, при определяне цената на природния газ за I тримесечие на 2017 г. е направена отрицателна корекция в размер на 22.50 лв./1000 nm³, представляваща част от очакваната положителна разлика в края на 2016 г.

Въз основа на гореизложеното, разходите за закупуване на природен газ по договора за внос на природен газ за вътрешния пазар, с включени транзитни такси през територията на Република Румъния, се изчисляват на 282 995 617 лв.

Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа е в размер на 297.57 лв./1000 nm³ и е изчислена, като разходите за закупуване на природен газ са разделени на предвидените общи количества природен газ за I тримесечие на 2017 г., които са в размер

на 951 022 000 nm³:

$$282\,995\,617 : 951\,022 = 297.57 \text{ лв./1000 nm}^3 (31.98 \text{ лв./MWh})$$

В съответствие с чл. 17, ал. 6 от НРЦПГ, към цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа се прибавя стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“, която е в размер на 5.14 лв./1000 nm³.

$$297.57 + 5.14 = 302.71 \text{ лв./1000 nm}^3 (32.54 \text{ лв./MWh})$$

На основание чл. 17, ал. 12 от НРЦПГ, от така изчислената цена в размер на 302.71 лв./1000 nm³ на природния газ се изважда стойността на корекцията в размер на 22.50 лв./1000 nm³.

$$302.71 - 22.50 = 280.21 \text{ лв./1000 nm}^3 (30.12 \text{ лв./MWh})$$

Съгласно чл. 21, ал. 2 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдителни на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи се изменят в съответствие с промяната на цената на вход на газопреносните мрежи.

II. По отношение на заявления с вх. № Е-15-20-44 от 18.10.2016 г., вх. № Е-15-20-53 от 22.11.2016 г. и вх. № Е-15-20-57 от 09.12.2016 г. за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото:

„Булгаргаз“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-15-20-44 от 18.10.2016 г. с искане за компенсиране на разходи в размер на 1 530 462.77 лв., извършени през периода м. април - м. септември 2016 г. Със заявление с вх. № Е-15-20-53 от 22.11.2016 г. дружеството е поискало компенсиране на разходи в размер на 572 378.85 лв. за месец октомври 2016 г., а със заявление с вх. № Е-15-20-57 от 09.12.2016 г. – на разходи в размер на 586 664.74 лв. за месец ноември 2016 г. Претендираните разходи по посочените заявления произтичат от изпълнението на наложени на дружеството задължения през 2016 г. с Плана за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета (Плана), одобрен от министъра на енергетиката, като общата стойност на тези задължения е в размер на 2 689 506.38 лв. В подкрепа на исканията си общественият доставчик е приложил: сключено между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД Споразумение № 572 от 12.07.2016 г. за съхраняване на необходимите количества природен газ; месечни актове за нагнетяване, съхранение и добив на количества природен газ и стойност на услугата съхранение; фактури за месеците от април до ноември 2016 г. за дължими от „Булгаргаз“ ЕАД суми за съхранение на природен газ по Плана за действие при извънредни ситуации и Споразумение № 572 от 12.07.2016 г., платежни нареждания за плащане на суми по фактури и по Протокол за прихващане на насрещни вземания от 15.09.2016 г.

Планът за действие при извънредни ситуации съдържа описание на мерките, които трябва да бъдат предприети от страна на оператора на газопреносната мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД в сътрудничество с предприятията за газ, големите промишлени клиенти, асоциациите на потребителите и под контрола на Министерството на енергетиката (МЕ) за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсване на доставките на газ за страната и региона. Съгласно т. 3.5 от плана предприятията за природен газ, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно потребление, в т.ч. топлофикационни дружества и крайни снабдителни, са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти. Посочените предприятия са длъжни да съхраняват в началото на зимния сезон (добивния период) в ПГХ „Чирен“ количества природен газ за компенсиране на сезонната неравномерност, които следва да бъдат в рамките 10% до 20% от годишните заявки за доставка на техните потребители – топлофикационни дружества и крайни снабдителни, като следва да добиват тези количества през зимния сезон (добивния период) с темпове, компенсиращи неравномерността до края на сезона (т. 3.5.1 от Плана). В изпълнение на т. 3.5.2 от Плана предприятията за природен газ са длъжни да поддържат в началото на зимния сезон в ПГХ „Чирен“, природен газ – индикативен обем общо 290 млн. куб. м. Общественият доставчик попада в кръга на предприятията за природен газ по т. 3.5.1., които имат задължения, произтичащи от Плана и които носят отговорност за сигурността

на доставките (арг. от т. 1.6.4 и т. 3.1. от Плана).

Съгласно т. 3.5.8 от Плана, разходите на предприятията за поддържане на запаса от природен газ по т. 3.5.1 се възстановяват чрез цените на лицензионните услуги по реда на чл. 35 от ЗЕ. По силата на чл. 35 от ЗЕ, енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. Признатите от Комисията разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото следва да се компенсират чрез цените, които заплащат всички клиенти, по недискриминационен и прозрачен начин (чл. 11 от НРЦПГ).

В тази връзка, от представените от „Булгаргаз“ ЕАД документи се установява, че в периода от м. април 2016 г. до м. ноември 2016 г. дружеството е нагнетило в ПГХ „Чирен“ природен газ в размер на 235 608 хил. м³. Това количество е в определените рамки съгласно т. 3.5.2. от Плана. Видно от представените фактури, издадени от „Булгартрансгаз“ ЕАД, съответните месечни количества природен газ са остойностени по действащата цена за съхранение на природен газ, утвърдена с Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. на Комисията в размер на 2.49 лв./1000 м³/месец. Общият размер на фактурираните разходи за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ е на стойност 2 689 506.38 лв.

Предвид гореизложеното предявените искания със заявления с вх. № Е-15-20-44 от 18.10.2016 г., вх. № Е-15-20-53 от 22.11.2016 г. и вх. № Е-15-20-57 от 09.12.2016 г. от „Булгаргаз“ ЕАД за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото по силата на Плана за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета, са обосновани и доказани по размер. Същите се компенсират чрез цените, които заплащат всички клиенти. В тази връзка следва да бъдат спазени и принципите: по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите и по чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ за осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент при отчитане на задълженията на обществения доставчик, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес и със задълженията към обществото.

Предвид горното, Комисията приема за обосновано разходите на „Булгаргаз“ ЕАД, произтичащи от наложени задължения по Плана за 2016 г. да бъдат покрити с част от положителната разлика между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносната мрежа към края на 2016 г., формирана в годишен аспект.

Изказвания по т.2:

Докладва Р. Тахир. Проектът на решение отразява доклад с вх. № Е-Дк-433 от 15.12.2016 г., който е приет с решение по Протокол № 243 от 19.12.2016 г. Във връзка с доклада е организирано открито заседание с присъствието на представител на „Булгаргаз“ ЕАД, който е изразил своите възражения. След това е входирано и възражение от дружеството с вх. № Е-15-20-61 от 27.12.2016 г. „Булгаргаз“ ЕАД не приема предложената цена в размер на 280,21 лв. на 1000 м³. Дружеството счита, че тя не е съобразена с изискванията на ЗЕ и с обстоятелствата относно доставката на природен газ. Основно се оспорва отрицателната корекция, която е в размер на 22,50 лв. По останалите корекции няма възражения. Представителите на „Булгаргаз“ ЕАД не отричат, че се очертава положителна разлика между отчетните и прогнозните данни към края на 2016 г. но считат, че това може да се отрази в следващи ценови периоди. Според тях в резултат на тази положителна корекция ще се нарушат паричните потоци на дружеството през първото тримесечие на 2017 г. Работната група счита, че възражението на „Булгаргаз“ ЕАД не е основателно. Направената корекция е на основание чл. 17, ал. 12 и е с цел осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите за осигуряване на балансирано изменение на цените за крайните клиенти. По отношение на заявленията. Работната група счита, че е обосновано разходите на дружеството, които произтичат от

плана за 2016 г. да бъдат покрити с част от тази положителна разлика между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносната мрежа към края на 2016 г., формирани в годишен аспект. През това тримесечие за първи път ще се утвърди цена без пренос по газопреносната мрежа и в тази връзка диспозитивът на този проект на решение е малко по-различен. Р. Тахир прочете проекта на решение, предложен от работната група:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2017 г.:

1. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителни на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 280.21 лв./1000 nm³ или 30.12 лв./MWh (без акциз и ДДС);

2. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на клиенти, присъединени към мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в размер на 287.93 лв./1000 nm³ или 30.95 лв./MWh (без акциз и ДДС);

3. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдителни на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи.

Р. Тахир уточни, че след т. 3 следва таблица, в която за крайните снабдителни не е включена цена за пренос в размер на 19,73 лв. и прочете останала част от проекта на решение:

II. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите по т. I.1. и т. I.2. заплащат на „Булгаргаз“ ЕАД цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm³. „Булгаргаз“ ЕАД превежда събраните суми на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

III. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите по т. I.3. заплащат на крайните снабдителни цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 nm³. Крайните снабдителни превеждат събраните суми на „Булгаргаз“ ЕАД, което от своя страна ги превежда на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

И. Иванов запитва дали цената за пренос не трябва да се дава не само на 1000 nm³, а и на MWh, както това се прави при определяне на цената. В нормативната база на Европейския съюз има изискване навсякъде да има измерване в MWh.

Р. Тахир отговори, че тази цена е утвърдена по този начин: 19.73 лв./1000 nm³.

И. Иванов каза, че това не е съотносимо към неговия въпрос. Тази цена трябва ли да бъде само за 1000 nm³, или трябва да бъде и за MWh, както е записано и за другите цени?

Е. Маринова отговори, че работната група също си е задавала този въпрос при подготовката на проекта на решение. Цената е утвърдена много отдавна и така е записана в диспозитива на решението. Работната група не е сигурна дали може да се преизчисли. Цената съществува по този начин в административния акт, с който е утвърдена.

И. Иванов каза, че при определяне на цените по методиката категорично ще трябва да се преизчисли и в лв. за MWh. И. Иванов допълни, че приема, че това са утвърдени цени в предишни решения на Комисията.

.....

А. Йорданов каза, че второто нещо, на което иска да обърне внимание, е въпросът на И. Иванов относно определянето на цената за пренос в MWh. Вероятно ще има технологична трудност, която ще се появи, когато методиката влезе в сила. Теоретично е възможно през преносната мрежа да се пренася природен газ с различна калоричност и в този смисъл малко по-трудно ще се определя цена за пренос в MWh, тъй като това зависи от качеството на природния газ. Този въпрос трябва да бъде обмислен на по-късен етап. А. Йорданов добави, че има малка забележка към работната група по отношение цената за пренос през мрежи за ниско налягане, която е включена в цената на природния газ. Това трябва да изчезне с приемането на методиката.

С. Тодорова каза, че потвърждава становището, което е изказала на предходното заседание, което се отнася до начина за изчисляване цената на природния газ на входа на системата. С. Тодорова каза, че иска да повтори, че това е неправилно. Резултатите зависят от съотношението между количествата, които влизат в страната по отделните газопроводи. В конкретния случай: за първото тримесечие на 2017 г. тази разлика представлява 12 ст. Цената е по-висока с 12 ст., отколкото би трябвало да бъде.

И. Иванов каза на С. Тодорова, че всички тези аргументи ще бъдат изложени в особеното мнение, ако това решение бъде прието. Всички членове на Комисията искат да се запознаят с тези подробности и след това може да се направи обсъждане. Очевидно това не е възможно по време на това заседание в директен разговор.

С. Тодорова каза, че ще напише в особеното си мнение това, което реши да напише. Дали ще бъде подробно, или няма да бъде подробно, е нейно решение. С. Тодорова допълни, че може да напише само, че не е съгласна. Дадена е достатъчно информация и неведнъж е говорено с експертите. С. Тодорова каза, че е уведомила Комисията за всичко това. Сега се казва, че това трябва да се опише подробно.

И. Иванов каза, че по този начин Комисията ще се запознае с виждането на С. Тодорова.

С. Тодорова отговори, че членовете на Комисията са могли да направят това в промеждутъка между заседанията, ако са желали да го направят. Става въпрос за базови принципи, с които експертите не са запознати. С. Тодорова каза, че няма намерение да обяснява азбуката.

И. Иванов каза, че подлага на гласуване проекта на решение, който е предложен от работната група.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 7 и т. 8 от Закона за енергетиката, чл. 17 и чл. 21 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2017 г.:

1. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 280.21 лв./1000 m³ или 30.12 лв./MWh (без акциз и ДДС);

2. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на клиенти, присъединени към мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в размер на 287.93 лв./1000 m³ или 30.95 лв./MWh (без акциз и ДДС);

3. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи:

№	Енергийни предприятия	Предели цени при продажба на природен газ от крайните снабдители с включени ценови компоненти: цена на природния газ и цена за снабдяване, както и с включени цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи							
		Стопански клиенти с равномерно потребление		Стопански клиенти с неравномерно потребление			Битови клиенти		
		лв./1000 m ³	лв./MWh***	лв./1000 m ³	лв./MWh**	Цена за снабдяване [лв./клиент на месец]*	лв./1000 m ³	лв./MWh**	Цена за снабдяване [лв./клиент на месец]*
1	"Овергаз Мрежи" АД на територията на Столична Община, СОР Баня и Община Божурище						525,77	56,51	2,81
	до 5 000 m ³ /год., вкл.			525,77	56,51	2,81			
	до 50 000 m ³ /год., вкл.	422,62	45,42	508,14	54,62				
	до 100 000 m ³ /год., вкл.	416,23	44,74	499,55	53,69				
	до 200 000 m ³ /год., вкл.	409,83	44,05	490,95	52,77				
	до 400 000 m ³ /год., вкл.	403,41	43,36	482,33	51,84				

	до 600 000 m ³ /год., вкл.	399,64	42,95	477,28	51,30				
	до 800 000 m ³ /год., вкл.	396,96	42,67	473,67	50,91				
	до 1 000 000 m ³ /год., вкл.	394,87	42,44	470,87	50,61				
	до 5 000 000 m ³ /год., вкл./над 1 000 000 m ³ /год., вкл.	379,29	40,77	450,18	48,39				
	над 5 000 000 m ³ /год.	372,91	40,08						
	метан станции до 400 000 m ³ /год., вкл.			395,79	42,54				
	метан станции до 1 000 000 m ³ /год., вкл.			385,01	41,38				
	метан станции над 1 000 000 m ³ /год., вкл.			365,53	39,29				
2	"Овергаз Мрежи" АД за обособена територия „Дунав“ и общините: Русе, Горна Оряховица, Велико Търново, Лясковец, Попово, Разград, Исперих, Ловеч, Павликени и Левски						514,86	55,34	2,82
	до 5 000 m ³ /год., вкл.			514,86	55,34	2,82			
	до 50 000 m ³ /год., вкл.	455,65	48,97	495,16	53,22				
	до 100 000 m ³ /год., вкл.	444,90	47,82	488,01	52,45				
	до 200 000 m ³ /год., вкл.	434,15	46,66	480,86	51,68				
	до 400 000 m ³ /год., вкл.	423,39	45,51	473,70	50,91				
	до 600 000 m ³ /год., вкл.	417,10	44,83	469,51	50,46				
	до 800 000 m ³ /год., вкл.	412,62	44,35	466,52	50,14				
	до 1 000 000 m ³ /год., вкл.	409,14	43,97	464,20	49,89				
	до 5 000 000 m ³ /год., вкл.	383,83	41,25	447,25	48,07				
	до 10 000 000 m ³ /год., вкл.	372,63	40,05	439,64	47,25				
	над 10 000 000 m ³ /год.	365,87	39,32	434,99	46,75				
	метан станции до 400 000 m ³ /год., вкл.			413,47	44,44				
	метан станции до 1 000 000 m ³ /год., вкл.			397,12	42,68				
	метан станции над 1 000 000 m ³ /год., вкл.			368,12	39,57				
3	"Овергаз Мрежи" АД за територията на общините: Бургас, Карнобат, Айтос, Поморие, Несебър, Созопол, Приморско, Царево, Ямбол, Тунджа, Нова Загора, Стара Загора, Нови пазар и Варна с изключение на кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово ¹						544,22	51,99	3,44
	до 5 000 m ³ /год., (до 52 MWh) вкл.			544,22	51,99	3,44			
	до 50 000 m ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	459,13	43,86	523,38	50,00				
	до 100 000 m ³ /год., (до 1 047 MWh) вкл.	447,62	42,76	516,10	49,31				
	до 200 000 m ³ /год., (до 2 093 MWh) вкл.	436,09	41,66	508,80	48,61				
	до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	424,52	40,56	501,46	47,91				
	до 600 000 m ³ /год., (до 6 279 MWh) вкл.	417,71	39,91	497,13	47,49				
	до 800 000 m ³ /год., (до 8 372 MWh) вкл.	412,87	39,44	494,04	47,20				
	до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	409,09	39,08	491,62	46,97				
	до 2 000 000 m ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	397,23	37,95	483,99	46,24				
	до 3 000 000 m ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	390,13	37,27	479,36	45,80				
	до 4 000 000 m ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	384,98	36,78	475,96	45,47				
	до 5 000 000 m ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	380,90	36,39	473,24	45,21				
	до 7 000 000 m ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	374,57	35,79	468,97	44,80				
	до 10 000 000 m ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	367,51	35,11	464,09	44,34				
	над 10 000 000 m ³ /год. (над 104 651 MWh)	358,90	34,29	457,95	43,75				
	метанстанции до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.			410,37	39,21				
	метанстанции до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.			399,09	38,13				
	метанстанции над 1 000 000 m ³ /год. (над 10 465 MWh)			378,18	36,13				
4	"Овергаз Мрежи" АД за общините: Кюстендил, Монтана, Петрич, Мездра, Банско и Разлог ¹						543,11	51,89	3,01
	до 5 000 m ³ /год., (до 52 MWh) вкл.			543,11	51,89	3,01			
	до 50 000 m ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	458,87	43,84	525,31	50,19				
	до 100 000 m ³ /год., (до 1 047 MWh) вкл.	447,31	42,74	512,78	48,99				
	до 200 000 m ³ /год., (до 2 093 MWh) вкл.	435,73	41,63	500,23	47,79				
	до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	424,05	40,51	487,58	46,58				
	до 600 000 m ³ /год., (до 6 279 MWh) вкл.	417,16	39,85	480,12	45,87				
	до 800 000 m ³ /год., (до 8 372 MWh) вкл.	412,21	39,38	474,78	45,36				
	до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	408,33	39,01	470,59	44,96				

	до 2 000 000 m ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	396,00	37,83	457,28	43,69				
	до 3 000 000 m ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	388,42	37,11	449,15	42,91				
	до 4 000 000 m ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	382,82	36,57	443,14	42,34				
	до 5 000 000 m ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	378,27	36,14	438,28	41,87				
	до 7 000 000 m ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	371,02	35,45	430,56	41,13				
	до 10 000 000 m ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	365,09	34,88	424,14	40,52				
	над 10 000 000 m ³ /год. (над 104 651 MWh)	358,36	34,24	416,84	39,82				
	метанстанции до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.			435,07	41,57				
	метанстанции до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.			417,24	39,86				
	метанстанции над 1 000 000 m ³ /год. (над 10 465 MWh)			383,46	36,64				
5	"Овергаз Мрежи" АД за територията на общините: Асеновград, Първомай, Пазарджик и Пещера ¹					539,67	51,56	2,98	
	до 5 000 m ³ /год., (до 52 MWh) вкл.			539,67	51,56	2,98			
	до 50 000 m ³ /год., (до 523 MWh) вкл.	442,70	42,29	543,53	51,93				
	до 100 000 m ³ /год., (до 1 047 MWh) вкл.	431,97	41,27	533,84	51,00				
	до 200 000 m ³ /год., (до 2 093 MWh) вкл.	421,18	40,24	524,11	50,07				
	до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.	410,31	39,20	514,28	49,13				
	до 600 000 m ³ /год., (до 6 279 MWh) вкл.	403,86	38,58	508,44	48,58				
	до 800 000 m ³ /год., (до 8 372 MWh) вкл.	399,22	38,14	504,24	48,17				
	до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.	395,58	37,79	500,93	47,86				
	до 2 000 000 m ³ /год., (до 20 930 MWh) вкл.	383,92	36,68	490,32	46,84				
	до 3 000 000 m ³ /год., (до 31 395 MWh) вкл.	376,68	35,99	483,69	46,21				
	до 4 000 000 m ³ /год., (до 41 860 MWh) вкл.	371,25	35,47	478,70	45,73				
	до 5 000 000 m ³ /год., (до 52 326 MWh) вкл.	366,82	35,05	474,60	45,34				
	до 7 000 000 m ³ /год., (до 73 256 MWh) вкл.	361,63	34,55	469,93	44,90				
	до 10 000 000 m ³ /год., (до 104 651 MWh) вкл.	356,14	34,03	464,97	44,42				
	над 10 000 000 m ³ /год., (над 104 651 MWh)	349,89	33,43	459,33	43,88				
	метанстанции до 400 000 m ³ /год., (до 4 186 MWh) вкл.			388,50	37,12				
	метанстанции до 1 000 000 m ³ /год., (до 10 465 MWh) вкл.			387,90	37,06				
	метанстанции над 1 000 000 m ³ /год. (над 10 465 MWh)			383,95	36,68				
6	"Аресгаз" АД - регион Добруджа и общините Търговище и Омуртаг					537,18	57,74		
	до 10 000 m ³ /год., вкл.****	474,43	50,99	520,01	55,89				
	до 20 000 m ³ /год., вкл.****	467,00	50,19	507,76	54,57				
	до 50 000 m ³ /год., вкл.****	451,73	48,55	494,13	53,11				
	до 100 000 m ³ /год., вкл.****	437,63	47,04						
	до 200 000 m ³ /год., вкл.****	433,39	46,58	483,08	51,92				
	до 500 000 m ³ /год., вкл.****	420,90	45,24						
	до 1 000 000 m ³ /год., вкл.****	416,64	44,78	471,55	50,68				
7	над 1 000 000 m ³ /год., вкл.****	379,56	40,80	452,01	48,58				
	"Аресгаз" АД - регион Мизия и Община Бяла Слатина					545,74	58,66		
	до 10 000 m ³ /год., вкл.****	464,63	49,94	534,06	57,40				
	до 20 000 m ³ /год., вкл.****	455,63	48,97	520,03	55,89				
	до 50 000 m ³ /год., вкл.****	447,86	48,14	512,22	55,05				
	до 100 000 m ³ /год., вкл.****	443,07	47,62	491,89	52,87				
	до 200 000 m ³ /год., вкл.****	433,10	46,55	471,87	50,72				
	до 500 000 m ³ /год., вкл.****	422,41	45,40	460,84	49,53				
	до 1 000 000 m ³ /год., вкл.****	412,77	44,36	450,73	48,44				
8	до 5 000 000 m ³ /год., вкл.**** за стопански клиенти с равномерно потребление / над 1 000 000 m ³ /год.**** за стопански клиенти с неравномерно потребление	380,60	40,91	417,77	44,90				
	над 5 000 000 m ³ /год., вкл.****	358,86	38,57						
	"Газтрейд Сливен" ЕООД - Община Сливен					525,48	56,48		
	до 20 000 m ³ /год., вкл.	446,31	47,97						
	до 50 000 m ³ /год., вкл.	435,99	46,86						
	до 100 000 m ³ /год., вкл.	422,05	45,36						

	до 200 000 м³/год., вкл.	414,24	44,52						
	до 500 000 м³/год., вкл.	395,59	42,52						
	до 1 000 000 м³/год.	369,56	39,72						
	над 1 000 000 м³/год.	347,51	37,35						
	до 5 000 м³/год., вкл.			514,85	55,34				
	до 20 000 м³/год., вкл.			493,27	53,02				
	до 50 000 м³/год., вкл.			485,61	52,19				
	до 100 000 м³/год., вкл.			469,31	50,44				
	до 200 000 м³/год., вкл.			446,08	47,94				
	до 500 000 м³/год., вкл.			438,03	47,08				
	до 1 000 000 м³/год.			432,27	46,46				
	над 1 000 000 м³/год.			425,79	45,76				
Енергийни предприятия		Промислени клиенти		Обществено-административни и търговски клиенти			Битови клиенти		
		лв./1000 м³	лв./MWh***	лв./100 0 м³	лв./MWh**	Цена за снабдяване [лв./клиент на месец]*	лв./1000 м³	лв./MWh**	Цена за снабдяване [лв./клиент на месец]
9	"Каварнагаз" ООД - Община Каварна						534,51	57,45	
	до 10 000 м³/год., вкл.	413,62	44,46						
	от 10 000 м³ до 50 000 м³/год., вкл.	391,96	42,13						
	от 50 000 м³ до 200 000 м³/год., вкл.	371,07	39,88						
	над 200 000 м³/год.	357,06	38,38						
	до 5 000 м³/год., вкл.			498,28	53,56				
	от 5 000 до 20 000 м³/год., вкл.			448,29	48,18				
	от 20 000 до 100 000 м³/год., вкл.			420,91	45,24				
	над 100 000 м³/год.			367,76	39,53				
10	"Кнежагаз" ООД - Община Кнежа						535,73	57,58	
	до 100 000 м³/год., вкл.	361,07	38,81						
	до 400 000 м³/год., вкл.	340,51	36,60						
	до 20 000 м³/год., вкл.			411,90	44,27				
	до 100 000 м³/год., вкл.			364,70	39,20				
11	"Неврокоп-газ" АД - Община Гоце Делчев						656,97	70,61	
	до 100 000 м³/год., вкл.****	438,54	47,13						
	до 200 000 м³/год., вкл.****	428,00	46,00						
	до 400 000 м³/год., вкл.****	417,52	44,88						
	над 400 000 м³/год., вкл.****	406,93	43,74						
	до 10 000 м³/год., вкл.****			582,37	62,59				
	до 20 000 м³/год., вкл.****			550,55	59,17				
	до 50 000 м³/год., вкл.****			506,91	54,48				
	над 50 000 м³/год., вкл.****			487,14	52,36				
12	"Свиленград - Газ" АД - Община Свиленград						1008,89	108,44	
	до 100 000 м³/год., вкл.*****	853,55	91,74						
	до 200 000 м³/год., вкл.*****	832,87	89,52						
	над 200 000 м³/год., вкл.*****	801,89	86,19						
	до 10 000 м³/год., вкл.*****			927,53	99,69				
	до 20 000 м³/год., вкл.*****			908,51	97,65				
	над 20 000 м³/год., вкл.*****			881,76	94,77				
13	"ТЕПЕКО" ЕООД - Община Свищов			468,96	50,40		532,46	57,23	
	до 100 000 м³/год., вкл.	415,08	44,61						
	до 500 000 м³/год., вкл.	396,06	42,57						
	до 1 000 000 м³/год., вкл.	373,48	40,14						
	над 1 000 000 м³/год.	325,23	34,96						
14	"КарловоГаз" ООД - Община Карлово						488,95	52,55	
	до 200 000 м³/год., вкл.****	416,74	44,79						
	до 1 000 000 м³/год., вкл.****	319,85	34,38						
	до 50 000 м³/год., вкл.****			455,50	48,96				
	до 100 000 м³/год., вкл.****			411,02	44,18				
	над 100 000 м³/год.****			371,78	39,96				

15	"Аресгаз" АД - Община Сопот	391,16	42,04	510,89	54,91		667,82	71,78	
16	"Аресгаз" АД - Община Хисаря	405,39	43,57	523,97	56,32		673,22	72,36	
17	"Комекес" АД - Община Самоков						523,73	56,29	
	до 20 000 m ³ /год., вкл.	459,35	49,37						
	от 20 000 m ³ до 100 000 m ³ /год., вкл.	414,65	44,57						
	от 100 000 m ³ до 1 000 000 m ³ /год., вкл.	368,67	39,62						
	над 1 000 000 m ³ /год.	348,25	37,43						
	до 5 000 m ³ /год., вкл.			517,88	55,66				
	от 5 000 m ³ до 20 000 m ³ /год., вкл.			512,24	55,06				
	от 20 000 m ³ до 100 000 m ³ /год., вкл.			495,40	53,25				
	от 100 000 m ³ до 200 000 m ³ /год., вкл.			483,14	51,93				
	над 200 000 m ³ /год.			455,93	49,00				
18	"Балкангаз - 2000" АД - Община Ботевград	408,23	43,88	485,82	52,22		464,05	49,88	
19	"Севлиевогаз - 2000" АД - Община Севлиево	385,80	41,47	415,04	44,61		524,36	56,36	
20	"Примагаз" АД - за територията на кметствата: "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	374,01	40,20	485,09	52,14		553,50	59,49	
21	"Газинженеринг" ООД - Община Долни Дъбник						497,45	53,47	
	до 10 000 m ³ /год., вкл.	386,44	41,53						
	до 100 000 m ³ /год., вкл.	350,91	37,72						
	над 100 000 m ³ /год.	337,83	36,31						
	до 10 000 m ³ /год., вкл.			426,76	45,87				
	над 10 000 m ³ /год.			401,22	43,12				
22	"Камено-газ" ЕООД - Община Камено	340,71	36,62	495,76	53,28		486,07	52,24	
23	"Добруджа газ" АД - Община Генерал Тошево	390,30	41,95	467,58	50,26		569,25	61,18	
24	"Правецгаз 1" АД - Община Правец	375,63	40,37	454,80	48,88		473,75	50,92	
25	"Костинбродгаз" ООД - община Костинброд						502,07	53,96	
	до 20 хм ³ /год, вкл.	391,12	42,04						
	от 20 хм ³ до 200 хм ³ /год, вкл.	374,37	40,24						
	от 200 хм ³ до 1 000 хм ³ /год, вкл.	361,14	38,82						
	над 1 000 хм ³ /год.	351,32	37,76						
	метан станции	358,37	38,52						
	до 5 хм ³ /год, вкл.			490,13	52,68				
	от 5 до 20 хм ³ /год, вкл.			474,26	50,97				
	от 20 до 100 хм ³ /год, вкл.			434,54	46,70				
	над 100 хм ³ /год.			397,60	42,73				
26	"Ситигаз България" ЕАД - Регион Тракия, общини: Кърджали, Велинград, Павел Бания, Гурково, Твърдица и Брацигово			512,01	55,03		523,07	56,22	
	до 100 000 m ³ /год.**	488,07	52,46						
	от 100 000 m ³ до 500 000 m ³ /год.****	411,14	44,19						
	от 500 000 m ³ до 1 000 000 m ³ /год.****	389,76	41,89						
	от 1 000 000 m ³ до 5 000 000 m ³ /год.****	375,71	40,38						
	над 5 000 000 m ³ /год.****	372,41	40,03						
27	"Аресгаз" АД - за обособена територия "Запад"	482,64	51,87	535,85	57,59		575,29	61,83	
28	"Газо-енергийно дружество - Елин Пелин" ООД - Община Елин Пелин						404,76	43,50	
	до 10 000 m ³ /год., вкл.			385,47	41,43				
	над 10 000 m ³ /год., вкл.			374,84	40,29				
	до 100 000 m ³ /год., вкл.	361,24	38,83						
	до 1 000 000 m ³ /год., вкл.	347,64	37,36						
	над 1 000 000 m ³ /год.	313,68	33,71						
29	"Консорциум Варна Про Енерджи" ООД - Община Балчик	376,72	40,49	483,07	51,92		537,47	57,77	
30	"Ситигаз България" ЕАД - общини: Силистра, Алфатар, Дулово, Тутракан, Главиница и Ситово			510,95	54,92		539,09	57,94	
	до 10 000 m ³ /год.	499,83	53,72						

	от 10 000 до 100 000 m ³ /год.	457,86	49,21					
	от 100 000 до 500 000 m ³ /год.	399,79	42,97					
	от 500 000 до 1 000 000 m ³ /год.	375,34	40,34					
	"Си Ен Джи Марица" ООД - Община Чепеларе					534,39	57,44	
31	до 10 000 m ³ /год., вкл.****			478,64	51,44			
	до 50 000 m ³ /год., вкл.****			523,07	56,22			
	до 100 000 m ³ /год., вкл.****			436,67	46,93			
	над 100 000 m ³ /год.****			365,18	39,25			
	до 200 000 m ³ /год., вкл.****	384,80	41,36					
	до 1 000 000 m ³ /год.****	373,97	40,19					

В таблицата по-горе посочените символи означават: * - колоната отразява цените за снабдяване с природен газ, които се заплащат в лева за клиент на месец (лева/клиент на месец); *** - цените са изчислени при калоричност на природния газ 8000 kcal/m³; **** - в цените за продажба на природен газ от краен снабдител не е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ; ***** - в цените за продажба на природен газ от краен снабдител е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ;
¹ - цените са изчислени при калоричност на природния газ 9000 kcal/m³.

II. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопрееносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите по т. I.1. и т. I.2. заплащат на „Булгаргаз“ ЕАД цена за пренос през газопрееносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 m³. „Булгаргаз“ ЕАД превежда събраните суми на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

III. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопрееносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите по т. I.3. заплащат на крайните снабдители цена за пренос през газопрееносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 m³. Крайните снабдители превеждат събраните суми на „Булгаргаз“ ЕАД, което от своя страна ги превежда на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

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

Светла Тодорова гласува **„против“**.

.....

По т.3. Комисията, след като разгледа подадените от „Ситигаз България“ ЕАД заявления за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Габрово за регулаторен период от 2017 до 2021 г. включително, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-35-17 от 03.10.2016 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-35-17 от 18.10.2016 г. от „Ситигаз България“ ЕАД 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) на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г. включително.

Със Заповед № 3-Е-167 от 06.10.2016 г. 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. 2 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка с писмо изх. № Е-15-35-17 от 10.10.2016 г., от „Ситигаз България“ ЕАД е изискано да представи: преработено заявление за утвърждаване на цени с посочени цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, както и доказателство за спазване на изискванията на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ, относно оповестяване на предложението за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване (копие от централен/местен ежедневник). Със същото писмо от дружеството е изискано при прогнозиране на разходите за покупка на природен газ да включи актуалната цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на 2016 г., както и да отрази в ценовия модел коректни балансови стойности на дълготрайните активи.

С писмо вх. № Е-15-35-17 от 18.10.2016 г. „Ситигаз България“ ЕАД е подало преработено заявление 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 ГРМ на дружеството за територията на община Габрово, ведно с изисканите документи и информация.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявленията данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-581 от 23.11.2016 г. Докладът, както и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от Комисията с решение по Протокол № 228 от 30.11.2016 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 07.12.2016 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което е присъствал представител на „Ситигаз България“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с доклада и няма възражения по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което са присъствали представители на „Ситигаз България“ ЕАД и на секция към Конфедерация на труда „Подкрепа“ които са заявили, че нямат възражения по предложените цени в проекта на решение. В определения 14-дневен срок по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ за предоставяне на становища от заинтересованите лица в КЕВР не са постъпили такива по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД.

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ и чл. 2, т. 2 и т. 3 от НРЦПГ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, 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

„Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-376-08 от 26.01.2012 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-376-12 от 26.01.2012 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Габрово, за срок от 35 години.

Във връзка с разпоредбите на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ, дружеството е представило разпечатка от интернет страницата на „Ситигаз България“ ЕАД, от която е видно, че предложението за утвърждаване на цени е оповестено на сайта на дружеството. С писмо с вх. № Е-15-35-17 от 18.10.2016 г. заявителят е представил и копие на страница от вестник „24 часа“ от 18.10.2016 г., в което предложението за коригирани цени е публикувано.

С предложението си за формиране на цени за регулаторния период 2017-2021 г. „Ситигаз България“ ЕАД предвижда запазване на трите основни клиентски групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. От своя страна, промишлените клиенти са разделени на 5 подгрупи според прогнозното годишно потребление на природен газ: до 10 000 нм³; от 10 000 до 100 000 нм³; от 100 000 до

500 000 нм³; от 500 000 до 1 000 000 нм³; от 1 000 000 до 5 000 000 нм³. За подгрупата на промишлените клиенти не се предвиждат такива с годишно потребление над 5 000 000 нм³, поради липса на клиенти с такава консумация.

Съгласно обосновката, представена от дружеството, при формирането на цените за подгрупите на промишлени клиенти е възприет регресивен механизъм. Той се изразява в намаляването на цената на всеки промишлен клиент, когато консумираното от него количество природен газ надхвърли границата в определена подгрупа и премине в следваща. Според лицензианта, с използването на този механизъм се постигат следните положителни ефекти: повишаване на достоверността на прогнозиране на количествата необходим природен газ от промишлените клиенти; поощряване на промишлените клиенти за бързо преоборудване на мощности за работа с природен газ; предлагане на атрактивни цени за нови големи инвеститори, а оттам и възможност за развитие на газифицирането в региона; стимулиране на промишлените клиенти към по-висока консумация. Механизмът на регресивните тарифи ще позволи на дружеството да управлява индустриалния риск, свързан с евентуално бъдещо намаление на потреблението на промишлените клиенти. В резултат от прилагането на регресивния механизъм, средната цена за всички промишлени клиенти е по-ниска от определената в електронния модел цена за съответната подгрупа, в която попада клиентът. С предложената тарифна структура се цели и поддържане на конкурентни нива на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители, което би довело до увеличаване на търсенето на природен газ. От друга страна, тарифната структура с прецизно разделяне на клиентите в подгрупи отразява по-справедливо разпределението на разходите и възвръщаемостта за лицензионните дейности към обслужваните клиенти.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Ситигаз България“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2017 г. до 2021 г. включително), 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 обосновани 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 прогнозирани по години от 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	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Промислени	хил. лв.	1192	1220	1250	1264	1299
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	274	296	318	337	362
Битови	хил. лв.	312	376	443	508	580
Общо:	хил. лв.	1778	1892	2011	2109	2241

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Промислени	хил. лв.	35	36	35	33	30
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	7	6	7	7	7
Битови	хил. лв.	13	18	23	26	26
Общо:	хил. лв.	54	60	64	66	64

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни (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 регулаторния период:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Общо	%
Общо разходи, в т.ч.:	960	1075	1205	1314	1457	6011	100%
За дейността „разпределение на природен газ“	929	1045	1172	1282	1427	5856	97%
За дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	30	30	33	33	30	156	3%

Във видовете разходи, които участват при образуването на цените, не са включени финансовите и извънредните разходи, разходите за данъци върху печалбата и разходите за бъдещи периоди. Разходите за дейностите са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи потребители; брой потребители по групи потребители; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на потребителите.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 97% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 929 хил. лв. през 2017 г. на 1427 хил. лв. през 2021 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като нарастват от 922 хил. лв. през 2017 г. на 1416 хил. лв. през 2021 г. Прогнозните разходи са образувани при отчитане на необходимостта от разширяване дейността на дружеството във връзка с увеличението на дължината на ГРМ, броя на обслужваните клиенти и доставяните количества природен газ. Тези разходи са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 1% от УПР за дейността и нарастват от 15 хил. лв. през 2017 г. на 18 хил. лв. през 2021 г. Те включват разходи за:

Горива за автотранспорт, прогнозираните са на база среден разход на километър изградена ГРМ и отчетните данни за 2015 г. – 149 лв./км.

Работно облекло, определени в зависимост от броя на персонала, за покупка на лятно и зимно облекло.

Канцеларски материали, прогнозираните в зависимост от броя на персонала.

Материали за текущо поддържане представляват разходи свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозираните са като процент от стойността на изградените линейни участъци (приблизително 0.05% от стойността на изградените участъци).

Разходите за външни услуги представляват 22% от УПР и нарастват от 225 хил. лв. през 2017 г. на 282 хил. лв. през 2021 г. В тях са включени разходи за:

Застраховки – разходите за застраховки за дейността „разпределение на природен газ“ са прогнозираните като процент от стойността на дълготрайните материални активи,

като включват имуществена застраховка Индустриален пожар, Кражба чрез взлом, Гражданска застраховка юридически лица. Разходите за застраховки за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са тези за наличните автомобили – Гражданска отговорност и Каско.

Данъци и такси – прогнозираните са лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката.

Пощенски разходи, телефони и абонаменти – прогнозираните са в зависимост от броя на офисите и са в рамките на 83 лв. на месец за всеки офис.

Абонаментно поддържане – включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращата инсталация и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозираните са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 2612 лв.

Реклама и рекламни материали – прогнозираните са в размер на 2000 лв. годишно на офис.

Въоръжена и противопожарна охрана – включват разходи по договор със СОТ и ППО.

Наеми – включват наем на офиси. Прогнозираните са база площ на офисите и среден размер за наем в региона от 5 лв./кв. м на месец.

Проверка на уреди – определени са в размер на средно по 9 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански потребители и битово съоръжение при съответната периодичност на проверките.

Експертни и одиторски разходи – прогнозираните са като 0.10% от стойността на приходите.

Вода, отопление и осветление – прогнозираните на база площ на офисите и среден разход от 5 лв./кв. м. годишно.

Разходите за амортизации представляват 71% от УПР и се увеличават от 630 хил. лв. през 2016 г. на 1047 хил. лв. през 2020 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ, при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията. 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 са 4% от УПР и се увеличават от 40 хил. лв. през 2017 г. на 53 хил. лв. през 2021 г. Тези разходи включват начислените работни заплати на целия персонал, ангажиран с дейността на дружеството на лицензираната територия съобразени със средните заплати в региона.

Разходите за социални осигуровки, представляват 1% от УПР за дейността и се увеличават от 7 на 10 хил. лв. в края на регулаторния период., като начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия, като представляват 18.5% от разходите предвидени за заплати и възнаграждения.

Социални разходи, представляват 0.17% от УПР, като са в размер на 2 хил. лв. годишно и остават непроменени през регулаторния период. В тази група се включват разходи за ваучери за храна на служителите.

Другите разходи представляват 0.27% от УПР, като остават почти непроменени в размер на около 3 хил. лв. годишно и през регулаторния период. Другите разходи са прогнозираните във връзка с административната дейност на дружеството, като включват:

разходи за командировки и обучение на персонала и са определени в зависимост от броя на персонала.

Променливите разходи са 1% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 8 хил. лв. през 2017 г. до 11 хил. лв. през 2021 г. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен и доставен природен газ и разходните норми на предприятието, в тях дружеството е включило:

Разходи за одорант, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата природен газ. Разходите за одорант са прогнозиран с разходна норма от 25 mg/m³ и прогнозните количества за реализация.

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

Тези разходи представляват 3% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Размерът на разходите, предвидени от дружеството за тази дейност, остава почти непроменен, като през регулаторния период е около 30 хил. лв. годишно.

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

Разходите за материали са с относителен дял 13% от разходите за дейността, като размерът им от 4 хил. лв. годишно е непроменен през регулаторния период.

Разходите за външни услуги са 23% от разходите за дейността и са на ниво от около 7 хил. лв. годишно през регулаторния период. Към тях се отнасят разходите за наеми на офиси, за експертни и одиторски услуги, разходи за вода, отопление и осветление.

Разходите за амортизации са 16% от разходите, предвидени за дейността, като намаляват от 5 хил. лв. през 2017 г. на 3 хил. лв. през 2021 г.

Разходите за заплати и възнаграждения са 36% от разходите за дейността, като размерът им от 10 хил. лв. за 2017 г. се увеличава на 12 хил. лв. за 2021 г.

Разходите за социални осигуровки са 7% от разходите за дейността и остават в рамките на 2 хил. лв. през периода. Заложените от дружеството разходи за социални осигуровки са в размер на 18.5% от предвидените разходи за заплати и възнаграждения.

Другите разходи са с относителен дял 6% в общия обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са в размер на 2 хил. лв. за всяка година от регулаторния период, като включват разходи за реклама и маркетинг, разходи за охрана на труда и разходи за командировки.

Дружеството не е предвидило **променливи разходи**, пряко зависещи от количеството природен газ, за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период 2017-2021 г. включително.

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	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	12 304	12 409	12 388	12 293	12 633
2	Балансова стойност на ДНА	522	479	435	392	348
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	135	229	285	317	825
3.	Необходим оборотен капитал	37	40	44	46	47

4.	Регулаторна база на активите	12 729	12 698	12 582	12 413	12 203
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%
6.	Възвръщаемост	849	847	839	828	814
7.	Разходи, в т.ч.:	929	1045	1172	1282	1427
7.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ	922	1036	1162	1271	1416
7.2	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ	8	9	10	11	11

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

Таблица № 5

№	Позиция	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	19	13	8	3	0
3.	Необходим оборотен капитал	344	428	463	498	512
4.	Регулаторна база на активите	363	441	471	501	512
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%
6.	Възвръщаемост	24	29	31	33	34
7.	Разходи, в т.ч.:	30	30	33	33	30
7.1	Условно-постоянни разходи за дейността	30	30	33	33	30

Изчисленият от дружеството размер на оборотния капитал е в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ и представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за периода 2017-2021 г. включително, са в размер на 3273 хил. лв., от които: за разпределителни газопроводи и отклонения – 1805 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 1468 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2017-2021 г. включително е в размер на 6.67%, която е изчислена при използването на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6% и при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Очакваната от дружеството, консумация е определена на база на маркетингови проучвания, в които е отразен потенциалният пазар на природен газ за територията на лицензията. За групата на стопанските потребители, с цел определяне на прогнозното потребление на природен газ, е направен анализ на алтернативни енергоизточници, както и на съответните производствени мощности за всеки един клиент поотделно. Консумацията на битовия сектор е определена въз основа на предпазлива концепция за присъединяване към газоразпределителната мрежа, която предполага плавно нарастваща активност на потребителите.

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

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Групи клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Промислени	хил. м³/год.	7875	9429	9515	9576	9007
Обществено-административни и търговски	хил. м³/год.	990	1192	1426	1694	2070
Битови	хил. м³/год.	662	1227	1877	2531	3114
Общо:	хил. м³/год.	9526	11 849	12 817	13 801	14 190

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Групи клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
---------------	-------	---------	---------	---------	---------	---------

Промислени	бр.	26	29	30	31	36
Обществено-административни и търговски	бр.	42	46	50	54	60
Битови	бр.	601	1022	1443	1874	2305
Общо:	бр.	669	1097	1523	1959	2401

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределение на дълготрайните активи (ДА) по групи клиенти. Коефициентите за разпределение отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на ДА. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжение, отклонение) в общия оразмерителен часови разход. Разпределението на възвръщаемостта и УПР между отделните групи клиенти се определя на база сходна 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: за промишлените клиенти намалява от 0.67 през 2017 г. на 0.58 през 2021 г.; за обществено-административните и търговски клиенти се увеличава от 0.15 през 2017 г. на 0.16 през 2021 г., за битовите клиенти се увеличава от 0.18 за 2017 г. на 0.26 за 2021 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на базата на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойностите на коефициента са: за промишлените клиенти намалява от 0.64 за 2017 г. на 0.48 за 2021 г.; за обществено-административните и търговски клиенти се наблюдава намаление от 0.12 през 2017 г. на 0.11 през 2020 г., за да достигне отново ниво 0.12 през 2021 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0.24 за 2017 г. на 0.41 за 2021 г.

Разпределението на променливите разходи, зависещи от количествата пренесен или доставен природен газ за дейността „разпределение на природен газ“, между отделните групи и/или подгрупи клиенти се определя според дела на количествата природен газ за разпределение по групи клиенти. Тези коефициенти отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. При тях изменението е, както следва: коефициентът при промишлените клиенти намалява от 0.83 за 2017 г. на 0.64 за 2021 г.; при обществено-административните и търговски клиенти се увеличава от 0.10 в началото на регулаторния период на 0.15 в края; при битовите клиенти увеличението е от 0.07 за 2017 г. на 0.22 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 м³ 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.

Предложените от „Ситигаз България“ ЕАД пределни цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Габрово са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и за снабдяване на природен газ от краен снабдител

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 клиенти		

до 10 000 нм ³	215.67	3.74
от 10 000 до 100 000 нм ³	202.67	3.74
от 100 000 до 500 000 нм ³	148.57	3.74
от 500 000 до 1 000 000 нм ³	137.28	3.74
от 1 000 000 до 5 000 000 нм ³	116.25	3.74
ОА и търговски клиенти	218.51	4.66
Битови клиенти	241.38	11.47

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

Предложените за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма от бизнес плана на дружеството за периода 2017-2021 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 заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Цените на „Ситигаз България“ ЕАД за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Габрово за периода 2017-2021 г. са посочени в Таблица № 9:

<i>Цени за присъединяване</i>		<i>Таблица № 9</i>
Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)	
Промислени клиенти		2900
Обществено-административни и търговски клиенти		1200
Битови клиенти		280

Изказвания по т.3:

С. Тодорова излезе от зала 4.

Докладва Р. Тахир. Резултатите от анализа са в доклад, който е приет на 23.11.2016 г. Проведено е отрито заседание и обществено обсъждане. Присъствал е представител на заявителя, който не е отправил възражения към доклада и проекта на решение. Не са постъпили писмени становища. В т. 4 от решение е записана цената на „Булгаргаз“ ЕАД. В това решение има т. II.

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

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

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

1.1. За промишлени клиенти:

- до 10 000 нм³ 215.67 лв./1000 нм³ (23.18 лв./MWh);
- от 10 000 до 100 000 нм³ 202.67 лв./1000 нм³ (21.78 лв./MWh);
- от 100 000 до 500 000 нм³ 148.57 лв./1000 нм³ (15.97 лв./MWh);
- от 500 000 до 1 000 000 нм³ 137.28 лв./1000 нм³ (14.75 лв./MWh);
- от 1 000 000 до 5 000 000 нм³ 116.25 лв./1000 нм³ (12.49 лв./MWh);

- 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:
218.51 лв./1000 нм³ (23.49 лв./MWh);
- 1.3. За битови клиенти – 241.38 лв./1000 нм³ (25.94 лв./MWh).
2. Ценообразуващите елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
Необходими годишни приходи – за 2017 г. – 1778 хил. лв.; за 2018 г. – 1892 хил. лв.; за 2019 г. – 2011 хил. лв.; за 2020 г. – 2109 хил. лв.; за 2021 г. – 2241 хил. лв.
Количества природен газ – за 2017 г. – 9526 хил. нм³/г.; за 2018 г. – 11 849 хил. нм³/г.; за 2019 г. – 12 817 хил. нм³/г.; за 2020 г. – 13 801 хил. нм³/г.; за 2021 г. – 14 190 хил. нм³/г.
- Норма на възвръщаемост на капитала – 6.67%.
3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
- 3.1. За промишлени клиенти – 283.95 лв./1000 нм³ (30.52 лв./MWh);
- 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 284.87 лв./1000 нм³ (30.62 лв./MWh);
- 3.3. За битови клиенти – 291.68 лв./1000 нм³ (31.35 лв./MWh).
4. Ценови компоненти на цените за продажба на природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
- 4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината) – 280.21 лв./1000 нм³ (30.12 лв./MWh);
- 4.2. Цени за снабдяване с природен газ:
- 4.2.1. За промишлени клиенти – 3.74 лв./1000 нм³ (0.40 лв./MWh);
- 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 4.66 лв./1000 нм³ (0.50 лв./MWh);
- 4.2.3. За битови клиенти – 11.47 лв./1000 нм³ (1.23 лв./MWh).
- 4.4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:
Необходими годишни приходи – за 2017 г. – 54 хил. лв.; за 2018 г. – 60 хил. лв.; за 2019 г. – 64 хил. лв.; за 2020 г. – 66 хил. лв.; за 2021 г. – 64 хил. лв.
Количества природен газ – за 2017 г. – 9526 хил. нм³/г.; за 2018 г. – 11 849 хил. нм³/г.; за 2019 г. – 12 817 хил. нм³/г.; за 2020 г. – 13 801 хил. нм³/г.; за 2021 г. – 14 190 хил. нм³/г.

Норма на възвръщаемост на капитала – 6.67%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Габрово, както следва:
- 5.1. За промишлени клиенти – 2900 лв./клиент;
- 5.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 1200 лв./клиент;
- 5.3. За битови клиенти – 280 лв./клиент.

II. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопрееносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите заплащат на „Ситигаз България“ ЕАД цена за пренос през газопрееносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 нм³. „Ситигаз България“ ЕАД превежда събраните суми на „Булгаргаз“ ЕАД, което от своя страна ги превежда 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 и 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.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1 както следва:

Считано от 01.01.2017 г. определя пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

По т.2 както следва:

Утвърждава, считано от 01.01.2017 г. цени на „Булгаргаз“ ЕАД.

По т.3 както следва:

Утвърждава, считано от 01.01.2017 г. цени на „Ситигаз България“ ЕАД.

Приложения:

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(С. Тодорова)

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА