



РЕШЕНИЕ

№ Ц - 34
от 13.08.2020 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 13.08.2020 г., като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. относно заявления с вх. № Е-15-45-36 от 18.12.2019 г. и вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г., подадени от „Булгартрансгаз“ ЕАД, за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, както и събраните данни от проведените на 22.07.2020 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-36 от 18.12.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД, съдържащо искане за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ, Наредбата) и Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, обн. ДВ, бр. 2 от 9 януари 2015 г. (Указанията).

За разглеждане и анализ на подаденото заявление е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-261 от 20.12.2019 г. на председателя на КЕВР.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-36 от 27.12.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи в КЕВР следните данни и документи: заявление за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, съдържащо информация за базисна 2019 година, както и информация за всички ценообразуващи елементи: приходи, разходи, активи и пасиви за базисната година, ведно с подробна обосновка; неаудитиран годишен финансов отчет на дружеството за 2019 г.; цифров модел на цените, съдържащ обобщени справки в електронни таблици със съответните формули и връзки за изчисленията им, съгласно чл. 11 от Указанията; прогнозна информация за регулаторния период, в т.ч. постоянни и променливи разходи, прогнозни количества и капацитети за добив, нагнетяване и съхранение на природен газ и други, подробно обосновани с допълнителни данни и документи, както и доказателства за оповестяване на предложението за цени. С писмо с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предоставило актуализирано заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, както и изисканите данни и документи.

С писмо с изх. № Е-15-45-21 от 06.04.2020 г. от заявителя е изискано да предостави неверителен вариант на заявлението и приложените документи в съответствие с Правилата за достъп, използване и съхраняване на документи, представляващи производствена, търговска или друга защитена от закон тайна от 01.07.2013 г. на Комисията. С писмо с вх. № Е-15-45-21 от 13.04.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило на хартиен и електронен

* Забележка: В публикуваното решение са заличени конкретни данни (стойности и др.), посочени от заявителя „Булгартрансгаз“ ЕАД като търговска тайна по реда на Правила за достъп, използване и съхраняване на документи, представляващи производствена, търговска или друга защитена по закон тайна, приети от Комисията.

носител неуповителен вариант на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-600 от 08.07.2020 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 161 от 16.07.2020 г., по т. 3 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 22.07.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Булгартрансгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки по доклада и приема напълно направените в него изводи. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което участие са взели представители на: „Булгаргаз“ ЕАД, Българска асоциация „Природен газ“ (БАПГ), както и заявителя „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Представителят на „Булгаргаз“ ЕАД е посочил, че са се запознали с проекта на решение и приемат фактите в него. В законоустановения 14-дневен срок ще представят в КЕВР писмено становище относно конкретни текстове.

Представителят на БАПГ е заявил, че в асоциацията са се запознали с проекта на решение и с доклада на работната група за определяне на необходимите приходи и цени за съхранение на природен газ, както и че са изготвили писмено становище, което ще представят в законоустановения срок. Представителят на БАПГ е обърнал внимание на няколко акцента, а именно за сключените договори между „Булгартрансгаз“ ЕАД и клиентите на хранилището, които са със срок на действие до 31.03.2021 г. и са при цената, утвърдена от Комисията с Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г., което предполага, че новите цени ще влязат в сила не по-рано от 01.04.2021 г. На второ място, представителят на БАПГ е заявил, че предложените тарифи в проекта на решение, показват, че разходите за съхранение ще се увеличат с 30% спрямо действащата цена. Според БАПГ не са посочени мотивите и не е обосновано какво налага увеличението на цените. Услугата съхранение на природен газ не се предлага за период по-кратък от месец, а всеки, който желае да ползва услугата за период по-кратък от месец, е задължен да я заплаща на месечна база, макар реално да не я използва. В заключение представителят на асоциацията е посочил, че едва 10% технически капацитет на хранилището се предлага за краткосрочни продукти, като по този начин се ограничава достъпа до услугата на хранилището, дори когато те са налични и не се използват.

Отношение по поставените въпроси е взел представителят на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Според него и в момента договора между дружеството и ползвателите на хранилище не е фиксирана цена от 2,49 лв., а съществува общ текст, който определя условията на цени, утвърдени от КЕВР. Колкото до възможността да се промени началото на действие на новата цена, в „Булгартрансгаз“ ЕАД ще се обсъди въпроса и ще бъде представено становище в КЕВР. По втория въпрос, представителят на дружеството е заявил, че действащата от 2005 г. цена от 2,49 лв./1000 м³ за месец, е морално остаряла и не отговаря на ценообразуващите елементи към настоящия момент. От друга страна, хранилището се е развило и от години „Булгартрансгаз“ ЕАД е в състояние, в което реализира загуба от прилагането на действащите цени. Това е и основание, заявителят да предложи един модерен подход на ценообразуване в съответствие с Указанията, приети от Комисията. Относно прилагането на дневни капацитети за съхранение, според представителя на „Булгартрансгаз“ ЕАД, хранилището е специфично и неговото техническо управление не предполага възможност за по-кратък период за съхранение. Това е и мотивът дружеството да предложи максимално кратък период за съхранение от един месец и цени за добив и нагнетяване с продължителност до един ден. За десетте процента краткосрочни продукти представителят на дружеството, отговори, че тези 10% не се предлагат като интегрирани годишно или шестмесечни продукти. Всичко, което остане нереализирано след провеждане на съответните търгове за разпределение на интегрирани продукти, ще бъде прехвърлено като краткосрочни продукти. Очакванията са, че техният размер може да стигне до 30%, а може и повече.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане в КЕВР са постъпили становища от заинтересовани лица по проекта на решение за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение. С

писма изх. № Е-04-16-4 от 05.08.2020 г., изх. № Е-15-45-36 от 05.08.2020 г. и изх. № Е-15-45-22 от 06.08.2020 г., КЕВР е изисквала становище от „Булгартрансгаз“ ЕАД по предложенията на заинтересованите лица. С писма с вх. № Е-04-16-4 от 10.08.2020 г. и с вх. № Е-15-45-22 от 10.08.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предоставило своите позиции по постъпилите становища.

Постъпилите становища са, както следва:

1. Становище с вх. № Е-15-45-36 от 06.08.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Във връзка с направените предложения по време на общественото обсъждане на проекта на решение за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ, заявителят предлага новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение да влезе в сила и да бъде прилагана от началото на новата газова година за съхранение 2021/2022, започваща на 15.04.2021 г. Аргументите на дружеството са свързани с факта, че капацитетът за съхранение в подземно газово хранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за газовата година 2020/2021 е разпределен и частично заплачен по сега действащата цена. Същевременно за газовата 2020/2021 г. не може да бъде резервиран и разпределен годишен интегриран капацитетен продукт, който е основна част от новата тарифна рамка за ПГХ „Чирен“. В газохранилището са нагнетени от ползватели по сключени договори по сега действащата цена количества природен газ, по които са извършени и плащания за съхранението им. Прилагането на новите цени би довело до формални спорове с ползвателите на газохранилището, предвид и че от началото на настоящата газова година за съхранение са изминали повече от 3 месеца. Предвид изложените аргументи, заявителят счита, че новата тарифна система, следва да бъде прилагана от **15.04.2021 г.** или алтернативно, при одобрение на новата цена, изрично да се изключат заварените договори, които да бъдат приключени по досега действащата тарифа.

Предвид гореизложеното, Комисията приема аргументите на дружеството новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г.

2. Становище с вх. № Е-04-16-4 от 03.08.2020 г. от БАПГ.

В становището са включени въпроси, част от които са зададени на общественото обсъждане и други конкретни предложения. БАПГ предлага да се създаде още един интегриран капацитетен продукт – за девет месеца. Аргументите за това предложение са, че от проведените търгове е видно, че интересът за ползване на газовото хранилище е най-голям за период от 6 до 9 месеца. От БАПГ считат, че ползването на хранилището за срок от една година и заплащането на услугата, не отговаря на търсенето на предпочитаните от търговците на природен газ услуги. В проекта на решение се утвърждават цени за интегрирани капацитетни продукти, като същевременно такива продукти не са регламентирани в Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, публикувани на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД. БАПГ отбелязва, че в проекта на решение липсват данни за размера на разходите за труд, което възпрепятства анализирането им. БАПГ счита, че е необходимо да се изготви оценка на икономическата ефективност на новите инвестиции, описани в бизнес плана на „Булгартрансгаз“ ЕАД, като по този начин ще може да се анализират, дали реализирането им няма да доведе до необосновано увеличение на регулаторната база на активите, а от там и на цените. От асоциацията са изчислили, че съществува разлика от 437 хил. лв. между определените в доклада необходими приходи и изчислените на база данни в доклада и проекта на решение. В доклада не е включена представената от „Булгартрансгаз“ ЕАД обосновка за разпределение на общите активи по видове услуги за предоставяне на капацитет (за съхранение, за добив и за нагнетяване). БАПГ счита, че в резултат на забавяне от страна на регулатора на утвърждаване на преносния оператор на необходими годишни приходи за достъп и пренос, поражда неяснота за ползвателите на мрежата, относно допълнителните разходи, които трябва да предвидят, като цяло, а не само за съхранение.

2.1. По отношение на твърдението, че направеният анализ от БАПГ на предложените тарифи в проекта на решение показва увеличение на разходите за ползване на ПГХ „Чирен“ спрямо настоящата цена за съхранение.

Сега действащата цена за съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, е утвърдена с решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. на

ДКЕВР, като базовата година е 2002 г. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД оттогава са минали повече от 15 години като натрупаната инфлация за периода е 60,6%. През периода значително са се увеличили, както присъщите оперативни разходи, така и балансовата стойност на активите, обслужващи дейността съхранение на природен газ. Направени са значителни инвестиции в подземното газохранилище. Приложимата към настоящият момент цена е както морално остаряла, така и крайно недостатъчна да покрие разходите за дейността съхранение на природен газ. От гледна точка развитието на дейността съхранение на природен газ, осигуряване на бъдещите инвестиции в хранилището и преустановяване на дотирането на дейността за сметка на възвръщаемостта от дейността пренос на природен газ е крайно необходимо да се приложи адекватна на настоящата стойност на ценообразуващите елементи цени за достъп и съхранение на природен газ.

Съгласно чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им и да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. При изпълнение на регулаторните си правомощия комисията се ръководи от общите принципи: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти предвид разпоредбите на чл. 23, т. 4 и т. 5 от ЗЕ.

Предвид гореизложеното Комисията приема за неоснователни възраженията на БАПГ срещу предложените цени за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение.

2.2. По отношение на тезата, че услугата за съхранение на природен газ не се предлага за период по-кратък от месец.

Изборът на капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, представени в заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ е базиран на физическите характеристики на ПГХ „Чирен“. Техническите характеристики на газохранилището позволяват само опростен цикъл на съхранение с летен период на нагнетяване и зимен период на добив, което определя и основната му функция за сезонно регулиране на неравномерността на потреблението на природен газ в страната. Във връзка с това е разработено предложеното портфолио от капацитетни продукти, като основно се разчита на резервирането на годишни интегрирани капацитетни продукти. Останалите капацитетни продукти са представени с цел допълване на вече разпределени интегрирани капацитетни продукти с цел постигане на възможност за допълнителна гъвкавост за ползвателите на газохранилището при управлението на капацитети. От тази гледна точка, по-кратък период на предлаганите капацитетни продукти за съхранение на природен газ би усложнил управлението на резервираните капацитети за съхранение, като би увеличил значително риска от възникване на колизии при невъзможност за освобождаване от нагнетен газ на резервиран капацитет за съхранение при изтичане периода на резервация, което би довело до невъзможност за предоставяне на съответния капацитет след изтичане на периода.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно искането на БАПГ.

2.3. По отношение на предложението да се създаде интегриран капацитетен продукт за девет месеца.

Изборът на предлаганите интегрирани капацитетни продукти е съобразен с режимите на работа на ПГХ „Чирен“, като в заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ са предложени за ценообразуване интегрирани капацитетни продукти за година и за шест месеца. При желание на ползвател на газохранилището за съхранение за период между 6 месеца и една година е възможно да се комбинира шестмесечен интегриран продукт и отделни месечни капацитетни продукти за съхранение и добив. Заявеният коефициент при ценообразуване на 6 месечните интегрирани капацитетни продукти е 1,2, докато за месечните неинтегрирани продукти е 1,5. Това дава ценова разлика от 25% на цената на месечните продукти спрямо 6 месечният интегриран продукт, която при композирането на портфолио от 6 месечен интегриран продукт и 3 едномесечни продукти за съхранение сравнено с цените на 6 месечен интегриран продукт би била значително по-малка. От тази гледна точка, „Булгартрансгаз“

ЕАД счита, че липсата на 9 месечен, 8 месечен и 7 месечен интегриран продукт не би довела до значително увеличение на разходите за съхранение в сравнение с използването на комбинация от 6 месечни интегрирани капацитетни продукти и едномесечни неинтегрирани капацитетни продукти.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно искането на БАПГ.

2.4. По отношение на мнението, че в проекта на решение се утвърждават цени за интегрирани капацитетни продукти, а към момента такива интегрирани продукти не са регламентирани в публикуваните на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“.

На 13.03.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е обявил обществено обсъждане на проекти на Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“ и договор за съхранение на природен газ, валидни при прилагането на новата тарифна система на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на дружеството. В посочения 14-дневен срок са постъпили редица предложения за изменение на двата документа. Като разгледа постъпилите становища „Булгартрансгаз“ ЕАД ще излезе с окончателните документи, които ще се прилагат с въвеждането на новата тарифна система.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно изложеното от БАПГ.

2.5. По отношение на твърдението, че едва 10% от техническия капацитет на газохранилището се предлага за краткосрочни продукти.

Проектът на Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“ предвижда първоначално да се заделят 10% от техническия търговски капацитет на газохранилището за реализация на краткосрочни продукти, като впоследствие след провеждане на процедурата по разпределение на интегрирани годишни капацитетни продукти неразпределените капацитети ще се предлагат на краткосрочна база. По този начин, реализираните краткосрочни капацитети могат да достигнат до повече от 30% от техническия търговски капацитет на газохранилището.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на БАПГ.

2.6. По отношение на забележката, че в проекта на решение не е представена информация за разходите за труд, за да могат да бъдат анализирани.

Разходите за труд са представени на Комисията за енергийно и водно регулиране като конфиденциална информация, като в неконфиденциалния вариант публикуван на страницата на комисията са заличени. „Булгартрансгаз“ ЕАД е обозначило част от представените към заявлението документи като такива, съдържащи информация, представляваща търговска тайна.

В хода на административните производства пред КЕВР защитата на информация, представляваща търговска тайна, се осъществява по реда и условията на Правилата за достъп, използване и съхраняване на документи, представляващи производствена, търговска или друга защитена от закон тайна (Правилата), приети с Решение по Протокол № 94, т. 7 от 01.07.2013 г. на Комисията. Съгласно т. 8 от Правилата, всяко лице, което предоставя или е предоставило материали в хода на административно производство пред КЕВР, посочва материалите или тези части от тях, за които твърди, че съдържат търговска тайна и следва да бъдат защитени, като предоставя и нероверителен вариант, в който са заличени всички данни, които лицето смята за поверителни. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило нероверителен вариант на информацията, съдържаща се във внесена заявление за утвърждаване на цени за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение. Данните за разходите за труд са характеризирани като информация, представляваща търговска тайна.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на БАПГ.

2.7. По отношение на тезата, че в регулаторната база на активите са включени инвестиции съгласно предложения за одобрение от КЕВР бизнес план.

Съгласно чл. 35 на Указанията за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на

възвръщаемост на капитала“, в регулаторната база на активите се включва единствено балансовата стойност на активите, свързани с дейността съхранение на природен газ отчетена към края на базовата година (31.12.2019 г.). Спазвайки разпоредбите на чл. 35, „Булгартрансгаз“ ЕАД не е включил в регулаторната база на активите инвестиции, описани в предложения за одобрение бизнес план за дейността съхранение на природен газ, обхващащ периода 2020 - 2024 г.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователна тезата на БАПГ.

2.8. По отношение на анализа на данните от доклада на работната група и проекта на решение и установената разлика в необходимите приходи.

Съгласно чл. 17 на Указанията за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, за стойност на годишните амортизационни отчисления като ценообразуващ елемент се вземат отчетените такива за базовата година (2019). В своите изчисления за годишни амортизационни отчисления БАПГ погрешно е приела прогнозната стойност на годишните амортизационни отчисления за първата година от регулаторния период (2020). Това погрешно действие води до установената разлика от 437 хил. лв.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на БАПГ.

3. Становище с вх. № Е-15-45-36 от 04.08.2020 г. от „Булгаргаз“ ЕАД.

Общественият доставчик предлага новият ценови механизъм за нагнетяване, добив и съхранение да се въведе от 01.04.2021 г., след прекратяване на действащия в момента договор. Според „Булгаргаз“ ЕАД от проекта на решение не става ясно как ще се прилагат новите интегрирани годишни и шестмесечни продукти, предвид факта, че вече има резервирани за съхранение и разпределени количества природен газ за добив и нагнетени количества. Предвижда се количествата природен газ за нагнетяване, съхранение и добив се разпределят в енергийни единици, тъй като до момента те са се заявявали и разпределяли в обемни единици. В тази връзка, общественият доставчик предлага да се регламентира реда, по който ще бъде извършено преминаването от енергийни в обемни единици. „Булгаргаз“ ЕАД предлага да бъдат предвидени и краткосрочни дневни продукти. Според общественият доставчик, при утвърждаване на предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД цени за достъп, съхранение, нагнетяване и добив, годишните разходи на „Булгаргаз“ ЕАД за съхранение, нагнетяване и добив ще нараснат над 2,5 пъти, което ще се отрази на доставната цена на природния газ за клиентите на дружеството. В тази връзка общественият доставчик счита, че повишаването на разходите налага предварителна оценка на въздействието на променените цени върху пазара, каквато предложения проект на решение не съдържа. Оценката на очакваното въздействие от предлаганите промени би дало възможност на ползвателите да актуализират политиката си по отношение използването на ПГХ „Чирен“.

3.1. По отношение поставените въпроси за началната дата на прилагане на новите условия на разпределение на количествата природен газ и ценови условия.

Във връзка с изразеното становище от „Булгаргаз“ ЕАД новата тарифна система на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение да влезе в сила и да бъде прилагана от началото на новата газова година за съхранение 2021/2022, „Булгартрансгаз“ ЕАД счита подобен подход за резонен и оправдан, имайки предвид следните обстоятелства:

- от началото на настоящата газова година за съхранение са изминали повече от 3 месеца и за избягване на формални спорове с ползвателите на газоохранилището ще са необходими допълнителни указания за начина, по който да се прилагат новите цени, при вече разпределени и частично използвани капацитетни продукти;

- целият капацитет за съхранение в ПГХ „Чирен“ за газовата година 2020/2021 г е вече разпределен и частично заплатен при условията на действащата цена за реално съхранение;

- за газовата година 2020/2021 вече не може да бъде резервиран и съответно разпределен годишен интегриран капацитетен продукт, който е основна част от новата тарифна рамка за ПГХ „Чирен“;

- в газоохранилището са нагнетени от ползватели по сключени договори по сега действащата цена количества природен газ, по които са извършени плащания за престоят им.

Предвид горепосоченото, както и с цел осигуряване на плавен преход за участниците в пазара на природен газ към новата тарифна система, „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че същата следва да бъде прилагана от началото на новата газова година за съхранение, считано от 15.04.2021 г.

Предвид изложените аргументи Комисията, счита за обосновано новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г.

3.2. По отношение на тезата, че услугата за съхранение на природен газ не се предлага за период по-кратък от месец и предложението на Обществения доставчик да бъдат предвидени краткосрочни дневни продукти.

Изборът на капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, представени в заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ е базиран на физическите характеристики на ПГХ „Чирен“. Техническите характеристики на газохранилището позволяват само опростен цикъл на съхранение с летен период на нагнетяване и зимен период на добив, което определя и основната му функция за сезонно регулиране на неравномерността на потреблението на природен газ в страната. Във връзка с това е разработено предложеното портфолио от капацитетни продукти, като основно се разчита на резервирането на годишни интегрирани капацитетни продукти. Останалите капацитетни продукти са представени с цел допълване на вече разпределени интегрирани капацитетни продукти с цел постигане на възможност за допълнителна гъвкавост за ползвателите на газохранилището при управлението на капацитети. От тази гледна точка, по-кратък период на предлаганите капацитетни продукти за съхранение на природен газ би усложнил управлението на резервираните капацитети за съхранение, като би увеличил значително риска от възникване на колизии при невъзможност за освобождаване от нагнетен газ на резервиран капацитет за съхранение при изтичане периода на резервация, което би довело до невъзможност за предоставяне на съответния капацитет след изтичане на периода. При фактурирането на резервираните месечни продукти за месец април и месец октомври цената на съответния месечен продукт ще бъде съобразена с възможността за ползването му, като бъде умножена по коефициент, определен от частното на дните през които продуктът ще може да бъде използван и общият брой на дните в съответния месец.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно предложението на „Булгаргаз“ ЕАД да бъдат предвидени краткосрочни дневни продукти.

3.3. По отношение на повишаването на разходите на „Булгаргаз“ ЕАД при утвърждаване от КЕВР на предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ и предложението на Обществения доставчик за оценка на въздействието на променените цени върху пазара.

Сега действащата цена за съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, е утвърдена с решение № Ц-001/10.02.2005 г. на ДКЕВР, като базовата година е 2002 г. Оттогава са минали повече от 15 години като натрупаната инфлация за периода е 60,6%. През периода значително са се увеличили, както присъщите оперативни разходи, така и балансовата стойност на активите, обслужващи дейността съхранение на природен газ. Направени са значителни инвестиции в подземното газохранилище. Приложимата към настоящият момент цена е както морално остаряла, така и крайно недостатъчна да покрие разходите за дейността съхранение на природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че от гледна точка развитието на дейността съхранение на природен газ, осигуряване на бъдещите инвестиции в хранилището и преустановяване на дотирането на дейността за сметка на възвръщаемостта от дейността пренос на природен газ е крайно необходимо да се приложи адекватна на настоящата стойност на ценообразуващите елементи цени за достъп и съхранение на природен газ. Заявителя предполага, че при изчислението на разходите на „Булгаргаз“ ЕАД за осигуряване на наложени задължения към обществото по План за действие при извънредни ситуации не е взет в предвид ефекта от възможното резервиране на краткосрочни капацитетни продукти, както и възможността неизползвания резервиран капацитет да се реализира на вторичния пазар за капацитет.

Съгласно чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им и да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. При изпълнение на регулаторните си правомощия комисията се ръководи от общите принципи: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти предвид разпоредбите на чл. 23, т. 4 и т. 5 от ЗЕ.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно предложението на „Булгаргаз“ ЕАД.

4. Становище с вх. № Е-13-276-3 от 05.08.2020 г. от „Мет енержи трейдинг България“ ЕАД.

Дружеството предлага решението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ и въвеждането на новата ценова и продуктова структура да влезе в сила, считано от началото на следващия базов период на нагнетяване, а именно от 15.04.2021 г. Дружеството е предложило изменения в Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, които да бъдат препоръчани на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

4.1. По отношение твърдението, че така предложените нови цени могат да надхвърлят с 30% настоящата утвърдена цена за съхранение.

Сега действащата цена за съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, е утвърдена с решение № Ц-001/10.02.2005 г. на ДКЕВР, като базовата година е 2002 г. Оттогава са минали повече от 15 години като натрупаната инфлация за периода е 60,6%. През периода значително са се увеличили, както присъщите оперативни разходи, така и балансовата стойност на активите, обслужващи дейността съхранение на природен газ. Направени са значителни инвестиции в подземното газохранилище. Приложимата към настоящият момент цена е както морално остаряла, така и крайно недостатъчна да покрие разходите за дейността съхранение на природен газ.

Заявителят счита, че от гледна точка развитието на дейността съхранение на природен газ, осигуряване на бъдещите инвестиции в хранилището и преустановяване на дотирането на дейността за сметка на възвръщаемостта от дейността пренос на природен газ е крайно необходимо да се приложи адекватна на настоящата стойност на ценообразуващите елементи цени за достъп и съхранение на природен газ.

Съгласно чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им и да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. При изпълнение на регулаторните си правомощия комисията се ръководи от общите принципи: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти предвид разпоредбите на чл. 23, т. 4 и т. 5 от ЗЕ.

Предвид гореизложеното Комисията приема за неоснователни възраженията на „Мет енержи трейдинг България“ ЕАД срещу предложените цени за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение.

4.2. По отношение на настояването новата ценова и продуктова структура да влезе в сила от началото на следващия базов период на нагнетяване, а именно от 15.04.2021 г.

Комисията приема за обосновано предложението на дружеството съгласно аргументите, изложени в т. 3.1.

4.3. По отношение на предложените за изменение Правила за ползване на ПГХ „Чирен“, публикувани на страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД през март 2020 г.

На 13.03.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е обявило обществено обсъждане на проекти на Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“ и договор за съхранение на природен газ, валидни при прилагането на новата тарифна система на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на дружеството. В дадения 14 дневен срок са постъпили редица предложения за изменение на двата документа. Съгласно приложимата регулаторна рамка двата документа не подлежат на утвърждаване от КЕВР. Заявителят е готов да разгледа всяко предложение за тяхното подобряване дори и подадено извън срока на обявената процедура. След разглеждане на постъпилите становища

„Булгартрансгаз“ ЕАД ще излезе с окончателните документи, които ще се прилагат с въвеждането на новата тарифна система.

Предвид гореизложеното Комисията приема за необосновано предложението на дружеството.

5. Становище с вх. № Е-04-05-10 от 05.08.2020 г. от Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК)

Предложението на БФИЕК е да се регламентира от кога влиза в сила новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“. От федерацията предлагат да отпадне ставката за задължение към обществото, дължима за поддържане на запаси в газовото хранилище за покриване на сезонната неравномерност на потреблението и заплащана от потребителите с равномерно потребление, присъединени към газопреносната система.

5.1. По отношение твърдението, че новата тарифна структура би довела до повишаване на разходите на ползвателите на ПГХ „Чирен“.

Комисията приема за необосновано изложеното от БФИЕК по съображения, изложени в т. 2.1.

5.2. По отношение на началната дата на прилагане на новата тарифна структура

Комисията приема за обосновано предложението на БФИЕК новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г., съгласно аргументите, изложени в т. 3.1.

5.3. По отношение на настояването от страна на БФИЕК за отпадане на ставката за задължение към обществото, дължима за поддържане на запаси в ПГХ „Чирен“ за покриване на сезонната неравномерност на потреблението, заплащана и от потребителите с равномерно потребление, присъединени към газопреносната система.

Изразеното становище и повдигнатите въпроси са неотнормими към разглежданото заявление за утвърждаване на необходимите годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение.

Съгласно чл. 35, ал. 1 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. На основание чл. 11, ал. 1 от НРЦПГ признатите от комисията разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото, се компенсират чрез цените, които заплащат всички клиенти, по недискриминационен и прозрачен начин.

Предвид гореизложеното, Комисията счита за неоснователно искането на БФИЕК за отпадане на задълженията към обществото.

6. Становище с вх. № Е-15-57-36 от 05.08.2020 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, което по форма и съдържание повтаря описаното по горе становище на БАПГ. Направено е и предложение за предлагане на допълнителни интегрирани капацитетни продукти. Според дружеството поради технически и оперативни изисквания, свързани с максимално допустимия 18-дневен период за регазификация на доставен LNG на терминала в Ревитуза, хранилището е задължителен елемент при реализацията на алтернативните доставки за България. Новите продукти оскъпяват драстично услугите на хранилището и увеличават себестойността на доставения втечен газ за страната.

6.1. По отношение на твърдението, че направения анализ от „Овергаз Мрежи“ АД на предложените тарифи в проекта на решение показва увеличение на разходите за ползване на ПГХ „Чирен“ спрямо действащата цена за съхранение.

Комисията приема за необосновано твърдението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.1.

6.2. По отношение на тезата, че услугата за съхранение на природен газ не се предлага за период по-кратък от месец.

Комисията приема за необосновано предложението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.2.

6.3. По отношение на предложението да се създадат допълнителни интегрирани капацитетни продукти.

Комисията приема за необосновано предложението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.3.

6.4. По отношение на мнението, че в проекта на решение се утвърждават цени за интегрирани капацитетни продукти, а към момента такива интегрирани продукти не са регламентирани в публикуваните на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“.

Комисията приема за необосновано твърдението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.4.

6.5. По отношение на твърдението, че едва 10% от техническия капацитет на газохранилището се предлага за краткосрочни продукти.

Комисията приема за необосновано твърдението на дружеството по аргументи, изложени в т. 2.5.

6.6. По отношение на забележката, че в проекта на решение не е представена информация за разходите за труд, за да могат да бъдат анализирани.

Комисията не приема изложеното от дружеството по съображенията, обсъдени в т. 2.6.

6.7. По отношение на тезата, че в регулаторната база на активите са включени инвестиции съгласно предложения за одобрение от КЕВР бизнес план.

Комисията не приема изложеното от дружеството по съображенията, обсъдени в т. 2.7.

6.8. По отношение на особеностите на регазификация на доставен LNG на терминала в Ревитуза.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва в становище си, че предложената нова тарифна система и съответно предложеното ниво на цените в нея няма да доведе до чувствително увеличение на стойността на внасяния от Гърция природен газ с LNG произход. Напротив, системата от капацитетни продукти както и възможността за предлагането им на вторичен пазар ще доведе до гъвкавост в използването на газохранилището като по този начин ще увеличи конкуренцията при тези доставки.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на „Овергаз Мрежи“ АД.

6.9. По отношение на изразеното мнение за дискриминация чрез предлагане на дългосрочни интегрирани продукти

Подходът за провеждане на процедурата за разпределение на търговските капацитети на хранилището отговаря напълно на Европейската практика на операторите на газохранилища, като до голяма степен е сходен и с нормативно определения в Регламент (ЕС) 2017/459 от 16 март 2017 г. за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределяне на капацитет в газопреносни системи подход при провеждането на процедури за разпределение на капацитет от преносните оператори. Първоначално се разпределя не повече от 90% от наличния капацитет като дългосрочен продукт, като остатъчния след провеждане на процедурите капацитет се разпределя на краткосрочна база. При липса на такъв подход съществува значителен риск от намалена реализация на търговските капацитети на газохранилището и съответно значителен процент несъбрани необходими годишни приходи.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно твърдението на „Овергаз Мрежи“ АД.

7. Становище с вх. № Е-12-00-461 от 05.08.2020 г. от „Колмар България“ ЕООД

Дружеството посочва, че услугите, които са включени в Правилата и проекта на решение не отразяват потребностите на ползвателите на тези услуги по начин, който би допринесъл за конкуренцията на пазара, тъй като се предлага само един неинтегриран продукт за съхранение и той е месечен. Таксуването ще бъде за цял месец независимо че може да бъде ползван само един ден от съответния месец. Според дружеството липсва неинтегриран продукт за дългосрочно съхранение – шестмесечен, годишен, повече от година. Този продукт би бил от полза както за пазара така и за оператора. Краткосрочните неинтегрирани услуги се предлагат на цени значително по-високи от тези на дългосрочните, и от тези на интегрираните (близо до 2 пъти разлика). В Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“ предвиждат при разпределянето на капацитета да се дава приоритет на дългосрочните интегрирани продукти, означава, че краткосрочните неинтегрирани се явяват допълващи хранилището. Противно на бизнес логиката, предложението е допълващите продукти да са по-скъпи от базисните.

Предложението на „Колмар България“ ЕООД е цените да се прилагат от началото на следващата газова година – 01.04.2021 г. В заключение дружеството предлага да бъде върнато заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за преработка, като се актуализират продуктите, които ще предлага Оператора, съобразно потребностите на ползвателите и възможностите на хранилището, включително предоставяне на услуги за краткосрочно съхранение в лайнпека.

7.1. По отношение предложението за дневен продукт за съхранение на природен газ.

Комисията приема за необосновано предложението на дружеството по аргументите, изложени в т. 2.2.

7.2. По отношение на липсата на неинтегриран продукт за дългосрочно съхранение на природен газ за повече от година.

Неинтегрирани продукти с продължителност по-голяма от една година са необосновани във връзка с характера и режима на работа на газохранилището. ПГХ „Чирен“ се характеризира с годишен цикъл на работа, който се състои от нагнетяване на определени количества, съхранението им и добив в рамките на една газова година за съхранение. Необосновано е и съществуването на неинтегрирани продукти с продължителност 6 месеца или една година поради факта, че се предлагат интегрирани такива, които на по-ниска цена удовлетворяват същите нужди.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано предложението на „Колмар България“ ЕООД.

7.3. По отношение на тезата, че цените на краткосрочните неинтегрирани услуги са значително по-високи от тези за дългосрочните и интегрираните продукти.

Чрез резервирането на дългосрочни продукти се гарантира по-висока сигурност за приходите на оператора, което пък и носи по-висок риск за резервиращия от непълноценното му използване. Това обуславя и по-ниската му цена. Това е нормална търговска практика, която се прилага не само от операторите на газохранилища, като дори е част от европейската регулаторна рамка в областта на регулирането на операторите на газопреносни системи.

„Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че предложените коефициенти за определяне на краткосрочните капацитетни продукти са допустими като са съобразени с практиката в областта.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано предложението на „Колмар България“ ЕООД.

7.4. По отношение на предложението цените за достъп и съхранение на природен газ да се прилагат от началото на следващата газова година - 1.04.2021 г.

Комисията приема за обосновано предложението новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г., съгласно аргументите, изложени в т. 3.1

8. Становище с вх. № Е-04-41-5 от 05.08.2020 г. от Сдружение Българска газова асоциация (БГА)

Сдружението предлага да се изиска от „Булгартрансгаз“ ЕАД, актуализиране на проекта на Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, като се проведат нова публична консултация по тях, заедно с пазарен тест за установяване на интереса към предложените нови продукти за съхранение. Да бъде върнато заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на предложените цени за съхранение, като се изиска от дружеството, да мотивира разпределението на необходимите годишни приходи в цените на отделните продукти и на компонентите в рамките на интегрираните продукти, съобразно планираните продажби на продуктите през регулаторния период. БГА предлага да се поиска от министерството на енергетиката актуален План за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент 1938/2017, както и информация за неговата евентуална предстояща актуализация и публичното му оповестяване съобразно изискванията на Регламента. Общественото обсъждане на новите цени за съхранение да бъдат съобразени с действията по оповестяване на Плана от Министерството на енергетиката. БАПГ предлага новите цени за съхранение да влязат в сила от 01.04.2021 г.

8.1. По отношение на твърдението, че липсата на актуализиран публикуван План за действие при извънредни ситуации на интернет страниците на Министерството на енергетиката и на „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да отложи общественото обсъждане на

необходимите годишни приходи след неговото обновяване съобразно разпоредбите на Регламент № 1938/2017 г.

Публикуваният на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД План за действие при извънредни ситуации е актуален към момента като позоваванията на него са меродавни. Единственият елемент от плана свързан с предложението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение е размера на наложените задължения към обществото на „Булгартрансгаз“ ЕАД за осигуряване и съхранение на количества природен газ в размер на 115 млн. м³ за осигуряване сигурността на снабдяването с природен газ. Тези задължения са изрично вменени на „Булгартрансгаз“ ЕАД и със Заповед на Министъра на енергетиката № ЕРД-16-148 от 16.04.2018 г. във връзка със заповед на Министъра на икономиката и енергетиката № РД-16-675 от 21.05.2014 г., които представляват валидни административни актове извън плана за действие при извънредни ситуации.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано искането на БГА.

8.2. По отношение на тезата, че не е определен регулаторния период на определяне и на действие на цените, както се изисква в чл. 3 на Указанията за образуване на цените за достъп и съхранение на природен газ, обнародвани в ДВ бр. 2 от 09.01.2015 г.

От публикувания на страницата на КЕВР доклад относно заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение е видно, че при метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост на капитала“ какъвто се прилага по отношение на цените за достъп и съхранение на природен газ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година, (чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦПГ). Регулаторният период няма зададен краен срок. Нов регулаторен период започва по решение на комисията или по заявление на оператора на съоръжение за съхранение на природен газ при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за неоснователно искането на БГА.

8.3. По отношение на изразеното мнение за липса на дефиниция на ценообразуваните капацитетни продукти за достъп до газохранилището.

Предложените за ценообразуване капацитетни продукти за достъп до газохранилището са надлежно дефинирани както по отношение на времетраене и размер, така и по условия за резервиране и ползване в публикуваните на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД, проекти за Правила за ползване на ПГХ Чирен и Договор за съхранение на природен газ. Същите надлежно са дефинирани и в приложените към заявлението за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение обосновки и модел за ценообразуване. Предложените цени са изчислени при близо 98% реализация на търговските обеми за съхранение, което ги прави минимални по отношение на предложените за утвърждаване необходими приходи покривани от търговско съхранение на природен газ.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано твърдението на БГА.

8.4. По отношение на мнението, че „Булгартрансгаз“ ЕАД преди да подаде заявление за промяна на цените за съхранение, следва официално да утвърди и публикува Правила за ползване на подземно газово хранилище „Чирен“, като съобрази началото на тяхното действие с утвърждаването на цените за дефинираните в тях продукти.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е публикувал на своята интернет страницата проекти за Правила за ползване на ПГХ Чирен и Договор за съхранение на природен газ като е провел обществено обсъждане въз основа на тях. Въз основа на проведеното обществено обсъждане не се налагат значителни промени които да променят дефинирания начин на прилагане на обявените капацитетни продукти и подхода на тяхното тарифиране. От тази гледна точка „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че липсата на окончателни документи на Правила за ползване на ПГХ Чирен и Договор за съхранение на природен газ не би повлияло на параметрите на подаденото заявление за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение. От друга страна, с удължаване на срока за

публикуване на окончателните документи се дава възможност за получаване на допълнителни предложения по отношение на тях които да бъдат анализирани и отразени в окончателните документи преди влизането на новата тарифна система в сила.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД заявените цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение са обявени на интернет страницата на дружеството при провеждането на общественото обсъждане на Правилата и Договора, така че заинтересованите ползватели са имали възможност да се запознаят, както с предлаганата тарифна структура, така и с конкретните заявени стойности на цените.

Предвид гореизложените аргументи Комисията приема за необосновано искането на БГА.

8.5. По отношение на тезата, че не е ясно как са разпределени необходимите годишни приходи по видове съставни части на продуктите, а именно между съхранението, нагнетяването и добива в рамките на един интегриран продукт, като мнението на ползвателя е, че цената за капацитета за нагнетяване и за добив са значително завишени. Следствие на това се определя цената на неинтегрираните продукти, като се прилагат коефициенти по отношение на съставните части на интегрираните продукти, което води до значително завишаване на цените на неинтегрираните продукти за нагнетяване и добив.

Заявените цени за достъп и съхранение на природен газ са формирани в съответствие с Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение (обн. ДВ, бр. 2 от 9 януари 2015 г.) при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ въз основа на утвърдения цифров модел за определяне на цените за достъп и съхранение на природен газ, представляващ приложение към Указанията и публикуван на интернет страницата на КЕВР. Съответните документи определят и начина на формиране на цените, както за интегрирани капацитетни продукти, така и за неинтегрирани такива. Не е коректно и становището, че прилагането на коефициенти за краткосрочни продукти води до завишаване на приходите на оператора поради факта че тежестта на тези коефициенти в съответствие с чл. 66 т. 4 от Указанията пряко се отразява в референтната цена за годишен капацитет. В уравнението по този член са включени както физическите търговски капацитети за нагнетяване, съхранение и добива така и прекъсваемите виртуални капацитети за добив и нагнетяване.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано твърдението на БГА.

8.6. По отношение на забележката, че неинтегриран продукт за съхранение има единствено и само за месечен продукт, като същевременно има цени за дневни продукти за нагнетяване и добив и предложението, че задължително следва да се предвидят както подневни неинтегрирани продукти за съхранение, така също неинтегрирани шестмесечни и годишни продукти за съхранение.

Изборът на капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, представени в заявлението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ е базиран на физическите характеристики на ПГХ „Чирен“. Техническите характеристики на газохранилището позволяват само опростен цикъл на съхранение с летен период на нагнетяване и зимен период на добив, което определя и основната му функция за сезонно регулиране на неравномерността на потреблението на природен газ в страната. Във връзка с това е разработено предложеното портфолио от капацитетни продукти, като основно се разчита на резервирането на годишни интегрирани капацитетни продукти. Останалите капацитетни продукти са представени с цел допълване на вече разпределени интегрирани капацитетни продукти с цел постигане на възможност за допълнителна гъвкавост за ползвателите на газохранилището при управлението на капацитети. От тази гледна точка, по-кратък период на предлаганите капацитетни продукти за съхранение на природен газ би усложнил управлението на резервираните капацитети за съхранение, като би увеличил значително риска от възникване на колизии при невъзможност за освобождаване от нагнетен газ на резервиран капацитет за съхранение при изтичане периода на резервация, което би довело до невъзможност за предоставяне на съответния капацитет след изтичане на периода. Необосновано е и съществуването на неинтегрирани

продукти за съхранение с продължителност 6 месеца или една година поради факта, че се предлагат интегрирани такива които са на по-ниска цена и удовлетворяват същите нужди.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано искането на БГА.

8.7. По отношение на липсата на дългосрочен продукт за съхранение на природен газ за повече от година.

Неинтегрирани продукти с продължителност по-голяма от една година са необосновани във връзка с характера и решима на работа на газохранилището. ПГХ Чирен се характеризира с годишен цикъл на работа, който се състои от нагнетяване на определени количества, съхранението им и добив в рамките на една газова година за съхранение.

Предвид изложените аргументи Комисията приема за необосновано искането на БГА.

8.8. По отношение на некоректното представяне на мерните единици в проекта на решението в т. 2, 3 и 4.

Мерните единици за отразени коректно като периода е определен чрез вида на предлагания капацитетен продукт (дневен, месечен, шестмесечен, годишен).

Предвид горното, Комисията приема за необосновано твърдението на БГА.

8.9. По отношение на влизането в сила на новите цени за съхранение от началото на предстоящата година за съхранение - 01.04.2021 г.

Комисията приема за обосновано предложението новата тарифна структура на цените за достъп и съхранение в съоръжение за съхранение да влезе в сила от 15.04.2021 г., съгласно аргументите, изложени в т. 3.1.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“, както и на лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран оператор на газопреносна система, обединяваща в единна система национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ и газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ, както и подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурността на доставките на природен газ.

Към заявлението дружеството е представило: препис-извлечение от Протокол УС № 428 от 10.03.2020 г. от присъствено заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, видно от което, по т. 8.1. е взето решение за приемане на проект на заявление за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и препис-извлечение от Протокол НС № 10 от 16.03.2020 г. от проведено присъствено заседание на Надзорния съвет, по т. 1.1., от което видно е, че Надзорния съвет на дружеството е утвърдил заявление за цени за достъп и съхранение в съоръженията за съхранение.

Заявителят е представил разпечатка от интернет страницата на дружеството, на която е публикувано предложението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

С Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. Комисията е утвърдила цена за съхранение на природен газ в размер на 2,49 лв./1000 м³/месец, без ДДС.

Тарифната структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се предлага от оператора съгласно чл. 53 от Указанията. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило портфолио от шестмесечни и годишни твърди интегрирани капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, както и отделни твърди месечни капацитетни продукти за съхранение, добив и нагнетяване и отделни твърди „предварителен дневен“, и „ден напред“ капацитетни продукти за добив и нагнетяване. В допълнение са предложени месечни продукти и продукти „ден напред“ за виртуален добив/нагнетяване и прекъсваем капацитетен продукт „ден напред“ за добив и нагнетяване. В съответствие с Указанията, определянето на цените за достъп на краткосрочни продукти е извършено в зависимост от годишните референтни цени (цените за твърд годишен капацитет) съответно за нагнетяване, добив и съхранение.

I. Регулаторен период

При метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост на капитала“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година, съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦПГ и чл. 3 от Указанията.

II. Ценообразуващи елементи

1. Необходими годишни приходи

Съгласно чл. 4 от Указанията, цените за достъп и съхранение в съоръженията за съхранение на природен газ се образуват въз основа на утвърдените от Комисията необходими годишни приходи (НГП) в съответствие с чл. 9 от Наредбата и утвърдените параметри за съхранение за съответния период. ПГХ „Чирен“ е единственото на територията на Р България газохранилище и то покрива нуждите на различните участници на пазара от временно съхранение на природен газ. Основните направления във връзка с ценообразуването, които газохранилището обслужва, са:

- съхранение на резерв от природен газ с цел осигуряване на сигурността на снабдяването;
- съхранение на природен газ за покриване на технологични нужди на комбинирания оператор;
- съхранение на природен газ за нуждите на оперативното балансиране;
- търговско съхранение на природен газ. в т. ч. съхранение на природен газ за изглаждане на сезонната неравномерност в потреблението, съгласно Плана за действие при извънредни ситуации (Плана).

Разпределяне на необходимите приходи по обслужвани направления, съгласно чл. 18 и чл. 20 от Указанията са представени в Таблица № 1.

Необходими годишни приходи

Таблица № 1

№	Описание	Единица мярка	Стойност
1.	Общо годишни приходи в т.ч.:	хил. лв.	26 018
2.	Необходими годишни приходи за съхранение на резерв от природен газ с цел осигуряване на сигурността на снабдяването	хил. лв.	4843
3.	Необходими годишни приходи за съхранение за покриване на технологичните нужди на оператора и за оперативното балансиране	хил. лв.	1916
4.	Необходими годишни приходи покривани от търговско съхранение, в т.ч. за изглаждане на сезонната неравномерност	хил.лв.	19 259

В съответствие с Указанията, общите необходими приходи са разделени по направления пропорционално на дела на използваните капацитети за съхранение на природен газ за отделните направления в общия капацитет за съхранение на ПГХ „Чирен“. При определянето на НГП за осигуряване на сигурността на снабдяването не е взет дял от променливите разходи, тъй като съответните количества природен газ по Плана са статични в подземния колектор на газохранилището до възникване на извънредна ситуация. Прогнозните стойности на годишните капацитети за съхранение по направления са, както следва:

- за съхранение на резерв от природен газ, необходим за осигуряване сигурността на снабдяване – 1 216 700 MWh (115 млн. м³), определени съгласно чл. 2.1.16. от Плана;
- за съхранение на природен газ за технологични нужди на комбинирания оператор и за нуждите на оперативното балансиране – 428 490 MWh (40,5 млн. м³). Стойността е в съответствие с прогнозната стойност на заетия капацитет на ПГХ „Чирен“ с газ за технологични нужди и за нуждите на оперативното балансиране на комбинирания оператор;
- за търговско съхранение на природен газ – 4 173 810 MWh (394,5 млн. м³), представляващи оставащия свободен капацитет на ПГХ „Чирен“, след отделяне на капацитетите за съхранение на резерв от природен газ за осигуряване на сигурността на снабдяването и за съхранение на природен газ за нуждите на оперативното балансиране.

Цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение се образуват въз основа на необходимите годишни приходи за търговско съхранение на природен газ.

1.1. Годишни разходи

Операторът на съоръжение за съхранение на природен газ е представил подробна информация за годишните разходи, обосновка и доказателства за връзката им с изпълнението

на условията по лицензията, съгласно изискванията на чл. 10 от НРЦПГ, както и за отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията.

Разходите, пряко свързани с дейността по съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, включват условно-постоянни оперативни разходи (УПОР), променливи разходи и годишни разходи за амортизация. УПОР включват прогнозните оперативни разходи, необходими за извършване на дейността по съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, които не са в пряка зависимост от прогнозните количества нагнетен/добит/съхранен природен газ.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им. Общият размер на разходите за 2020 г. е в размер на 17 383 хил. лв., от които 7687 хил. лв. УПОР, променливи разходи в размер на 2857 хил. лв. и разходи за амортизации в размер на 6840 хил. лв.

1.1.1. Условно-постоянни оперативни разходи, представляват 44% от общия размер разходи, предвидени от дружеството за дейността през 2020 г., планирани в размер на 7687 хил. лв., като разпределението им по икономически елементи е следното:

Разходи за материали, в размер на 677 хил. лв., представляват 8,8% от УПОР, в т.ч.:

- *горива за автотранспорт*, прогнозирани в зависимост от предвиденото разрастване на дейността по съхранение на природен газ, в размер на 275 хил. лв., с относителен дял 3,6% от УПОР;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани в зависимост от броя на персонала. Прогнозните стойности са определени съобразно планираното оборудване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасни условия на труд. Размерът им е 27 хил. лв. с относителен дял 0,4% от УПОР;

- *канцеларски материали*, прогнозирани като е отчетено разрастването на дейността по съхранение на природен газ. Дружеството е планирало 15 хил. лв., което представлява 0,2% от УПОР;

- *материали за текущо поддържане*, представляват материали за ремонти и текущо поддържане на съоръженията за съхранение на природен газ. Прогнозирани са в зависимост от разрастването на дейността съхранение на природен газ, в размер на 359 хил. лв. или 4,7% от УПОР;

Разходи за външни услуги, в размер на 1439 хил. лв. или 19% от УПОР, съдържащи следните разходи за:

- *застраховки*, включват разходи по имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица. Прогнозирани на база отчетни данни за базисната година, както и на прогнозното изменение на отчетната стойност на дълготрайни материални активи (ДМА), обслужващи дейността. Размерът им е 418 хил. лв. или 5,4% от УПОР;

- *лицензионна такса*, включва разходи за лицензионна такса по лицензията за съхранение на природен газ, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката. Планираният им размер за е 5 хил. лв. или 0,1% от УПОР;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани в размер на 12 хил. лв. или 0,2% от УПОР;

- *абонаментно поддържане и аварийна готовност*, включват разходите за сервизно обслужване на съоръженията за съхранение на природен газ във връзка с предвиденото разрастване на дейността по съхранение на природен газ – 165 хил. лв. или 2,1% от УПОР;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на съоръженията за съхранение на природен газ и са прогнозирани в зависимост от планираното разрастване на дейността по съхранение на природен газ. Планирани са като 3,6% от УПОР в размер на 275 хил. лв.;

- *проверка на уреди*, включват разходи за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността, на база плана за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване, в размер на 2435 лв. или 0,03% от УПОР;

- *експертни и одиторски разходи*, включват разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност и разходи по граждански договори, прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и са в размер на 165 хил. лв. или 2,1% от УПОР;

- *вода, отопление и ел. енергия*, прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и очакваното разрастване на дейността в размер на 396 хил. лв. или 5,2% от УПОР;

Разходи за ремонт, включват разходи за текущи ремонти по съоръженията за съхранение на природен газ, неформиращи стойност на ДМА. Прогнозирани са на база отчетените стойности за 2019 г. и инвестиционната програма на дружеството в размер на 5499 лв. или 0,1% от УПОР.

Разходи за заплати и възнаграждения, включват разходите за заплати на пряко заетия персонал в дейността по съхранение на природен газ и дял от разходите за заплати на общия персонал, обслужващ трите лицензионни дейности, извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Планирани са на база на прогнозния брой персонал, зает в дейността съхранение на природен газ, в размер на (...) хил. лв. или (...) % от УПОР.

Разходи за социално осигуряване, включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съгласно ЗОДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. Планирани на база на прогнозния брой персонал, зает в дейността съхранение на природен газ, в размер на (...) хил. лв. или (...) % от УПОР.

Социални разходи, включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, работно облекло и други), съгласно Колективния трудов договор, сключен на 20.12.2019 г. Планирани са на база на прогнозния брой персонал, зает в дейността съхранение на природен газ, в размер на (...) хил. лв. или (...) % от УПОР.

Други разходи, с общ размер 148 хил. лв. или 1,9% от УПОР, в т.ч.:

- *служебни карти и осигурен транспорт*, включват разходи за служебни карти и осигурен транспорт на персонала до обектите по месторабота. Планирани са на база отчетни стойности за 2019 г. и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по съхранение на природен газ, в размер около 12 хил. лв. или 0,2% от УПОР;

- *охрана на труда*, включват разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда. Планирани са на база прогнозния брой на персонала, зает в дейността по съхранение на природен газ, в размер около 15 хил. лв. или 0,2% от УПОР;

- *разходи за маркетинг и реклама*, включват разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания. Прогнозирани са въз основа на отчетни данни и увеличението на количествата нагнетен, съхранен и добит природен газ, в размер около 5 хил. лв. или 0,1% от УПОР;

- *разходи за командировки и разходи обучение на персонала*, прогнозирани на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по съхранение на природен газ – съответно 55 хил. лв. или 0,7% от УПОР и 5 хил. лв. или 0,1% от УПОР;

- *местни данъци и такси*, прогнозирани въз основа на отчетни данни за 2019 г. и нарастването на отчетната стойност на активите, заети в извършването на дейността по съхранение на природен газ – 56 хил. лв. или 0,7% от УПОР;

1.1.2. Разходи, пряко зависещи от количеството нагнетен, съхранен и добит природен газ (ПР), с общ размер 2857 хил. лв. или 16,4% от общите планирани от дружеството разходи за дейността, в т.ч.:

- *технологични разходи*, представляват остойностени технологични разходи на природен газ – количества природен газ за технологични нужди (технологичен газ за подгриване на газа, изпускания при ремонти, аварии и други). Планирани са в зависимост от прогнозните количества нагнетен, съхранен и добит природен газ, в размер около 9 хил. лв. или 0,3% от ПР.

- *разходи за горивен газ за компресорните агрегати*, представляват разходи за природен газ, използван за работата на компресорните агрегати на газохранилището. Предвидени са в зависимост от прогнозните нагнетени, съхранени и добити количества природен газ, в размер на 2667 хил. лв., което представлява 93,4% от ПР.

- *разходи за акциз върху горивния и технологичен газ*, включват дължимия акциз за използвания горивен газ за компресорните агрегати, обслужващи дейността и технологичен газ, използван за стопански нужди. Планирани на база на прогнозните

количества необходим природен газ за компресорните агрегати, използван природен газ за стопански нужди и действащите ставки на акциза, съгласно митническото законодателство, в размер на 181 хил. лв. или 6,3% от ПР.

Технологичните разходи и разходите за горивен газ за прогнозната година са остойностени по цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайни снабдителни и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, без включени такси за достъп и пренос през газопреносните мрежи, към датата на изготвяне на бизнес плана на дружеството.

1.1.3. Разходи за амортизации, определени на база линеен метод на амортизация, съгласно т. 62 от МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения”, както и според амортизационния срок на активите, в размер на 6840 хил. лв. или 39% от общите планирани разходи на дружеството за дейността за 2020 г.

Въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за прогнозния размер на разходите по икономически елементи е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионната дейност и може да се направи извода, че са икономически обосновани.

1.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 35 от Указанията, регулаторната база на активите (РБА) е базата за определяне на възвръщаемостта на капитала за дейността съхранение на природен газ, осъществявана от оператора на съоръжения за съхранение. РБА включва активи, придобити възмездно и пряко свързани с дейността по съхранението на природен газ. Признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, е признатата от Комисията отчетна стойност на дълготрайните активи, пряко свързани с дейността съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, към края на базисната година. В тази връзка, изчислената от „Булгартрансгаз” ЕАД РБА към края на базисната 2019 г. възлиза на 173 325 хил. лв.

С цел образуване на цени за капацитетни продукти за нагнетяване/съхранение/добив, постоянните годишни необходими приходи, алокирани към търговското съхранение на природен газ се разпределят за изплащане по видове услуги за предоставяне на капацитет (услуги за предоставяне на капацитет за съхранение, услуги за предоставяне на капацитет за добив и услуги за предоставяне на капацитет за нагнетяване).

Съгласно чл. 66, т. 2 от Указанията, разпределението се извършва въз основа на дела на активите, алокирани към съответната услуга в общите активи, обслужващи дейността по съхранение на природен газ. „Булгартрансгаз” ЕАД е извършило разпределение към търговско съхранение на природен газ на постоянните годишни необходими приходи, използвайки коефициенти на разпределение, получени на база на дела на отчетните стойности на активите, алокирани към съответната услуга в общата отчетна стойност на активите, обслужващи дейността по съхранение на природен газ. За целта, активите за дейността са разпределени по видове предоставяни услуги – нагнетяване/съхранение/добив, като общите активи са разделени на функционални групи и за всяка група поотделно е определено процентното ѝ участие в извършване на съответните услуги. Коефициентите за разпределение на годишните необходими приходи по видове услуги за предоставяне на капацитет се получават като частно на сумираните произведения по групи активи на процентните участия в извършването на услугата и отчетната стойност на активите в групата и общата отчетна стойност на активите заети в дейността съхранение на природен газ.

Използваното разпределение на отчетните стойности на отделните групи активи: газопроводи – линейна част, съоръжения, сондажи, кабелни мрежи, компютърна и комуникационна техника, сгради и конструкции, земи, дълготрайни нематериални активи, други ДМА, по видове услуги е следното: съхранение – 30%, нагнетяване – 35% и добив – 35%. Компресорното оборудване е разпределено 100% на нагнетяването, а амортизируемия буферен газ – 100% на съхранението.

Съгласно чл. 37 от Указанията, заявителят не е включил в признатата стойност на дълготрайните активи, свързани с дейността: разходи за придобиване на активи под формата на незавършено строителство; активи, отчетени по силата на договор за финансов лизинг, ако не са свързани пряко с лицензионната дейност; активи, които не са свързани с лицензионната дейност (в т.ч. почивни станции, други социални обекти) и/или са отдадени под наем,

изведени от експлоатация и др.; стойност на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в т.ч. и на преоценени активи.

Прогнозираният оборотен капитал за 2020 г. е определен от дружеството като 1/8 от годишните оперативни парични разходи за дейността и е в размер на 1318 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 42 от Указанията.

В изпълнение на чл. 62 и чл. 63 от Указанията, операторът на съоръжение за съхранение на природен газ е разпределил остатъка от необходимите приходи за търговско съхранение на природен газ по капацитивни компоненти въз основа на съотношението на активите, използвани за извършването на отделните дейности по съхранение, нагнетяване и добив, и общите активи на съоръжението за съхранение. Дружеството е представило и обосновка за начина на алокиране на активите на съоръжението за съхранение по дейности (съхранение, нагнетяване и добив) със заявлението за утвърждаване на цени.

1.3. Норма на възвръщаемост на капитала

В съответствие с чл. 43 и чл. 44 от Указанията нормата на възвръщаемост на капитала (НВ) е равна на прогнозната среднопотеглена цена на капитала (СПЦК). СПЦК е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала, която се определя като норма преди данъчно облагане съгласно чл. 13, ал. 2 от НРЦПГ.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

При изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД е използван общият безлостов коефициент β (Power) в сектор енергетика за страните от Европа в размер на 0,57 по данни от сайта на Aswath Damodaran. За целите на определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определен лостов коефициент β в размер на 0,71, който отразява капиталовата структура на дружеството от 78,41% собствен капитал и 21,59% привлечен капитал.

Общата пазарна рискова премия за Република България е 7,08%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,20%) и премията за специфичния за държавата риск (1,88%) по данни от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 0,3342%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период 01.03.2019 г. – 29.02.2020 г.

¹<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²<http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

При прилагане на горепосочените параметри за 2020 г., нормата на възвръщаемост на собствения капитал е изчислена в размер на 5,36% при използване на 78,41% собствен капитал и 21,59% привлечен капитал, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала на дружеството е в размер на 4,73% преди данъчно облагане, като получените стойности съвпадат с предложените от дружеството.

Предвид гореизложеното е целесъобразно да бъде приета предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 4,73%, при използване на 78,41% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,36% и 21,59% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от (...) %.

2. Капацитети и количества природен газ

Съгласно чл. 56 и чл. 57 от Указанията, операторът прави прогноза за реализацията на предлаганите от него продукти по предоставяне на капацитет за съхранение на природен газ за регулаторния период в зависимост от наличните капацитети, данни от предходни периоди и заявки за съхранение на природен газ. Със заявлението за утвърждаване на цени операторът е внесъл прогнозни данни за обемите реализирани услуги по предоставяне на капацитет, както и прогнозните количества природен газ за добив/нагнетяване и съхранение.

Капацитетите за нагнетяване, съхранение и добив на природен газ, както и прогнозни количества, за 2020 г. са представени в Таблица № 2.

Прогнозни капацитети за нагнетяване, съхранение и добив

Таблица № 2

Описание	Единица мярка	2020 г.
Обеми съхранение		
Общ обем за съхранение	MWh	5 819 000
Обем за съхранение във връзка със задължения към обществото	MWh	1 216 700
Обем за съхранение за нуждите на оператора за друга дейност	MWh	428 490
Търговски обем за съхранение	MWh	4 173 810
Капацитет нагнетяване		
Технически капацитет нагнетяване	MWh/ден	31 860,18
Капацитет нагнетяване за нуждите на оператора	MWh/ден	2346,07
Твърд търговски капацитет нагнетяване	MWh/ден	29 514,12
Капацитет добив		
Технически капацитет добив	MWh/ден	38 948,67
Капацитет добив за нуждите на оператора	MWh/ден	2868,04
Твърд търговски капацитет добив	MWh/ден	36 080,63
Прогнозни количества за нагнетяване, добиване и съхранение	MWh	4 445 897
Приведен капацитет за търговско съхранение		
Съхранение	MWh	4 409 951
Нагнетяване	MWh/ден	42 649
Добив	MWh/ден	55 722

3. Коефициенти за определяне на цена за достъп на природен газ при краткосрочни продукти. Коефициент за определяне на цена за достъп на природен газ при виртуален добив/нагнетяване и за прекъсваеми капацитетни продукти.

В съответствие с чл. 66, т. 6 от Указанията, определянето на цените за достъп на краткосрочни продукти се извършва в зависимост от годишните референтни цени (цените за твърд годишен капацитет) за нагнетяване/съхранение и добив. Съответно през газовата година цените за достъп на дневните, месечните и шестмесечни капацитетни продукти са производни на цената за твърд годишен продукт и съотношението на произведението от приложимия коефициент и средната им продължителност (в дни), разделено на продължителността на съответните периоди на нагнетяване, съхранение и добив, при годишен продукт.

Продължителността на отделните периоди е:

- за интегриран годишен продукт – 337 дни;
- за нагнетяване при годишен продукт – 169 дни;
- за добив при годишен продукт – 168 дни.

Поради специфичния за ПГХ „Чирен” опростен цикъл на съхранение с два основни периода - период на нагнетяване през летния сезон и период на добив през зимния сезон, се предвижда предлагане предимно на интегрирани годишни и шестмесечни капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, и предлагане на отделни продукти за

съхранение на месечна база и за нагнетяване и добив на месечна и дневна база. Продуктите за виртуален добив/нагнетяване се предвижда да бъдат предлагани на месечна и дневна база. Прекъсваемите продукти за нагнетяване и добив се предвижда да бъдат предлагани като продукти „ден напред“.

С оглед ефективното използване на газохранилището за определяне на цените на краткосрочни капацитетни продукти дружеството предлага използването на следните коефициенти:

- за шестмесечните интегрирани капацитетни продукти – 1,2;
- за месечни капацитетни продукти за съхранение и физическо нагнетяване и добив – 1,5;
- за прекъсваеми месечни капацитетни продукти за виртуален добив/нагнетяване – 1,2;
- за твърди капацитетни продукти „предварителен дневен продукт“ за физически добив и нагнетяване – 2,0;
- за твърди капацитетни продукти „ден напред“ за физически добив и нагнетяване – 2,5;
- за прекъсваеми капацитетни продукти „ден напред“ за виртуален добив и нагнетяване – 1,5;
- за прекъсваеми капацитетни продукти „ден напред“ за физически добив и нагнетяване – 2,0.

При определяне на цената на прекъсваемите капацитетни продукти за физически добив и нагнетяване „ден напред“ е използван коефициент, отразяващ вероятността от прекъсване в размер на 0,8, който е в съответствие с чл. 67 от Указанията и се прилага към множителя на съответните твърди капацитетни продукти.

Коефициентите за определяне на цената за достъп и съхранение на природен газ за краткосрочни продукти, за виртуален добив/нагнетяване, както и за прекъсваеми капацитетни продукти са обосновани и изчислени съгласно чл. 66 от Указанията.

III. Цени и тарифна структура

В съответствие с чл. 53 от Указанията, тарифната структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се предлага от оператора.

Съгласно чл. 55 от Указанията, цената за услугите по предоставяне на достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение може да включва следните компоненти: ценова компонента за капацитет за нагнетяване, ценова компонента за капацитет за добив, ценова компонента за капацитет за съхранение, ценова компонента за реално нагнетени, съхранени и добити количества природен газ. Услугите по достъпа до съоръженията за съхранение могат да бъдат заплащани и посредством цена за интегриран продукт. При прилагане на интегрирани продукти (комбинация от капацитет за нагнетяване, капацитет за добив и капацитет за съхранение в един продукт, изразен в „стандартни единици на интегрирания продукт“) операторът образува цена за единица интегриран продукт в левове.

Дружеството е предложило капацитетите за нагнетяване, съхранение и добив в единица интегриран продукт на дългосрочна и краткосрочна база, съгласно чл. 65 от Указанията. С цел ефективното използване на наличните капацитети за нагнетяване, съхранение и добив на природен газ и поради опростения цикъл на съхранение, възможен за реализация в ПГХ „Чирен“, „Булгартрансгаз“ ЕАД в съответствие с европейската практика, ще предлага основно интегриран продукт за резервиране на годишен твърд капацитет, както и интегриран продукт за резервиране на краткосрочен (шестмесечен) капацитет, представляващи комбинация от капацитети за нагнетяване, съхранение и добив в определено съотношение.

При избора на съотношението на отделните капацитети в интегриран продукт дружеството се е съобразило със следното: оптимално използване на капацитетните възможности на хранилището; избор на достатъчно малки величини на отделните капацитети в единица интегриран продукт с цел да не се възпрепятства използване на услугите за съхранение на природен газ от нови участници на пазара на природен газ с по-малки потребни капацитети за съхранение; съобразяване с технологичните възможности на хранилището за минимален капацитет за добив и нагнетяване; практиките на операторите на съоръжения за съхранение на природен газ в ЕС за определяне на съотношение на отделните капацитети в единица интегриран продукт.

Съгласно нормативната уредба, цените за достъп и съхранение на природен газ следва да бъдат определяни в лева за енергийни единици MWh. Необходимостта от образуване на цени в енергийни единици се определя от потенциалната разлика в състава на приемания за съхранение от ползватели на входа на съоръженията за съхранение и предавания на изхода от съоръженията за съхранение природен газ. Измерването на количествата природен газ в енергийни единици дава възможност на ползвателите на изхода от съоръжението за съхранение да се предават количества природен газ с енергийна стойност равна на енергийната стойност на количествата природен газ, получени от тях на входа на съоръжението за съхранение. С оглед определяне на цени за достъп и съхранение на природен газ в енергийни единици „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало при изчисленията коефициент равен на средната отчетна за период от 12 месеца преди подаване на заявлението за утвърждаване на цени среднопретеглена горна граница на калоричността на природния газ на входовете на газопреносната система в размер на 10,58 kWh/m³.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило тарифна структура и цени за услугите по предоставяне на достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение, както следва:

1. Цена за нагнетени, съхранени и добити количества природен газ – 0,60 лв./MWh.

2. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд годишен продукт:

- 2.1. Ценова компонента за капацитет за съхранение – 2,43 лв./MWh;
- 2.2. Ценова компонента за капацитет за нагнетяване – 73,61 лв./MWh/ден;
- 2.3. Ценова компонента за капацитет за добив – 49,79 лв./MWh/ден;
- 2.4. Цена за интегриран капацитетен продукт – 16 047,96 лв./интегр. единица.

3. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд шестмесечен продукт:

- 3.1. Ценова компонента за капацитет за съхранение – 1,45 лв./MWh;
- 3.2. Ценова компонента за капацитет за нагнетяване – 43,91 лв./MWh/ден;
- 3.3. Ценова компонента за капацитет за добив – 29,69 лв./MWh/ден;
- 3.4. Цена за интегриран капацитетен продукт – 11 939,15 лв./интегр. единица.

4. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд месечен продукт:

- 4.1. Цена за капацитет за съхранение – 0,33 лв./MWh;
- 4.2. Цена за капацитет за нагнетяване – 19,86 лв./MWh/ден;
- 4.3. Цена за капацитет за добив – 13,51 лв./MWh/ден.

5. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на месечен продукт за виртуален добив/виртуално нагнетяване:

- 5.1. Цена за капацитет за виртуално нагнетяване – 15,89 лв./MWh/ден;
- 5.2. Цена за капацитет за виртуален добив – 10,81 лв./MWh/ден;

6. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд „предварителен дневен продукт“:

- 6.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;
- 6.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

7. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд продукт „ден напред“:

- 7.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 1,09 лв./MWh/ден;
- 7.2. Цена за капацитет за добив – 0,74 лв./MWh/ден.

8. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на виртуален капацитет „ден напред“:

- 8.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,65 лв./MWh/ден;
- 8.2. Цена за капацитет за добив – 0,44 лв./MWh/ден.

9. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на прекъсваем капацитет „ден напред“:

- 9.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;
- 9.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

Дружеството е предложило следните единици за предоставяне на капацитет в рамките на интегриран продукт:

1. За интегриран годишен продукт:

- капацитет за съхранение 5000 MWh;
- капацитет за нагнетяване 31,11 MWh/ден;
- капацитет за добив 32,69 MWh/ден;

2. За интегриран шестмесечен продукт:

- капацитет за съхранение 5000 MWh;
- капацитет за нагнетяване 62,85 MWh/ден;
- капацитет за добив 65,49 MWh/ден.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение в съответствие с изискванията на НРЦПГ и Указанията. Аргументите на заявителя относно прогнозния размер на разходите, формиращи необходимите годишни приходи, са основателни предвид представените обосновки и отчетните данни за базисната година. Предложената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена въз основа на актуални данни и в съответствие на НРЦПГ и Указанията, като цели осигуряване възможност на оператора да извършва задълженията си по дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“.

Цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение са образувани въз основа на необходимите приходи за търговско съхранение на природен газ и са изчислени в съответствие с нормативната уредба.

Предлагането на различни капацитетни продукти за съхранение от „Булгартрансгаз“ ЕАД ще даде възможност на ползвателите да прецизират и оптимизират своето портфолио.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 14 и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 4, чл. 11, чл. 22 и чл. 36, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД, считано от 15.04.2021 г.:

I. Цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение, както следва:

1. Цена за нагнетени, съхранени и добити количества природен газ – 0,60 лв./MWh.

2. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при годишен интегриран капацитетен продукт – 16 047,96 лв./интегр. единица, при компонента за капацитет за съхранение – 2,43 лв./MWh, компонента за капацитет за нагнетяване – 73,61 лв./MWh/ден и компонента за капацитет за добив – 49,79 лв./MWh/ден.

3. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при шестмесечен интегриран капацитетен продукт – 11 939,15 лв./интегр. единица, при компонента за капацитет за съхранение – 1,45 лв./MWh, компонента за капацитет за нагнетяване – 43,91 лв./MWh/ден и компонента за капацитет за добив – 29,69 лв./MWh/ден.

4. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд месечен продукт, както следва:

4.1. Цена за капацитет за съхранение – 0,33 лв./MWh;

4.2. Цена за капацитет за нагнетяване – 19,86 лв./MWh/ден;

4.3. Цена за капацитет за добив – 13,51 лв./MWh/ден.

5. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на месечен продукт за виртуален добив/виртуално нагнетяване, както следва:

5.1. Цена за капацитет за виртуално нагнетяване – 15,89 лв./MWh/ден;

5.2. Цена за капацитет за виртуален добив – 10,81 лв./MWh/ден.

6. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд „предварителен дневен продукт“, както следва:

6.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;

6.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

7. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд продукт „ден напред“, както следва:

7.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 1,09 лв./MWh/ден;

7.2. Цена за капацитет за добив – 0,74 лв./MWh/ден.

8. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на виртуален капацитет „ден напред“, както следва:

8.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,65 лв./MWh/ден;

8.2. Цена за капацитет за добив – 0,44 лв./MWh/ден.

9. Цени за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на прекъсваем капацитет „ден напред“, както следва:

9.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;

9.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

II. Ценообразуващи елементи на цените по т. I:

1. Необходими годишни приходи от търговско съхранение на природен газ – 19 259 хил. лв. При необходими годишни приходи общо за дейността съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение – 26 018 хил. лв., необходими годишни приходи, покриващи разходи, възникващи от наложени задължения към обществото – 4 843 хил. лв.; необходими годишни приходи за покриване от съхранение за нуждите на оператора – 1 916 хил. лв.;

2. Регулаторна база на активите – 173 325 хил. лв.;

3. Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 4,73%;

4. Обем на съоръжението за търговско съхранение – 4 173 810 MWh. При общ обем на съоръжението за съхранение – 5 819 000 MWh; обем на съоръжението за съхранение във връзка със задължения към обществото – 1 216 700 MWh; обем на съоръжението за съхранение за нуждите на оператора – 428 490 MWh.

III. Единици за предоставяне на капацитет в рамките на интегриран продукт, както следва:

1. За интегриран годишен продукт:

1.1. капацитет за съхранение 5000 MWh;

1.2. капацитет за нагнетяване 31,11 MWh/ден;

1.3. капацитет за добив 32,69 MWh/ден;

2. За интегриран шестмесечен продукт:

2.1. капацитет за съхранение 5000 MWh;

2.2. капацитет за нагнетяване 62,85 MWh/ден;

2.3. капацитет за добив 65,49 MWh/ден.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София-град в 14 (четиринадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА