



РЕШЕНИЕ

№ Д-1

от 21.12.2018 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 21.12.2018 г., като разгледа заявление с вх. № Е-15-45-48 от 26.10.2018 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на документация за провеждане на ангажираща фаза 3 от процедурата Open season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“, и събраните данни от проведеното на 19.12.2018 г. заседание, установи следното:

Административното производство е образувано въз основа на постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-48 от 26.10.2018 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на документация за провеждане на ангажираща фаза от процедурата Open season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“. Дружеството предлага да му бъдат одобрени: Документация за провеждане на ангажиращата Фаза 3 от процедурата Open Season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД, включваща Обвързващи правила за провеждане на Фаза 3, Договор за резервиране на капацитет и Методика за образуване на цените за резервиране на капацитет; Фактор на разпределение на необходимите приходи/допълнителния капацитет (F-factor) в размер на 0,9; Норма на възвращаемост на капитала, валидна при провеждане на процедурата в размер на 8,86%; Цени за резервиране на капацитет при 15-годишен период на резервация съгласно предлагания в процедурата първоначално обявен капацитет на входни/изходни точки на проекта (без ДДС), а именно: цена на входна точка 322,44 лв./MWh/д/г. и цена на изходна точка 542,97 лв./MWh/д/г.; Условие за успешно провеждане на икономическия тест при 15 годишен период на резервация: „общата настояща стойност на обвързващите ангажименти на кандидатите във фаза 3 на процедурата е равна на 2 676 718 хил. лв.

Със Заповед № 3-Е-176 от 30.11.2018 г. на председателя на КЕВР, с оглед липсата на решение по член 2, параграф 1, изр. второ от Регламент (ЕС) 2017/459 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределяне на капацитет в газопреносни системи и за отмяна на Регламент (ЕС) № 984/2013, е поставена задача, въз основа на Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове по неговото прилагане, да бъде изготвен анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в подаденото заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД относно провеждане на ангажираща фаза 3 от процедурата Open season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“. Със същата заповед е отменена Заповед № 3-Е-160 от 07.11.2018 г.

С писмо с изх. № Е-15-45-48 от 28.11.2018 г. КЕВР е изисквала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи анализ на отражението на проекта върху: пазара на природен газ в България и региона; цените за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД; междусистемната газова връзка България - Румъния и предвидените за изграждане други инфраструктурни проекти (междусистемна газова връзка България - Сърбия, междусистемна газова връзка Турция - България и междусистемна газова връзка Гърция - България). Тази информация е предоставена от дружеството с писмо с вх. № Е-15-

45-48#6 от 04.12.2018 г. С писмо с изх. № Е-15-45-48 от 29.11.2018 г. КЕВР е изискала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи обосновка за формирането на условно-постоянните годишни оперативни разходи и на F-factor. Исканата информация е предоставена от дружеството с писмо с вх. № Е-15-45-48 от 04.12.2018 г. С писмо с изх. № Е-15-45-48 от 12.12.2018 г. КЕВР е изискала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да отстрани несъответствия в Обвързващите правила за провеждане на Фаза 3 и в Методиката за образуване на цените за резервиране на капацитет, което е направено от дружеството с писмо с вх. № Е-15-45-48 от 12.12.2018 г. Със същото писмо „Булгартрансгаз“ ЕАД е направило искане в допълнение към подаденото заявление и предвид предложените промени в чл. 17 от Методиката КЕВР да одобри необходими годишни приходи от реализацията на добавен капацитет, разпределян във фаза 1 на икономическия тест на процедурата в размер на 329 331 хил. лв., както и норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, валидна при провеждане на отделните фази на икономическия тест на процедурата, в размер на 8,86%. С писмо с вх. № Е-15-45-48 от 13.12.2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило в КЕВР проекти на Обвързващи правила за провеждане на Фаза 3, Договор за резервиране на капацитет и Методика за образуване на цените за резервиране на капацитет с променени дати, съобразени с актуализирания график.

С писмо с изх. № Е-15-45-48 от 27.11.2018 г. КЕВР е изискала становището на министъра на енергетиката предвид правомощието му по чл. 4, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) да провежда енергийната политика на страната и измененията и допълненията на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г., приети с Решение № 847 на Министерския съвет на Република България от 22 ноември 2018 г. Становището на министъра на енергетиката е представено с писмо с вх. № Е-15-45-48#5 от 04.12.2018 г.

Резултатите от извършения анализ на заявлението и приложенията към него са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-1096 от 12.12.2018 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 244 от 13.12.2018 г., т. 1 и публикуван на интернет страницата на Комисията. На 19.12.2018 г. е проведено заседание за обсъждане на представената от „Булгартрансгаз“ ЕАД документация, на което са присъствали представители на заявителя, на „Булгаргаз“ ЕАД и на ООО „Газпром Експорт“, както и министърът на енергетиката. В предоставения от КЕВР срок са постъпили писмени становища от ООО „Газпром Експорт“ с вх. № Е-12-00-333 от 19.12.2018 г., „Булгаргаз“ ЕАД с вх. № Е-15-20-51 от 19.12.2018 г. и „Булгартрансгаз“ ЕАД с вх. № Е-15-45-48 от 19.12.2018 г. и вх. № Е-15-20-51 от 20.12.2018 г. В своето становище министърът на енергетиката акцентира на приетата от Народното събрание на 30 ноември 2018 г. актуализация на Енергийната стратегия на България до 2020 г. Изменението на стратегията е свързано с реализацията на концепцията за изграждане на газоразпределителен център на територията на България. В тази връзка, според министъра на енергетиката, първо следва да бъде изградена липсващата инфраструктура - междусистемните връзки на България със съседните страни, както и да бъде реализиран проекта за разширение на газопреносната инфраструктура на територията на България, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, от турско-българската граница до българо-сръбската граница. Министърът на енергетиката посочва, че изграждането на тази липсваща инфраструктура ще бъде сериозна стъпка към усилията за гарантиране на стратегическото място на България на газовата карта на Европа, както и на сигурността на доставките за България и целия регион.

ООО „Газпром Експорт“ счита, че вътрешната норма на възвръщаемост на проекта е необосновано висока и води до завишени тарифи, като това намалява икономическата привлекателност на преносните услуги. Според ООО „Газпром Експорт“ са необходими действия за намаляване на тарифите с оглед повишаване на интереса към проекта. Дружеството счита също, че за участниците със солидни пазарни позиции „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да премахне изискването за предоставяне на финансови гаранции, тъй като това въвежда излишни бариери и води до ненужни разходи за тези компании. На следващо място, ООО „Газпром Експорт“ предлага в договора за резервиране на капацитет между „Булгартрансгаз“ ЕАД и успешните кандидати в процедурата Open season да бъде включена клауза за разрешаване на спорове по договора от световно призната арбитражна институция, като например Международната търговска камара, с възможно място на арбитража гр. София, България.

„Булгаргаз“ ЕАД счита, че предвидените цена на входна точка в размер на 322,44 лв./MWh/д/г., без ДДС и цена на изходна точка 542,97 лв./MWh/д/г., без ДДС, са по-високи от действащите цени на входни/изходни точки на газопреносната мрежа. В тази връзка с оглед повишаване интереса на пазарните участници от резервиране на капацитет, дружеството предлага намаляване на тези цени и на финансовите обезпечения, както и тяхното прилагане след въвеждане в експлоатация на изградената инфраструктура.

По отношение на изразените аргументи от „Булгаргаз“ ЕАД и от ООО „Газпром Экспорт“, „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че резервационните цени са определени по правилата на Методиката за образуване на цените за резервиране на капацитет - проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката) въз основа на необходимите приходи за извършване на услугите за предоставяне на достъп, свързани с добавения капацитет в рамките на процедурата. В тази връзка, дружеството заявява, че е извършило проучване на стойността на услугите, свързани с предоставянето на добавен капацитет, въз основа на което са определени ценообразуващите елементи на референтните цени на входната и на изходната точка на проекта, както и условието за успешно провеждане на икономическия тест. Операторът посочва, че с цел осигуряване на максимална сигурност и предвидимост на ценовите условия за бъдещите ползватели на мрежата, е избран подход на фиксирани цени за периода на резервация, какъвто е предвиден в чл. 25, пар. 1, буква „б“, т. ii от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ. В тази връзка стойността на приложимите в процедурата цени се определя въз основа на: подхода на фиксирани резервационни цени, стойностите на ценообразуващите елементи и предлаганите за резервация дългосрочни капацитети. Главно влияние върху цените има стойността на регулаторната база на активите, приложима към проекта, която основно се определя от необходимите инвестиции за изграждане на 495 км нови газопроводи, една газоизмервателна станция, две нови компресорни станции, както и съпътстващи съоръжения и инсталации, както и от стойността на съществуващите активи, част от газопреносната мрежа за транзитен пренос, включени в обхвата на проекта. Предвид това и с оглед продължителността на периода на резервация на капацитет, според дружеството не е правилно да се прави сравнение с действащите цени, образувани при други условия и въз основа на други ценообразуващи елементи, и които са приложими за друг период. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД при подхода на фиксирани цени не са позволени корекции извън предвидената индексация на определените първоначално цени, както и компенсации към ползвателите на мрежата и към преносния оператор за надвзет/недовзет приход, възникнал в следствие на промяна на ценообразуващи елементи и/или условията на извършения пренос през периода на резервация на капацитет. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че от тази гледна точка компенсиране на резервиралите дългосрочен капацитет ползватели, в случай, че през дадена година през част или през цялата инфраструктура е извършен допълнителен пренос и по този начин получената норма на възвръщаемост от проекта е по-голяма от първоначално определената, е неприложимо към подхода, използван за ценообразуване на добавения капацитет, разпределян в процедурата. Дружеството посочва също, че по отношение на възможността при провеждане на отделните фази на икономическия тест част от първоначално предложения (в първа фаза на икономическия тест) капацитет на входната и/или изходната точка на проекта да не се резервира напълно, в Обвързващите правила на Процедурата е предвидено, при реализацията на тази част от капацитета в бъдеще успешните кандидати да бъдат компенсирани със стойността на получените приходи от реализацията му, разпределена пропорционално на резервираните капацитети.

По отношение на възраженията за нормата на възвръщаемост, „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че същата е равна на среднопретеглената цена на капитала, изчислена чрез цената на всеки отделен компонент от структурата на капитала на оператора, претеглен през неговия дял (чл. 11 от Методиката). В тази връзка дружеството посочва, че е извършило проучване и анализ на макроикономическите параметри, оказващи влияние за формирането на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, както и на пазарните нива на цената на привлечения капитал, приложима за проекти със сравнима продължителност. За оценка на цената на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е приложило „модел за оценка на

капиталовите активи“ (МОКА). Цената на собствения капитал е образувана чрез оценка на: безрискови вложения; риск, свързан с икономическите условия в страната; систематичен риск, свързан с особеностите на дейността в сектора. Дружеството посочва, че при оценката е взета предвид продължителността на периода на резервация на дългосрочен капацитет, която съществено влияе върху формирането на справедлива норма на възвръщаемост на собствения капитал, приложима за целия срок на проекта 2020 г. - 2034 г. (с възможност за продължение до края на 2039 г.), като във връзка с очакваната волатилност на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция за периода на проекта, при определянето на този параметър са взети предвид историческите му стойности за период от 5 години, предхождащ внасянето на заявлението.

„Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че отпадането на изискването за предоставяне на финансови обезпечения към договора за резервиране на капацитет или изместване на момента на тяхното предоставяне в началото на експлоатация на проекта би подложило на съществен риск предвидения инвестиционен процес. Дружеството посочва, че отпадането на изискваната гаранция към договора за резервиране на капацитет за участници, предоставили сертификат за кредитен рейтинг, би довело до несигурност при вземането на решение от „Булгартрансгаз“ ЕАД за извършване на необходимите инвестиции за осъществяване на проекта. Кредитният рейтинг към момента на провеждане на процедурата не може да гарантира изпълнението на задълженията по договора за периода на резервация на дългосрочен капацитет. Също така, отпадането на това изискване ще доведе до неравнопоставеност в третирането на пазарните участници.

По отношение на предложението за възможност за разрешаване на спорове между страните по договора чрез арбитраж, „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че избраният подход за разрешаване на споровете от компетентния български съд е в съответствие с подхода, който се прилага спрямо всички ползватели на газопреносната мрежа, предвиден в хармонизирания договор за достъп и пренос.

Във връзка с горното КЕВР приема, че приложимата по отношение на проекта норма на възвръщаемост на капитала е обоснована, тъй като отразява степента на риска, който „Булгартрансгаз“ ЕАД поема за реализиране на проекта предвид факта, че се касае за изграждане на нова инфраструктура, продължителен период за възвръщане на инвестицията, както и значителния размер на привлечения капитал. Следва да се има предвид, че предложената от дружеството норма на възвръщаемост на капитала е за целия срок на изплащане на проекта, но същевременно е възможно да настъпят изменения на параметрите, които формират тази норма. КЕВР счита, че такава норма на възвръщаемост на капитала е съизмерима с възвръщаемостта на подобни проекти за изграждане на нова газова инфраструктура в региона, като същевременно се отчита и обстоятелството, че за изпълнение на проекта не се предвижда безвъзмездно финансиране.

По отношение на резервационните цени КЕВР счита, че отразяват необходимите годишни приходи за реализацията на проекта.

Във връзка с клаузите от договора за резервиране на капацитет, изискващи представяне на финансова гаранция и разрешаване на споровете от компетентния български съд, КЕВР счита, че същите са необходими за обезпечаване на изпълнението на договорните задължения на участниците и осигуряват възможност за защита на правата и законните интереси и на двете страни по договора.

„Булгартрансгаз“ ЕАД отправя искане КЕВР да вземе предвид следното:

Необходимо е уточнение, че Обвързващите правила предвиждат две възможности за компенсиране на променливите разходи, които успешните кандидати могат да избират - чрез предоставяне на газ в натура или чрез плащане на цена за пренос. Също така, според дружеството следва да се уточни, че в Обвързващите правила условието на икономическия тест е настоящата стойност на обвързващите ангажименти на кандидатите да е равна на настоящата стойност на утвърдените необходими приходи на оператора. „Булгартрансгаз“ ЕАД счита за важно да се поясни, че утвърдените необходими приходи на дружеството са свързани с добавения капацитет, разпределян в процедурата. Дружеството посочва също, че съгласно чл. 13 от Методиката за образуване на цените за резервиране на капацитет - проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД, заявените необходими годишни приходи - 329 331 хил. лв., се отнасят за необходимите годишни

приходи, изплащани чрез реализацията на добавен капацитет, разпределян в рамките на процедурата, като същите са резултат от прилагането на f-фактор към необходимите годишни приходи, алокирани към възникващия добавен капацитет. „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че Договорът за резервиране на капацитет е неразделна част от внесената за одобрение документация и следва да се одобри от КЕВР.

С цел по-голяма яснота, дружеството предлага в представените за одобрение от КЕВР Обвързващи правила частта от изречението на стр.10, втори параграф, а именно: „.....които капацитети първоначално не са били продадени по време на Процедурата,“ да бъде заменена с израза „....., които капацитети първоначално са били обявени, но не са били продадени по време на Процедурата,“, съответно същата промяна да бъде отразена и в Обвързващите правила на английски език - частта от изречението на стр. 8, втори параграф, а именно: „..... not initially sold,“ Да бъде заменена с израза „....., initially announced but not sold,“.

Горните уточнения от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД КЕВР приема за обосновани.

Въз основа на представените документи и информация е установено следното:

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в периода 21 юли 2017 г.- 21 август 2017 г. е провело пазарно проучване за търсенето на добавен (нов) газопреносен капацитет Open Season, Фаза 1 (необвързващи прогнози за търсенето на добавен капацитет към/от съседните пазарни зони) на проекти за развитие и разширение на газопреносната инфраструктура, за да прецени необходимостта от развитие и разширение на българската газопреносна инфраструктура към съседни пазарни зони. Дружеството е оповестило на всички заинтересовани лица, че стартира Фаза 1, като е публикувало на интернет страницата си съобщение, документация и формуляр за участие. Дружеството твърди, че въз основа на получените заявки са определени на прединвестиционно ниво потенциалните нови проекти, както и новите съществуващи трансгранични точки, за които има търсене на добавен капацитет и техните прогнозни добавени капацитети в основната посока на потока. Получени са заявки от три ползвателя. В тази връзка Управителният съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е одобрил извършването на обобщени предварителни (прединвестиционни) проучвания за разширяване на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница и е идентифициран нов потенциален проект за разширяване на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница, с помощта на който могат да бъдат удовлетворени заявките.

Потенциалната нова инфраструктура, която е предвидена при окончателно инвестиционно решение е, както следва:

- от българо-турската граница до компресорна станция (КС) „Странджа“ – нов газопровод с дължина 11 км и работно налягане 7,5 МРа, като до съществуващата КС „Странджа“ ще се изгражда газоизмервателна станция (ГИС) „Странджа“ за търговско измерване;

- от КС „Нова Провадия“ до границата с Република Сърбия – нов газопровод с дължина 484 км и работно налягане 7,5 МРа (ново изграждане);

- две нови компресорни станции – КС „Нова Провадия“ в близост до съществуващата КС „Провадия“ и КС „Расово“, разположена на около 400 км от КС „Провадия“ (ново изграждане).

За реализиране на физическия поток се предвижда използване и на съществуваща към момента инфраструктура - от КС „Странджа“ до КС „Нова Провадия“ - с дължина 155 км и работно налягане 5,4 МРа, работеща в реверсивен режим. В района на КС „Лозенец“ се предвижда връзка с ГИС „Лозенец“.

„Булгартрансгаз“ ЕАД през периода 27 март 2018 г. - 27 април 2018 г. е провело Фаза 2 от процедурата Open Season (необвързващи оферти за добавен капацитет), в която са постъпили пет заявки. Дружеството е оповестило на всички заинтересовани лица, че стартира Фаза 2, като е публикувало съобщение, документация и формуляр за участие на интернет страницата си. Резултатите от тази фаза са публикувани на 9 август 2018 г. на интернет страницата на дружеството. Според оператора на газопреносната мрежа (ОПС) получените заявки потвърждават необходимостта от реализиране на новата инфраструктура.

Получените заявки в рамките на Фаза 1 и Фаза 2, както и прединвестиционните и технически проучвания, извършени в сътрудничество със съседните на „Булгартрансгаз“ ЕАД ОПС идентифицират потенциални проекти, налагащи разширяване на съществуващата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и обосноваващи необходимостта от провеждане на обвързваща процедура за разпределение на капацитет, включително икономически тест и вземане на окончателно инвестиционно решение.

Операторът посочва, че предстои провеждането на ангажиращата Фаза 3 от процедурата Open Season, като при положителен икономически тест ще бъдат сключени договори за резервиране на капацитет с потенциалните кандидати, както и ще бъде взето окончателно инвестиционно решение за реализация на проекта. Предвидената за изграждане нова газова инфраструктура включва две точки на свързване със съседни газопреносни системи - IP Странджа 2/Малкочлар (от Република Турция към Република България) и IP Кирево/Зайчар (от Република България към Република Сърбия), т.е. точки на свързване с държави, които не са членки на Европейския съюз (ЕС). На 16.11.2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е публикувало на интернет страницата си с цел по-добра предварителна информираност на заинтересованите лица документацията за провеждане на ангажираща фаза от процедурата Open season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“, която включва Обвързващи правила, Договор за резервиране на капацитет и Методика за образуване на цените за резервиране на капацитет.

С Решение № 847 на Министерския съвет на Република България от 22 ноември 2018 г. е изменена и допълнена Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. с оглед очакваната значителна промяна в маршрутите на доставка на природен газ през територията на страната, потенциално намаляване на транзитираните през страната количества и предстоящото изграждане в региона на ключови инфраструктурни проекти за развитие на Южния газов коридор. Измененията и допълненията на енергийната стратегия са приети с решение от 30 ноември 2018 г. на 44-тото Народно събрание на Република България. Създаден е нов Раздел VII „Обезпечаване сигурността на доставките, осигуряване на ликвиден и конкурентен пазар на природен газ и развитие на газопреносната инфраструктура“, който включва концепция за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на България, основана на идеята от различни входни точки на газопреносната система да постъпват значителни количества природен газ от различни източници, с цел търгуването им на хъба, както и за по-нататъшно транспортиране. Създаването на газовия хъб цели чрез изграждане на необходимата газопреносна инфраструктура да се свържат пазарите на природен газ на страните-членки в региона, както и на договарящите се страни от Енергийната общност, с цел постигане на основните приоритети на Европейската енергийна политика. Реализацията на тази концепция ще допринесе за достигане на стратегически цели, включително: запазване ролята на България на газовата карта на Европа, както и на основна държава, осигуряваща входни количества и търговия на природен газ и трансграничен пренос за региона и ЕС.

В стратегията е залегнало задължение за „Булгартрансгаз“ ЕАД в срок до края на 2018 г. да предприеме всички необходими действия, при спазване на приложимото българско и общностно законодателство за реализация на проекта за разширение на газопреносната инфраструктура на дружеството от българо-турската до българо-сръбската граница, в това число по реда на Закона за обществените поръчки да бъдат стартирани обществени поръчки с цел изграждане до края на 2019 г. на допълнителна линейна газопреносна инфраструктура на територията на Република България за обект „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния (магистрален) газопровод до българо-сръбска граница“. В същия срок „Булгартрансгаз“ ЕАД да предприеме необходимите действия за реструктуриране на действащия дългосрочен договор с ООО „Газпром экспорт“, в съответствие с което ООО „Газпром экспорт“ да освободи резервираните капацитет от входна точка Негру вода до изходна точка Малкочлар, считано от пускане в експлоатация на проекта за допълнителен капацитет на границата България/Турция и България/Сърбия, само и единствено в случай, че този допълнителен капацитет бъде дългосрочно резервиран (15/20 г.) в рамките на прозрачна процедура и заплащан от ООО „Газпром экспорт“, при сключване на нов договор за пренос.

Механизмите за разпределяне на капацитет в газопреносни системи за съществуващ и за добавен капацитет са установени в Регламент (ЕС) 2017/459 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределяне на капацитет в газопреносни системи и за отмяна на Регламент (ЕС) № 984/2013 (Регламент (ЕС) 2017/459). Процедурата по Глава V „Процедура за добавен капацитет“ от регламента изисква съвместни действия от операторите на преносни системи (например провеждане на технически проучвания за проекти за добавен капацитет, с цел проектиране на проекта за добавен капацитет и съгласувани нива на предлагане; провеждане на съвместна обществена консултация по предложението за проект и други) и съгласувано одобряване от съответните национални регулаторни органи на предложението за проект за добавен капацитет и решения по това предложение.

Според член 2, пар. 1 на Регламент (ЕС) 2017/459, същият се прилага за точките на междусистемно свързване. Той може да се прилага и за входните и изходните точки от или към трети държави в зависимост от решението на съответния национален регулаторен орган. Към настоящия момент КЕВР не е приела решение за прилагане на Регламент (ЕС) 2017/459 за входните и изходните точки от или към трети държави.

Регламент (ЕС) 2017/459 има по-широк обхват от този на отменения Регламент (ЕС) № 984/2013, основно по отношение на правилата за предлагането на добавен капацитет, и изяснява някои разпоредби, свързани с определянето и предлагането на гарантиран и прекъсваем капацитет и с подобряването на съгласуваността на договорните условия на съответните оператори на преносни системи във връзка с предлагането на групиран капацитет. В тази връзка следва да се отчете, че член 2, пар. 3 от Регламент (ЕС) № 984/2013 разрешава да не се прилагат разпоредбите относно методиката на разпределение на капацитет, търгове, предлагането на групиран капацитет чрез платформа за резервиране, предоставяне на прекъсваеми услуги и тарифи, по отношение на новия технически капацитет в случай, че същият се разпределя чрез открити процедури за разпределение на нов технически капацитет, като „открит сезон“. Процедурата „открит сезон“ е начин за събиране на информация относно потенциалния интерес към проект за нова инфраструктура, който позволява на инвеститорите да вземат обосновано решение дали, как, в какъв обем и кога да реализират проекта. Тази процедура следва да даде необходимите гаранции, включително пред регулаторния орган, че капацитетът ще бъде предлаган при спазване на недискриминационни и прозрачни правила, които да не възпрепятстват навлизането на нови участници на пазара, да не създават бариери за навлизане на пазара и да улесняват инвестирането в нова инфраструктура.

С оглед разпоредбата на член 2, пар. 1 на Регламент (ЕС) 2017/459 с писмо с вх. № E-15-45-48#5 от 04.12.2018 г. министърът на енергетиката посочва, че по отношение на входни и изходни точки с трети държави този регламент се прилага по изключение и в зависимост от решение на съответния национален регулаторен орган. Счита, че прилагането на изискванията на този регламент на точки с трети страни би имало ползи за участниците на пазара, единствено ако гарантира и осигури ефективно уеднаквяване на пазарните и регулаторните условия на съседните пазари. Регламентът съдържа конкретни действия по отношение изграждането на нова инфраструктура и реализацията на добавен капацитет, които следва да бъдат предприети общо от съседните ОПС и съседните регулаторни органи. В тази връзка, министърът на енергетиката посочва, че приемането на решение по член 2, пар. 1 от Регламент (ЕС) 2017/459 е предпоставено от постигне на предварителни договорености с НРО на третите страни (Турция, Македония и Сърбия) за осигуряване на необходимата регулаторна и пазарна рамка в тези държави, която да позволи прилагане на съгласуваните процедури по Регламента. Според министъра на енергетиката, приемането на решение на настоящия етап от процеса по добавен капацитет, ще доведе до несигурност и неяснота за неговата практическа приложимост по отношение на текущи процедури за капацитет. В заключение, министърът на енергетиката изразява пълна подкрепа за проекта „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница“, който е включен в изменената и допълнена Енергийна стратегия на Република България до 2020 г.

Регламент (ЕС) 2017/459 е приет от Европейската комисия при съобразяване с изискванията на Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета относно

условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005 (Регламент (ЕО) № 715/2009), който регламент от своя страна определя недискриминационни правила за условията на достъп до газопреносни системи за природен газ, при отчитане на специалните характеристики на националните и регионалните пазари, с оглед обезпечаване на правилното и нормално функциониране на вътрешния пазар на газ. В тази връзка регламентът изисква и операторите на газопреносни системи да гарантират, че предлагат достъп до мрежата на всички ползватели на недискриминационна основа. Този принцип е залегнал и в Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО. Предоставянето на равнопоставен достъп от ОПС на ползвателите до газопреносната мрежа се осигурява въз основа на недискриминационни и прозрачни правила и се гарантира от правомощието на регулаторния орган да контролира изпълнението на тези правила.

Предвид горното, съгласно чл. 21, ал. 1, т. 13 във връзка с чл. 172, ал. 1 от ЗЕ КЕВР определя правилата, по които ОПС е длъжен да предоставя ефективен достъп до газопреносната мрежа при условията на равнопоставеност. По силата на чл. 21, ал. 1, т. 40 и т. 41 от ЗЕ Комисията следи за оповестяването и справедливото разпределение на наличния капацитет на мрежите между всички ползватели, както и извършва контрол за развиването на електрическите и газовите мрежи в полза на всички участници, което ще гарантира достатъчен и разполагаем за всички капацитет. Според чл. 76, ал. 4, т. 2 и т. 12 от ЗЕ Комисията контролира изпълнението на задълженията за предоставяне на достъп до мрежата, правилното прилагане на условията за предоставяне на достъп, както и спазването на изискванията на Регламент (ЕО) № 715/2009.

Приетите от КЕВР Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ (Правилата, обн. ДВ, бр. 36 от 2013 г.) в раздел IV на глава първа уреждат принципите на механизмите за разпределение на капацитет. Съгласно чл. 11, ал. 2, т. 3 от тези правила, в случай на нова газова инфраструктура, предвиденият механизъм за разпределение на капацитет на всяка входна и изходна точка е открито запитване. Също така, според чл. 11, ал. 4 от Правилата механизмите за разпределение на капацитет трябва да са гъвкави и да могат да се изменят и приспособяват към променящите се пазарни условия, да не възпрепятстват навлизането на нови участници на пазара, нито да създават бариери за навлизане на пазара, както и да подават подходящи икономически сигнали за ефективно и оптимално използване на техническия капацитет и да улесняват инвестирането в нова инфраструктура. Същевременно, съгласно чл. 16, пар. 5 от Регламент (ЕО) № 715/2009 ОПС правят редовно оценка на пазарното търсене на нови инвестиции, а при планиране на нови инвестиции ОПС правят оценка на търсенето на пазара и вземат предвид сигурността на доставките.

„Булгартрансгаз“ ЕАД, въз основа на резултатите от проведените Фаза 1 и Фаза 2 от процедурата за проучване на пазара във връзка с необходимостта от добавен капацитет, е достигнало до извод, че е идентифицирано пазарно търсене на капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар и IP Кирево/Зайчар, което налага изграждане на нова инфраструктура, респективно необходимост от провеждане на обвързваща процедура за разпределение на капацитет. В тази връзка дружеството е представило Обвързващи правила за процедура Open Season, Фаза 3 за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“ (Обвързващи правила).

За разглежданата фаза от процедурата чрез Обвързващите правила се определят условията и реда за обвързващо разпределение на капацитет, принципите за провеждане на икономическия тест, принципите за разпределение на капацитет и др. Обвързващите правила предвиждат в рамките на Open Season процедурата да бъде използвано обвързващо разпределение на добавен капацитет от границата с Република Турция (физически вход) към границата с Република Сърбия (физически изход), във връзка с което ще бъде изградена нова газова инфраструктура. Прогнозните инвестиционните разходи на проекта възлизат на 2 767 115 441 лева (два милиарда седемстотин шестдесет и седем милиона сто и петнадесет хиляди четирисотин четиридесет и един лева), без ДДС. На база на заявките на потенциалните ползватели в не ангажиращите фази на процедурата Open Season, прогнозната калоричност на газа и техническите параметри на прединвестиционно ниво, се очаква да бъдат налични

технически капацитети във физическата посока на потока, както следва: на IP Странджа 2/Малкочлар - технически капацитет 567,43 (GWh/д)/г, съответно 54,6 (млн.м³/д)/г; на IP Кирево/Зайчар - технически капацитет 395,20 (GWh/д)/г, съответно 38,0 (млн.м³/д)/г. Обвързващите правила предвиждат 90% от техническия капацитет да се разпределя на дългосрочна база. В рамките на разглежданата фаза от процедурата ще се предлага единствено дългосрочен твърд капацитет в очакваната посока на физически пренос на посочените точки. Твърдите капацитети на краткосрочна база, дългосрочните и краткосрочни прекъсваеми капацитети и дългосрочните и краткосрочни капацитети за реверсивен търговски пренос (backhaul) за тези точки ще се разпределят от „Булгартрансгаз“ ЕАД при редовните аукциони на Платформата за резервиране на капацитет съгласно Регламент (ЕС) 2017/459 и аукционния календар, изготвен от ENTSOG.

Обвързващите правила предвиждат размер на предлагания капацитет, начална дата на неговата наличност и приложими референтни цени, както следва:

За IP Странджа 2/Малкочлар:

Брой на предлаганите газови години	15
Размер на Предлагания капацитет във Фаза 3 от процедурата Open Season	510 688 800 (kWh/д)/г
Първа наличност	1 януари 2020 г.
Посока на потока	от Р Турция към Р България
Минимален капацитет за резервиране - Единица	10 000 (kWh/д)/г
Референтна цена лв./(MWh/д)/г (без ДДС)

За IP Кирево/Зайчар:

Брой на предлаганите газови години	15
Размер на Предлагания капацитет във Фаза 3 от процедурата Open Season	113 970 000 (kWh/д)г от 01.01.2020 г. до 01.10.2021 г. 355 680 000 (kWh/д)/г - от 1.10.2021 г.
Първа наличност	1 януари 2020 г.
Посока на потока	от Р България към Р Сърбия
Минимален капацитет за резервиране - Единица	10 000 kWh/д/г
Референтна цена лв./(MWh/д)/г (без ДДС)

Посочената по-горе референтна цена се определя от „Булгартрансгаз“ ЕАД съгласно Методиката за образуване на цените за резервиране на капацитет (Методиката). Според Обвързващите правила Методиката следва да се публикува преди началото на Фаза 3 на процедурата Open season и не следва да се променя до края на процедурата и през целия срок на Договора за резервиране на капацитет. Според определението за „референтна цена“ на Обвързващите правила, това е индикативната първоначална цена за резервиране на капацитетите в съответната входна и/или изходна точка, приложима в процедурата Open season за всяка съответна фаза на икономическия тест. „Булгартрансгаз“ ЕАД има право да коригира референтната цена единствено при нови данни за инвестиционните разходи на проекта и/или съответните разходи за дългово финансиране спрямо предишни оценки на „Булгартрансгаз“ ЕАД, използвани при изчисляване на референтната цена. Това право може да бъде упражнено еднократно до 1 март 2019 г. В случай на такава промяна, тя се съобщава писмено на успешните кандидати до 1 март 2019 г., след което референтната цена – коригирана или некоригирана, е окончателната цена за целия срок на договора, като се индексира за всяка газова година след първата с коефициент на инфлация, обявен от Националния статистически институт на Република България. При осъществяване на действителен пренос на природен газ се компенсират и променливите разходи на ОПС за технологичен газ, действително направени от оператора. Компенсирането може да се извърши чрез парично плащане или чрез предоставяне на газ в натура. Цената за пренос се заплаща за действително пренесени количества и се начислява на всяка IP.

Обвързващите правила предвиждат прилагане на т.нар. F-factor, който според дефиницията на тези Правила означава делът от настоящата стойност на необходимите приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, свързани с добавения капацитет, който се покрива от общата настояща стойност на поетите от ползвателите на мрежата обвързващи задължения за договаряне на капацитет в рамките на процедурата. Размерът на F-factor е определен на 0,9 и е съобразен с изискването на Регламент (ЕС) 2017/459 минимум 10% от предлагания капацитет на точките на междусистемно свързване да се предлага на краткосрочна база. При избора на размера на F-factor дружеството е взело предвид: стойността на техническия капацитет, заделен за краткосрочни услуги; положителните вторични ефекти на проекта за добавен капацитет върху пазара на природен газ, или върху съответната преносна система; продължителността на поетите от ползвателите на мрежата обвързващи задължения за договаряне на капацитет в сравнение с икономическия живот на актива и до каква степен се очаква търсенето на капацитета, възникнал в следствие осъществяване на проекта за добавен капацитет да продължи след края на периода на предлагане. Избраният размер на този фактор 0,9 дава възможност 90% от необходимите приходи, алокирани към добавения капацитет, да се изплащат от разпределения чрез процедурата капацитет. По този начин финансовата тежест от осъществяването на проекта за разширение на газопреносната инфраструктура, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД от турско-българската до българо-сръбската граница ще бъде поета основно от успешните кандидати в процедурата, пропорционално на разпределеният им дял от капацитета на двете нови трансгранични точки.

Обвързващите правила предвиждат провеждане на икономически тест в три фази. Икономическият тест за 15 години за добавен капацитет е положителен, ако настоящата стойност на обвързващите ангажименти на кандидатите е равна на настоящата стойност на утвърдените необходими приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, свързани с добавения капацитет. Включена е формула за изчисление на общата настояща стойност на обвързващите ангажименти на кандидатите, която следва да е по-голяма от или равна на произведението от настоящата стойност на необходимите приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, свързани с добавения капацитет и F-factor. При изчисляване на тези стойности за дисконтов фактор се приема норма на възвръщаемост на капитала на дружеството, утвърдена от КЕВР.

След установяване на успешен икономически тест основните принципи за разпределение на капацитета са: капацитетите за всяка IP се разпределят отделно за всяка предлагана газова година; на кандидатите се разрешава да представят максимум по 1 (една) оферта в рамките на прозореца за подаване на оферти за газова година, т.е. не е разрешено да се подават алтернативни оферти от един кандидат за същата газова година. Офертите се оценяват, като заявеният капацитет от всеки кандидат се класира в низходящ ред, т.е. започвайки от най-големият заявен капацитет. Заявеният най-голям капацитет е с предимство пред по-малките. В случай на свръхрезервиране в някоя или във всички газова години се прилага следната методика за разпределение за всяка газова година:

- първо място се разпределя заявеният най-голям капацитет;
- останалият неразпределен капацитет се разпределя чрез взимане на втория, третия, четвъртия и т.н. по големина заявен капацитет, в зависимост от наличния капацитет след всяка стъпка на разпределение и при условие, че са спазени посочените условия от страна на кандидата;
- в случай, че заявените от различни кандидати капацитети са равни по количество за една и съща газова година, офертите се разпределят първо на кандидата, посочил по-дълъг период на резервиране, като ако и по този показател офертите са равни, заявките се редуцират пропорционално, като се взема предвид и минимално допустимото количество, ако е поставено като условие.

В допълнение към горното капацитетите на IP се определят и предоставят от ОПС независимо един от друг и съгласно сроковете и нивата, посочени в таблиците по-горе. Всеки кандидат има право да кандидатства и резервира само входен или само изходен капацитет, или комбинация от входен и изходен капацитет за указания период.

Обвързващите правила предвиждат кандидатът да се задължи с оферта си да представи подписан договор за резервиране на капацитет и финансово обезпечение, за да

гарантира изпълнението на договора под формата на депозит на парична сума, банкова гаранция или корпоративна гаранция.

Представената от „Булгартрансгаз“ ЕАД документация за провеждане на Фаза 3 е разработена при съобразяване с изискванията на чл. 30 от Регламент (ЕС) 2017/459, който урежда принципите при алтернативните механизми за разпределяне на капацитет. Този подход допринася за постигане на прозрачност и равнопоставеност при разпределянето на капацитет, въпреки, че по отношение на идентифицираните входни и изходни точки от и към трети държави - IP Странджа 2/Малкочлар и IP Кирево/Зайчар, регламентът не се прилага.

Според съображение 11 и 12 от Регламент (ЕС) 2017/459 всяко инвестиционно решение, което се взема след оценка на пазарното търсене на капацитет, следва да се подлага на проверка за икономическа целесъобразност за определяне на неговата икономическа жизнеспособност. Тази проверка за икономическа целесъобразност на свой ред следва да гарантира, че ползвателите на мрежата, търсещи капацитет, поемат съответните рискове, свързани с тяхното търсене, за да се избегне излагането на обхванатите клиенти на риск във връзка с тези инвестиции. В случай на големи и сложни проекти, засягащи няколко държави членки, ОПС следва да имат право да използват алтернативни механизми за разпределяне, които да осигуряват необходимата гъвкавост, за да се даде възможност за инвестиции, в случай че съществува реално търсене на пазара, но същевременно следва да бъдат съгласувани между различните държави. В случай че е позволено използването на алтернативен механизъм за разпределяне, трябва да бъде предотвратено блокиране на пазара чрез изискване за заделяне на по-висока квота на капацитет за обслужването на краткосрочни резервации.

По силата на чл. 30, пар. 1 от Регламент (ЕС) 2017/459 алтернативният механизъм за разпределяне обхваща период от най-много 15 години от началото на експлоатацията. Ако проверката за икономическа целесъобразност не приключи с положителен резултат въз основа на резервациите за 15-те години, националните регулаторни органи могат по изключение да удължат крайния срок с максимум 5 допълнителни години. По смисъла на чл. 30, пар. 4 от Регламент (ЕС) 2017/459 алтернативният механизъм за разпределяне следва да бъде одобрен от съответните национални регулаторни органи. Този механизъм трябва да бъде прозрачен и недискриминационен, но може да дава предимство на офертите за покупка за стандартен годишен продукт за капацитет, резервиращи капацитет за по-голяма продължителност или с по-голям размер. Според чл. 30, пар. 5 от Регламент (ЕС) 2017/459, ако бъде дадено предимство на офертите за покупка с по-голяма продължителност или с по-голям размер на капацитета, националните регулаторни органи могат да решат да заделят най-малко 10% и най-много 20% от техническия капацитет във всяка точка на междусистемно свързване.

Обвързващите правила предвиждат да се проведе икономически тест за добавен капацитет за 15 години, като в случай на отрицателен резултат от провеждането на фаза 1 на икономическия тест, на база подадените от регистрираните кандидати оферти „Булгартрансгаз“ ЕАД има правото да промени следните параметри: резервационна цена и/или размер на предлагания капацитет и/или срокът за резервация на капацитет. В случай на отрицателен резултат от провеждането на фаза 2 на икономическия тест, „Булгартрансгаз“ ЕАД има право да промени същите параметри, с оглед увеличаване на вероятността за успешен икономически тест, като провежда фаза 3. В случай, че фаза 3 на икономическия тест има отрицателен резултат, „Булгартрансгаз“ ЕАД прекратява фаза 3, за което уведомява кандидатите и освобождава предоставените финансови обезпечения, като си запазва правото да стартира нов тест след провеждане на допълнителни проучвания.

Срокът за резервиране на капацитет в двете фази - Фаза 2 и Фаза 3 може да бъде удължен до 20 години.

В случай на положителен резултат от икономическия тест, „Булгартрансгаз“ ЕАД изпраща одобрение на офертите под формата на подписан договор за резервиране на капацитет на успешните кандидати.

Методиката за разпределение за всяка газова година дава предимство на офертите за покупка за стандартен годишен продукт за капацитет, резервиращи капацитет с по-голям размер, което кореспондира с чл. 30, пар. 4 от Регламент (ЕС) 2017/459. „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разпределя 90% от техническия капацитет на дългосрочна база (дългосрочен твърд

капацитет в очакваната посока на физически пренос на посочените точки), т.е. ОПС е предвидил 10% от техническия капацитет на двете точки да бъде заделен за краткосрочни резервации. В тази връзка в Част II.5 от Обвързващите правила е посочено, че твърдите капацитети на краткосрочна база, дългосрочните и краткосрочни прекъсваеми капацитети и дългосрочните и краткосрочни капацитети за реверсивен търговски пренос (backhaul) за тези точки ще се разпределят при редовните аукциони на Платформата за резервиране на капацитет. При прилагане на алтернативен механизъм Регламент (ЕС) 2017/459 предвижда в чл. 30, пар. 5, че ако бъде дадено предимство на офертите за покупка с по-голяма продължителност или с по-голям размер на капацитета, националните регулаторни органи могат да решат да заделят най-малко 10% и най-много 20% от техническия капацитет във всяка точка на междусистемно свързан, когато прилагат чл. 8, пар. 8. Така заделеният капацитет се предлага в съответствие с чл. 8, пар. 7.

Във връзка с горното, КЕВР приема, че Обвързващите правила осигуряват възможност за открито, недискриминационно и прозрачно провеждане на Фаза 3 от процедурата Open Season с оглед развитие на мрежата и при съобразяване с принципите по националното законодателство и предвидения в европейското законодателство алтернативен механизъм за разпределяне на капацитет.

II. Методика за образуване на цените за резервиране на капацитет

С представената от „Булгартрансгаз“ ЕАД Методика за образуване на цените за резервиране на капацитет (Методиката) се определят условията, редът, основните изисквания и моделът за образуване на цените за резервиране на капацитет, валидни при провеждане на обвързващата Фаза 3 от процедурата Open season. Методиката определя и условието за успешен икономически тест, както и условията за актуализация на цените през годините от периода на резервация.

Съгласно Методиката, приложимите цени се определят въз основа на необходимите приходи за извършване на услугите по достъп, свързани с предоставянето на добавен капацитет в рамките на процедурата. Резервационните цени се определят за входната и изходна точка на проекта, като се отнасят за предоставянето от страна на оператора на твърд капацитетен продукт в рамките на една година. Тези цени се определят за правото на успешния кандидат в процедурата да използва разпределения капацитет на съответната входна и изходна точка при условия, определени в сключен с оператора договор. В срок до 1 март 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД има право да коригира първоначално определените резервационни цени въз основа на постъпили нови данни за инвестиционните разходи, пряко свързани с Проекта и/или за очакваната цена и размер на привлечените средства в сравнение с първоначалната оценка, на база на която цените са изчислени. Резервационните цени за всяка година от периода на резервация след първата се определят, като съответната цена за предходната година се индексира с инфлационен индекс, отразяващ изменението на разходите на преносния оператор съгласно договорите, сключени в рамките на обвързващата фаза 3. Съгласно определението, дадено в Договора за резервиране на капацитет „цена за резервиране“ означава за цената за достъп в размер на окончателната цена, която трябва да бъде заплатена от ползвателя на оператора съгласно условията на договора. Първоначално цената за резервиране е равна на референтната цена.

Необходимите приходи (НП), определени за покриване от реализацията на капацитет, предлаган в процедурата, се определят като дял от необходимите приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, свързани с възникващия добавен капацитет, получен при прилагането на F-factor, одобрен от националния регулаторен орган (чл. 5 от Методиката). НП, изплащани чрез цени за капацитет се разделят в съотношение 50%, изплащани от входната точка и 50%, изплащани от изходната точка на проекта.

Съгласно чл. 7 от Методиката, необходимите годишни приходи, алокирани към добавения капацитет, са изчислена за година сума от присъщите условно-постоянни експлоатационни разходи, амортизации и възвръщаемост, необходими за осъществяване на дейността по пренос на природен газ, свързана с възникващия добавен капацитет. Член 11 от Методиката предвижда нормата на възвръщаемост на капитала за обвързващата фаза на процедурата Open Season да е равна на среднопретеглената цена на капитала, изчислена чрез

цената на всеки отделен компонент от структурата на капитала на оператора, претеглен през неговия дял.

Съгласно чл. 14 от Методиката, резервационните цени за входна/изходна точка на проекта се определят като съотношение между необходимите годишни приходи, изплащани от реализацията на капацитет в рамките на процедурата на входна/изходна точка, определени като 50% от необходимите годишни приходи, изплащани чрез реализацията на добавен капацитет, разпределян в рамките на процедурата и приведените разпределяни капацитети на входна/изходна точка. Условието за успешно провеждане на икономическия тест се определя по формулата в чл. 16.

Според чл. 17 от Методиката, при провеждане на процедурата операторът извършва проучване за стойността на услугите свързани с предоставянето на добавен капацитет в процедурата. Посочената разпоредба предвижда по предложение на оператора КЕВР с решение да утвърди необходими годишни приходи от реализацията на добавен капацитет разпределян в рамките на фаза 1 на икономическия тест на процедурата и норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, валидна при провеждане на отделните фази на процедурата. Също така, за всяка фаза на икономическия тест, по правилата на Методиката и при съобразяване с решението на КЕВР, операторът: определя необходимите годишни приходи, изплащани при реализацията на добавен капацитет, разпределян в рамките на процедурата в съответствие с Методиката; в зависимост от предлаганите за реализация капацитети в съответната фаза и обявената продължителност на периода на предлагане определя резервационните цени за входната и изходна точка разглеждани в процедурата; определя условието за успешно провеждане на икономическия тест.

Предвид горното, Методиката предвижда КЕВР по предложение на ОПС да утвърди необходими годишни приходи от реализацията на добавен капацитет разпределян в рамките на фаза 1 на икономическия тест на процедурата и норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, валидна при провеждане на отделните фази на процедурата, а ОПС определя резервационните цени за входната и изходна точка за всяка фаза от икономическия тест на процедурата.

С Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година (Регламент (ЕС) 2017/460) се установява Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ, който определя правила относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ, включително правила относно прилагането на методиката за референтна цена, съответни изисквания за консултации и публикуване, както и изчисляването на минимални цени за стандартните продукти за капацитет. Съгласно чл. 2, пар. 1 от регламент се прилага за всички входни точки и всички изходни точки на газопреносните мрежи, с изключение на глави III, V, VI, член 28, член 31, параграфи 2 и 3 и глава IX, които се прилагат само за точките на междусистемно свързване. Глави III, V, VI, член 28 и глава IX се прилагат за входните точки от трети държави или изходните точки към трети държави, или и двете, ако националният регулаторен орган вземе решение да прилага в тези точки Регламент (ЕС) 2017/459. Следователно, предвид липсата на решение на КЕВР, в случая не намира приложение глава IX, чл. 33 относно тарифните принципи за добавения капацитет.

Според член 13 от Регламент (ЕО) № 715/2009, тарифите или методиките, използвани за тяхното изчисление, които операторите на преносни системи прилагат и които се одобряват от регулаторните органи съгласно член 41, параграф 6 от Директива 2009/73/ЕО, както и тарифите, публикувани съгласно член 32, параграф 1 от същата директива, са прозрачни, отчитат необходимостта от цялостност на системата и нейните подобрения и отразяват реално направени разходи. Освен това тарифите следва да са прозрачни, като същевременно включват подобаваща възвръщаемост на инвестициите, както и да се прилагат по недискриминационен начин. Тарифите за ползватели на мрежата са недискриминационни и се определят поотделно за всяка входяща или изходяща точка от преносната система. Механизмите за разпределение на разходите и методиката за определяне на тарифите по отношение на входящите и изходящите точки се одобряват от националните регулаторни органи.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 и чл. 30, ал. 1, т. 12 на ЗЕ, КЕВР има правомощие да регулира цените за достъп и пренос през газопреносни мрежи, освен в случаите, когато

Комисията по своя преценка одобрява методика за определяне на цена за достъп и пренос през преносна мрежа.

Въз основа на горното КЕВР приема, че Методиката е разработена с оглед спазване на принципите за определяне на цените по обективни и прозрачни критерии и прилагане на цените по недискриминационен начин за потенциалните ползватели на мрежата. С оглед отчитане развитието на мрежата, Методиката предвижда възвръщаемост, която според КЕВР е икономически обоснована. Същевременно, Методиката позволява на потенциалните ползватели да разбират видовете разходи и начина на определяне на резервационните цени и техните изменения.

III. Необходими годишни приходи при 15-годишен период за резервиране на капацитет.

Правилата за изчисляване на необходими годишни приходи (НГП) са предвидени в чл. 7 – 9 от Методиката. Според посочените разпоредби: НГП, алокирани към добавения капацитет, са изчислена сума за година от присъщите условно-постоянни експлоатационни разходи, амортизации и възвръщаемост, необходими за осъществяване на дейността по пренос на природен газ, свързана с възникващия добавен капацитет. Експлоатационните разходи се разделят в две основни групи: условно-постоянни експлоатационни разходи и променливи технологични разходи. В експлоатационните разходи не се включват разходи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ, финансови разходи и разходи, които имат случаен и/или извънреден характер. Разходите за амортизации за всяка година от периода на резервиране включват прогнозния размер на годишната амортизация на съществуващите и новите активи, придобити през съответната година, свързани с възникващия добавен капацитет. Те се определят чрез използването на линеен метод на амортизация на основата на обоснован икономически и технически полезен живот.

1. Разходи

Във връзка с провеждането на трета обвързваща фаза на процедурата Open Season, дружеството е извършило проучване за стойността на услугите, свързани с предоставянето на добавен капацитет, въз основа на което са определени прогнозните оперативни годишни разходи, които са разделени на условно-постоянни разходи и променливи технологични разходи. Прогнозните оперативни годишни разходи са формирани за 15-годишен период 2020–2034 г. В разходите не са включени разходи, свързани с извършване на дейности, различни от пренос на природен газ (разходи за балансиране на пазара на природен газ, разходи свързани с дейността по съхранение на природен газ, разходи свързани с нерегулирани дейности), като посочените разходи са свързани изцяло с предоставянето на услуги в рамките на разглеждания добавен капацитет. В състава на разходите не са включени: разходи за данък върху печалбата; разходи за бъдещи периоди; разходи за загуби от обезценка; текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 и чл. 39 от Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО); текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси; разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи; разходи за лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори; съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания; разходи за дарения и изплатени неизползвани отпуски от предходен период; разходи по чл. 204 на Закона за корпоративното подоходно облагане, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО.

Условно-постоянните годишни оперативни разходи (УПР) включват разходи за материали, разходи за външни услуги, разходи за заплати и възнаграждения, разходи за осигуровки, социални разходи, други разходи (данъци и такси; командировки; обучение на персонала), разходи за ремонт, разходи за акциз на горивния газ за компресорните станции. Условно-постоянните годишни оперативни разходи са определени по прогнозни стоп цени към началото на периода на разпределение на капацитет в провежданата процедура.

За определяне на прогнозния размер на условно-постоянните годишни оперативни разходи по години от периода на предлагане на добавен капацитет са разгледани отчетените за 2017 г. условно-постоянни годишни оперативни разходи за извършване на дейността по пренос на природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос (ГМТП). На тяхна база

и въз основа на дължината на експлоатираната ГМТП (930 км) и броя компресорни станции, обслужващи преноса по мрежата (6 бр.) са определени единични условно-постоянни оперативни разходи за един брой компресорна станция и един километър преносна мрежа. Така определените единични разходи са индексирани с прогнозен инфлационен индекс за периода за 2018 и 2019 г. Използваният инфлационен индекс е 2,6% на годишна база. Прогнозният инфлационен индекс е определен на база на отчетената средно годишна инфлация за периода януари-август 2018 г. УПР (без разходите за акциз върху горивния газ) са прогнозирани на база на отчетените за 2017 г. единични стойности на съответните разходи за обслужване на дейността по пренос на природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос, приведени към първата година от периода на резервиране (2020 г.), чрез индексация с прогнозен инфлационен индекс. За разглеждания период не е предвиден ръст на тези разходи извън приложения инфлационен индекс.

При формиране на размера на условно-постоянните годишни оперативни разходи по години от периода на предлагане те могат да се разделят на 2 периода:

- от 2019 до 2020 г., при който са изградени цялостно предвидените нови участъци на ГМТП, но не са влезли в експлоатация предвидените 2 нови компресорни станции;

- след 2020 г., при който са влезли в експлоатация двете нови компресорни станции.

Отделните оперативни годишни разходи са прогнозирани, както следва:

- *разходи за материали*, включват разходи за материали за текущо поддържане, канцеларски материали и горива за автотранспорт. Прогнозирани са на база на единични стойности на разходите (...) лв./компресорна станция и (...) лв./км преносен газопровод;

- *разходи за външни услуги*, включват разходи за застраховки, пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, аварийна готовност, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, наеми. Прогнозирани са на база на единични стойности на разходите от (...) лв./компресорна станция и (...) лв./км преносен газопровод;

- *разходи за заплати и възнаграждения*, включват разходите за заплати на персонала, зает с дейността по пренос на природен газ. Прогнозирани са на база на единични стойности на разходите (...) лв./компресорна станция и (...) лв./км преносен газопровод;

- *разходи за осигуровки*, включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съгласно Закона за облагане на доходите на физическите лица, Кодекса за социално осигуряване, Закон за бюджета на държавното обществено осигуряване и Кодекса на труда. Прогнозирани са на база на единични стойности на разходите от (...) лв./компресорна станция и (...) лв./км преносен газопровод;

- *социални разходи*, включват разходи според сключения Колективен трудов договор. Прогнозирани са на база на единични стойности на разходите от (...) лв./компресорна станция и (...) лв./км преносен газопровод;

- *други разходи*, включват разходи за данъци и такси, командировки и разходи за обучение на персонала. Прогнозирани са на база на единични стойности на разходите от (...) лв./компресорна станция и (...) лв./км преносен газопровод.

- *разходи за ремонти*, включват разходи за капиталови и текущи ремонти, като са прогнозирани в размер на (...) лв./км преносен газопровод.

- *разходи за акциз на горивния газ за компресорните станции*, включват платимия акциз за използвания горивен газ за компресорните станции, работещи на природен газ по преносната система. Прогнозирани са на база на прогнозните количества необходим горивен газ и действащите към момента на подаване на заявлението ставка на акциза за моторно гориво, съгласно митническото законодателство от 0,85 лв./GJ.

Променливите технологични разходи за целия разглеждан период са остойностени по пределна цена на продажба на природен газ на обществения доставчик към момента на подаване на заявлението (цена за IV тримесечие на 2018 г.) без да се отчитат разходи за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система.

- *разходи за горивен газ*, включват разходи за горивен газ за работата на компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ. Прогнозирани са в зависимост от прогнозното натоварване на необходимите за осъществяване на преноса на природен газ съществуващи компресорни станции както и на проектните две компресорни станции (КС Провадия и КС Расово).

- *разходи за технологични загуби* представляват остойностени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както и количества за технологични нужди (технологичен газ за подгряване на газа, изпускания на газ при ремонти и аварии и други). Прогнозирани са в размер на 0,1% от прогнозните пренесени количества природен газ.

Разходите за амортизация включват прогнозния размер на годишната амортизация на съществуващите и новите активи, придобити през съответната година, обслужващи дейностите по пренос на природен газ, включени в разглежданите участъци. Определят се чрез прилагане на линеен метод за амортизация, на основата на приетите амортизационни срокове на активите за регулаторни цели, съгласно Приложение 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Амортизационните срокове по видове активи са, както следва: газопроводи – 35 години, компресорно оборудване, съоръжения, кабелни мрежи – 15 години; компютърна и комуникационна техника – 5 години; сгради – 25 години, други ДМА – 5 години, буферен газ (лайнпек) амортизируем – 60 години и ДНМА – 7 години.

2. Норма на възвръщаемост на капитала

Съгласно чл. 11 от Методиката нормата на възвръщаемост на капитала за обвързващата фаза на процедурата Open Season е равна на среднопретеглената цена на капитала, изчислена чрез цената на всеки отделен компонент от структурата на капитала на оператора, претеглен през неговия дял.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е извършило проучване и анализ на макроикономическите параметри, които оказват влияние върху елементите, формиращи нормата на възвръщаемост на собствения капитал, както и на пазарните нива на цената на привлечения капитал, приложима за проекти със сравнима с разглеждания проект продължителност.

За оценка на цената на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало „Модел за оценка на капиталовите активи“ (МОКА). Цената на собствения капитал е образувана чрез оценка на следните параметри: безрискови вложения, риск, свързан с икономическите условия в страната и систематичен риск, свързан с особеностите на дейността в сектора. Според МОКА цената на собствения капитал следва да се разглежда като сбор на безрисковата норма на възвръщаемост, която се заплаща от всеки инвеститор, рисковата премия умножена по коефициента бета, определящ риска, свързан с особеностите на дейността в сектора, за който е направена оценката и от финансовите специфика на проекта. Безрисковата премия, като компонент от МОКА се прилага, за да бъде компенсирания дългосрочния риск в икономиката, присъщ на най-нискорисковия (или практически безрисков) икономически участник – държавата.

За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Република България. Според статистиката на Българска народна банка средната стойност на ДЛП бележи тенденция на намаление в периода 2012 г.–2018 г., като за 2012 г. той е в размер на 4,4972, за 2013 г. е 3,4721, за 2014 г. е 3,3468, за 2015 г. е 2,4906, за 2016 г. е 2,2701. За 2017 г. ДЛП бележи нива от 1,6018. За изчисление на цената на собствения капитал са заложени нива на ДЛП от 2,2632%, отразяващи статистиката на БНБ за 5-годишен период 01.10.2013 г.–30.09.2018 г. Разглежданият 5-годишен период е избран с оглед да се оцени очакваната средна стойност на ДЛП за дългосрочен период. Въпреки че към настоящия момент текущите нива на ДЛП са ниски, в бъдеще се очаква те да се изменят в посока повишение.

За изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало безлостов коефициент β (power) за сектор енергетика в размер на 0.76 за 2018 г. по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business. Безлостовият коефициент се измерва при 100% финансиране със собствен капитал. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент се преобразува в лостов. Към края на 2018 г. дружеството се финансира със 100% собствени средства, като към края на 15-годишния период на проекта (края на 2034 г.) се предвижда капиталова структура на дружеството да се измени вследствие на

предвидените привлечени средства за финансиране на проекта. Среднопретегленият относителен дял на собствения капитал за периода е в размер на 66,89%. При увеличаване на дела на привлечения капитал в общата капиталова структура на предприятието, систематичния риск се увеличава. „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда използването на привлечен капитал в общ размер на 2 330 000 хил. лв. и при лихвен процент 3,75%. Лостовият коефициент е изчислен от дружеството в размер на 1,099.

Общата пазарна рискова премия за Република България е 7,27%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,08%) и премията за специфичния за държавата риск (2,19%) по данни от месец януари 2018 г. от посочения по-горе сайт.

Действащата към момента корпоративна данъчна ставка е в размер на 10% съгласно ЗКПО. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане е изчислена от дружеството в размер на 10,25%.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала, валидна при провеждане на процедурата в размер на 8,86% преди данъчно облагане, при норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане в размер на 10,25%.

Предвид гореизложеното, предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД норма на възвръщаемост на капитала е изчислена по правилата на Методиката и е обоснована с оглед факта, че касае инфраструктура, която не е построена.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда източниците на финансиране на проекта да бъдат предоставени от банкови институции дългосрочни кредити, заделената печалба след отчисление на дивидента, дължим на „Български енергиен холдинг“ ЕАД и амортизационните отчисления.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда използването на прогнозен дългосрочен заем в общ размер от 2 330 000 хил. лв., необходим за осъществяване на проекта, при лихвен процент 3,75% и матуритет от 15 години. Прогнозирано е заемът да бъде усвоен на два транша в съответствие с инвестиционния план, всеки един от който с 6-месечен гратисен период по отношение на плащанията по главницата. Според дружеството прогнозна цена на привлечения капитал отговаря на пазарните нива към момента на подаване на заявлението на нивата на дългосрочните заеми в сектора. При оценяване на съответстващите пазарни нива трябва да се има в предвид характеристиките на проектните заеми матуритет от 15 години, както и високата стойност на дела на привлечения капитал в общата структура на финансиране на проекта. Нарастването на делът на привлечения капитал в структурата на финансиране води до нарастване на цената му. Условието за ползване на всеки кредит ще бъдат уточнени при сключване на конкретните договори за финансиране.

За проекта не е планирано безвъзмездно финансиране по грантови схеми. Източниците на финансиране на проекта са отразени в следващата таблица:

Източници на финансиране (хил. лв.)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Общо
Инвестиция	2 496 308	-	270 807	2 767 115
Собствени средства	496 308	-		496 308
Привлечени средства	2 000 000	-	270 807	2 270 807

Капиталовата структура на „Булгартрансгаз“ АД за периода на проекта се предвижда да се измени съществено вследствие на предвидения обем на привлечени средства за финансиране по проекта.

Прогнозната капиталова структура на дружеството е представена в следващата таблица:

Година	Собствен капитал хил. лв.	Привлечен капитал хил. лв.	Дял на собствения капитал %	Дял на привлечения капитал %
2020	1 399 534	1 866 667	42,85%	57,15%
2021	1 426 657	2 063 333	40,88%	59,12%
2022	1 525 323	1 908 000	44,43%	55,57%

2023	1 632 462	1 752 667	48,22%	51,78%
2024	1 748 190	1 597 333	52,25%	47,75%
2025	1 872 625	1 442 000	56,50%	43,50%
2026	2 005 886	1 286 667	60,92%	39,08%
2027	2 148 099	1 131 333	65,50%	34,50%
2028	2 299 556	976 000	70,20%	29,80%
2029	2 460 387	820 667	74,99%	25,01%
2030	2 630 727	665 333	79,81%	20,19%
2031	2 810 709	510 000	84,64%	15,36%
2032	3 000 474	354 667	89,43%	10,57%
2033	3 200 165	199 333	94,14%	5,86%
2034	3 410 095	44 000	98,73%	1,27%
Средно за периода			66,89%	33,11%

3. База на възвръщаемост

Съгласно чл. 10 от Методиката, базата на възвръщаемост е базата, върху която „Булгартрансгаз“ ЕАД получава възвръщаемост от вложения капитал. Базата за възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за периода на резервиране включва активи, свързани с допълнителния капацитет, които са придобити възмездно.

Необходимият оборотен капитал за съответната година от периода на предлагане, представлява необходимата капиталова сума, използвана в процеса на финансиране на годишната дейност по свързана с проекта. Необходимият оборотен капитал е определен като 1/8 от размера на годишните експлоатационни парични разходи, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

4. Необходими годишни приходи

Въз основа на горното по формулата по чл. 13 от Методиката са изчислени необходими годишни приходи, алокирани към добавения капацитет, разпределян в рамките на процедурата, в размер на 329 331 хил. лв.

5. Резервационни цени

Резервационните цени за входна/изходна точка на проекта се определят по чл. 14 от Методиката. В тази връзка дружеството е изчислило резервационна цена на входна точка в размер на 322,44 лв./MWh/д/г. и резервационна цена на изходна точка в размер на 542,97 лв./MWh/д/г. Тези цени според чл. 17 от Методиката не подлежат на утвърждаване от КЕВР.

IV. По отношение на представения Договор за резервиране на капацитет КЕВР счита, че следва да се има предвид, че Обвързващите правила и договора не предвиждат одобряването му от регулатора. В действащото национално законодателство също не съдържа изискване за одобряване на договор между ОПС и ползвател/и на газопреносната мрежа.

Документацията за провеждане на Фаза 3 от процедурата Open season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“ е разработена от дружеството след оценка на необходимите инвестиционни дейности с оглед адаптиране на действащата газопреносна система и ПГХ „Чирен“ към новите реалности, свързани с очакваното пренасочване на газовите потоци от Русия през Украйна, Молдова и Румъния по новия газопровод „Турски поток“, считано от 2020 г. Според ОПС, разширението на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД ще допринесе за осигуряване сигурността на доставките на природен газ за Република България, за съседните балкански страни и региона, преодоляването на енергийната изолация и цялостна интеграция на този пазар в единния европейски пазар, както и запазване на ролята на България като държава, осъществяваща трансграничен пренос в ЕС. Разширението на газопреносната система е свързано с проекта за газов хъб „Балкан“ като първия функциониращ търговски и физически газов разпределителен център в региона на Югоизточна Европа, който ще се развива с подкрепата на българското правителство и на ЕК. Ползите за крайните потребители ще се изразят в постигането на конкурентни цени на природния газ и повишаване на качеството на услугите.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че планираната от страна на ООО „Газпром экспорт“ смяна на входната точка на доставка на руски природен газ, респективно на маршрута на транзитираните количества руски природен газ за Република Турция, Република Гърция и Република Македония от Трансбалканския газопровод към новоизградения газопровод „Турски поток“, би довело до отпадане на досега осъществявания пренос по Трансбалканския газопровод през територията на Република България. От своя страна това ще доведе до значително намаляване на получаваните от „Булгартрансгаз“ ЕАД приходи от транзитен пренос, което няма да може да бъде компенсирано от допълнителни приходи, получени от използване на освободените мощности. Последното би се отразило в увеличение на цените за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С оглед изложеното, осъществяването на проекта ще допринесе за смекчаване на негативния ефект върху цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД от частичното отпадане на извършвания пренос през Трансбалканския газопровод на територията на страната, като в комбинация с допълнително натоварване на освободените мощности в дългосрочен план ще рефлектира в намаление на средните стойности на цените за достъп и пренос. Предвид високата стойност на заявения f-фактор (0.9) и очакваната висока степен на резервираност на останалата част от предоставения допълнителен капацитет чрез реализацията на краткосрочни продукти, предлагани на платформата за резервиране на капацитет RBP, се очаква необходимите приходи, свързани с новата инфраструктура, да бъдат изплащани изцяло от цените за достъп и пренос, наложени на входната и изходната точка на проекта. Осъществяването на проекта ще повлияе положително за повишаване на ликвидността на пазара на природен газ в България, като заедно с останалите проекти в концепцията за газов хъб „Балкан“ ще позиционира България като център за разпределение и търговия с природен газ в региона. Това би довело до значително увеличаване на входящите и изходящите обеми природен газ към/от страната, уплътняване на свободните мощности на съществуващата газопреносна система и създаване на нови, като в крайна сметка ще доведе до намаление на средните цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, получени по въведения входно-изходен тарифен модел.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, т. 13, т. 40 и т. 41, чл. 30, ал. 1, т. 12 и чл. 172, ал. 1 от Закона за енергетиката, и чл. 11, ал. 2, т. 3 от Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ, и във връзка с Решение от 30 ноември 2018 г. на Народното събрание на Република България за изменение и допълнение на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. (обн. ДВ, бр. 101 от 07.12.2018 г.),

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Одобрява на „Булгартрансгаз“ ЕАД:

1. Обвързващи правила за провеждане на ангажиращата Фаза 3 от процедурата Open Season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“, представени с писмо с вх. № Е-15-45-48 от 13.12.2018 г., като частта от изречението на стр. 10, втори параграф, а именно: „,които капацитети първоначално не са били продадени по време на Процедурата,“ се заменя с изречение „...., които капацитети първоначално са били обявени, но не са били продадени по време на Процедурата,...“.

2. Методика за образуване на цените за резервиране на капацитет - проект „Развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“, представена с писмо с вх. № Е-15-45-48 от 13.12.2018 г.

II. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД:

1. Необходими годишни приходи от реализацията на добавен капацитет, разпределян във фаза 1 на икономическия тест на процедурата Open season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“, в размер на 329 331 хил. лв., при фактор на разпределение на необходимите приходи, свързани с допълнителния капацитет (F-factor), в размер на 0,9.

2. Норма на възвращаемост на капитала преди данъчно облагане, валидна при провеждане на отделните фази на икономическия тест на процедурата Open season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в размер на 8,86%.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА