



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



РЕШЕНИЕ

№ НГП-1
от 01.08.2017 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.08.2017 г., като разгледа подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление за утвърждаване на необходими годишни приходи за периода 2017-2019 г., доклад с вх. № Е-Дк-452 от 13.07.2017 г. и събраните данни от проведеното на 25.07.2017 г. открито заседание, установи следното:

Административното производство е образувано въз основа на постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-51 от 10.11.2016 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи за периода 2016-2018 г., съгласно чл. 18 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката, обн., ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г., изм. и доп., бр. 76 от 30.09.2016 г., в сила от 19.09.2016 г.).

Със Заповед № 3-Е-191 от 16.11.2016 г., изменена със Заповед № 3-Е-76 от 31.05.2017 г. на председателя на КЕВР, е сформирана работна група, която да извърши преглед от формална страна на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и Методиката, както и проверка на подаденото заявление от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на необходими годишни приходи за периода 2016-2018 г., при отчитане на параметрите на заявление с вх. № Е-15-45-50 от 10.11.2016 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за същия период.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-51 от 18.11.2016 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи: писмена обосновка и доказателства за отделните разходи, както и за връзката им с изпълнението на дейността по пренос на природен газ; справка за броя на персонала, зает в дейността по години; конкретния алгоритъм за изчисляване на коефициента за изглаждане „Х“ в електронния модел и обосновка на предложения коефициент за ефективност. С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 28.11.2016 г., дружеството е представило обосновка за: отделните разходи, както и за връзката им с изпълнението на дейността по пренос на природен газ; директно прехвърляемите разходи; разходи за технологичните нужди по преноса; броя на персонала, зает в дейността по години; алгоритъм за изчисляване на коефициента за изглаждане „Х“ в електронния модел, приложен към заявлението, и за предложения коефициент за ефективност.

При извършената проверка на заявлението и на допълнително постъпилата информация са установени несъответствия. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-51 от 20.12.2016 г. на КЕВР, от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи преработено заявление и документи към него за регулаторен период, започващ от 2017 г. От оператора на газопреносна система (ОПС, оператора) е изискано също да преработи документите, касаещи формирането на директно прехвърляемите разходи, при отчитане на чл. 17 от Методиката, като: представи обосновка за необходимостта от формирането на отделна

компонента (т.нар. технологична компонента на цената за пренос), доколкото съгласно чл. 17, ал. 5 от Методиката тези разходи са част от директно прехвърляемите разходи; включи в заявлението разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото през 2016 г., без прилагане на норма на възвръщаемост на капитала и остойностени с действащата цена за съхранение, утвърдена с Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. на Комисията; представи одобрените със заповеди на министъра на енергетиката Планове за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета, валидни за периода 2014-2016 г., както и Заповед № РД-16-675 от 21.05.2014 г. на министъра на икономиката и енергетиката. С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 29.12.2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило: План за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета, одобрен със Заповед № Е-РД-16-298 от 26.06.2015 г. на министъра на енергетиката, както и копие на цитираната заповед.

С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 17.05.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило преработено заявление за утвърждаване на необходими приходи за регулаторен период 2017-2019 г., ведно със съответните данни и документи.

С писмо с изх. № Е-15-45-51 от 31.05.2017 г. от дружеството е изискано да представи следните данни: обосновка на отделните видове разходи, както и за връзката им с изпълнението на дейността по пренос на природен газ; обосновка относно предложената стойност на коефициента за определяне на цената за превишен капацитет; обосновка на видовете активи, включени в базата на възвръщаемост, обслужващи дейността по пренос на природен газ; обосновка на използваните параметри при изчисляване на предложената норма на възвръщаемост на собствения капитал на дружеството; обосновка относно разходите, покриващи дължимите такси съгласно чл. 17, т. 2 от Методиката и прогнозен брой на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ по газопреносната система по години за периода 2017-2019 г. С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 13.06.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предоставило обосновка за: отделните видове разходи, както и за връзката им с изпълнение на дейността по пренос на природен газ; директно прехвърляемите разходи; предложената стойност на коефициента за определяне на цената за превишен капацитет; видовете активи, включени в базата на възвръщаемост, обслужващи дейността за пренос на природен газ; използваните параметри при изчисляване на предложената норма на възвръщаемост на собствения капитал на дружеството; разходите, покриващи дължимите такси съгласно чл. 17, т. 2 от Методиката и прогнозен брой на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ по години. Отбелязано е, че информацията е приложена и в неконфиденциална версия, данните от която могат да бъдат публикувани.

В писмо с вх. № Е-15-45-51 от 13.06.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е направило допълнително предложение за утвърждаване на коефициенти за определяне на цените за достъп за капацитетни продукти „в рамките на деня“. В тази връзка дружеството обосновава предложението си с извършвана подготовка за въвеждане на резервиране на капацитетни продукти „в рамките на деня“ за входните и изходните точки/зони на газопреносната система, собственост на ОПС.

С писмо с изх. № Е-15-45-51 от 21.06.2017 г. на КЕВР от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи справка по месеци за периода 01.07.2015 г.-30.06.2016 г. за средната стойност на горната калоричност на природния газ, използвана от оператора за изчисляване на енергийната стойност на единица обем природен газ, необходима за определяне на цените за достъп и пренос в енергийни единици, както и технико-икономическа обосновка, съгласно чл. 18, ал. 3, т. 2 от Методиката, относно инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период, по години, по направления и групи обекти. С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 27.06.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предоставило изисканата информация.

С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 07.07.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е направило допълнение към заявената тарифна структура в т. 1.4., подточка 1 „Цена за достъп“ поради извършвана подготовка в изпълнение на член 9, ал. 1 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 за въвеждане на резервиране на капацитетни продукти „в рамките на деня“ за входните и изходните точки/зони на газопреносната система, собственост на дружеството.

С писмо с изх. № Е-15-45-51 от 10.07.2017 г. на Комисията, от оператора е изискано да представи препис-извлечение от протокол от заседание на Управителния съвет на дружеството, на което е взето решение за одобряването на преработеното заявление за утвърждаване на необходими годишни приходи за периода 2017-2019 г. С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 11.07.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило препис-извлечение от Протокол УС № 209 от 17.05.2017 г., от което е видно, че Управителният съвет е взел решение по т. 3.1. за приемане на проект на заявление за утвърждаване на необходими приходи за периода 2017-2019 г. за дейността „пренос на природен газ“ по лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се данни в заявлението за утвърждаване на необходими приходи за регулаторен период 2017-2019 г. и приложените документи са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-452 от 13.07.2017 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 151 от 18.07.2017 г., т. 2 и публикуван на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 3 от ЗЕ, на 25.07.2017 г. е проведено открито заседание, на което представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражения.

Представителите на „Овергаз Мрежи“ АД и на Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори предлагат Комисията да проведе обществено обсъждане с повече участници преди приемане на решение за утвърждаване на необходими приходи. Считат, че следва да бъде направен анализ и оценка на въздействието от промените и в частност - на разходите на ползвателите на мрежата за различните зони, за различните входни и изходни точки. Повдигнат е и въпрос за направените с други държави аналогии и предложените от оператора съотношения на ценообразуващите параметри.

В тази връзка следва да се има предвид, че в чл. 33 от Методиката се предвижда организиране и провеждане на публично обсъждане на проекта на тарифната структура и на цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони от оператора на преносната система, което започва с оповестяване на проекта на решение на управителните органи на интернет страницата на дружеството. Регламентиран е и срок – не по-кратък от 14 дни, в който могат да бъдат представени становища. По този начин е осигурена възможност на всички заинтересовани лица да участват в процедурата по определяне на цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносните мрежи.

По отношение на другите въпроси, в хода на откритото заседание представителят на „Булгартрансгаз“ ЕАД разяснява, че сменената система на ценообразуване, която е в съответствие с изискванията на европейското законодателство, няма да доведе до сериозна промяна в разходите на ползвателите за пренос на природен газ. В допълнение, ползватели с равномерно потребление би следвало да имат по-ниски разходи за пренос на единица природен газ. По отношение на аналозите и предложените съотношения на разпределение представителят на „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че съществуват много аналогии, като стремежът е бил да се избере разпределение на ценообразуващите параметри, което е удобно за българския пазар. В тази връзка пояснява, че разпределението 50/50 е базово разпределение съгласно Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 г. за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ (Регламент (ЕС) 2017/460) и е едно от основните използвани разпределения. По отношение на останалите разпределения, се посочва, че също са в съответствие с европейската практика, като целта на дружеството е била да смекчи условията за пренос на ползвателите за първия ценови период.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, Комисията установи следното:

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензи № 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 оператор на: национална газопреносна мрежа (НГПМ) за пренос на природен газ на територията на България до газоразпределителни мрежи и небитови клиенти на природен газ; газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП) на природен газ за пренос на природен газ през територията на България до съседните държави Румъния, Турция, Гърция и Македония и подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурност на доставките на природен газ.

I. Регулаторен период

Съгласно чл. 6, ал. 3 от Методиката, регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, определен с решение на Комисията. „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага първият регулаторен период да е с продължителност 3 години – от 2017 до 2019 г. включително. Заявителят счита, че с този регулаторен период, по-кратък от петгодишен период, ще бъде намалена вероятността от големи отклонения между утвърдените и получените приходи, настъпили по време на регулаторния период. Според дружеството тригодишният период е по-подходящ от петгодишен, предвид институционалните и пазарни промени, които настъпват в сектор „Природен газ“. Освен посочените аргументи, ОПС се е позовал и на европейската практика, където регулаторните периоди са с продължителност от 3 до 5 години. В допълнение, според дружеството, първи регулаторен период за прилагане на входно-изходния тарифен модел с продължителност 3 години ще даде възможност за събиране на данни и опит от дружеството.

Въз основа на гореизложеното, Комисията приема за обосновано първият регулаторен период да бъде с продължителност 3 години.

II. Начин на прилагане на входно-изходния тарифен модел

Съгласно чл. 18, ал. 2 от Методиката, с решението по чл. 18, ал. 1 от същата Комисията определя начина на прилагане на входно-изходния модел за съответния регулаторен период или за ценови период в рамките на регулаторен период: за всяка от газопреносните мрежи или за преносната система.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага, входно-изходният модел да се приложи за първия регулаторен период за газопреносната система, включваща НГПМ и ГМТП. В тази връзка дружеството посочва, че към момента двете мрежи работят при едно и също работно налягане, като са свързани във вътрешна точка на свързване – газоизмервателна станция (ГИС) „Ихтиман“, с капацитет за пренос в размер на 3000 хил. м³/ден в посока Изход НГПМ/Вход ГМТП, 1000 хил. м³/ден твърд капацитет и 2000 хил. м³/ден прекъсваем капацитет в посока Изход ГМТП/Вход НГПМ. С влизането в експлоатация на междумрежова връзка, намираща се в близост до компресорна станция (КС) „Лозенец“, както и с изпълнението на трета връзка в близост до КС „Кардам“, двете мрежи ще бъдат напълно свързани, което ще даде възможност за свободен трансфер на достатъчно големи обеми природен газ от едната мрежа към другата, така че мрежовите ползватели да могат да резервират капацитет и осъществяват пренос от всяка входна точка на едната мрежа до всяка изходна точка на другата. Прилагането на входно-изходния модел към газопреносната система като цяло цели постигане на еднакви тарифни условия за ползвателите на двете мрежи, като вътрешните междумрежови точки няма да бъдат тарифирани.

Предвид гореизложените аргументи, Комисията приема за обосновано прилагането на входно-изходния модел по отношение на за газопреносната система.

III. Входни и изходни точки/зони

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 9 на Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило следните входни и изходни точки/зони, принадлежащи на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за които да бъдат определени цени за достъп и

пренос. Те са утвърдени с Решение № ВТ-1 от 07.05.2015 г. на КЕВР за одобряване на списък с важни точки от газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД:

Входно/Изходна точка „Негру Вода/Кардам“ – част от националната газопреносна система, като за целите на ценообразуването входно-изходна точка „Негру Вода 1/Кардам“ и входно-изходна точка „Негру Вода 2, 3/Кардам“, се приемат за агрегирана точка между входните точки „Негру Вода 1/Кардам“ и „Негру Вода 2, 3/Кардам“;

Входно/Изходна точка „ГИС Чирен“ – част от националната газопреносна мрежа, съвпада с входно/изходна точка „ГИС Чирен“;

Входно/Изходна точка „Кулата/Сидирокастро“ – част от газопреносната мрежа за транзитен пренос, съвпада с входно/изходна точка „Кулата/Сидирокастро“;

Изходна точка „Странджа/Малкочлар“ – част от газопреносната мрежа за транзитен пренос, съвпада с изходна точка „Странджа/Малкочлар“;

Изходна точка „Кюстендил/Жидилово“ – част от газопреносната мрежа за транзитен пренос, съвпада с изходна точка „Кюстендил/Жидилово“;

Входно/Изходна точка „Русе/Гюргево“ – част от националната газопреносна мрежа, съвпада с входно/изходна точка „Русе/Гюргево“.

Дружеството е предложило и следните зони:

Входна зона „Местен добив“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, обединяваща всички входни точки, свързани с добивни предприятия на територията на Република България, съвпада с агрегираната входна точка „Местен добив“;

Изходна зона „България“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, обединяваща всички изходни точки на газопреносната система към газоразпределителни мрежи и клиенти на природен газ на територията на Република България, съвпада с агрегираната зона между изходна точка „Агрегирани изходи НГПМ“ и изходна точка „Агрегирани изходи ГМТП“.

Входно-изходна точка ГИС „Ихтиман“, част от списъка с важни точки от газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД, не е предложена за образуване на цена за достъп и пренос. Същата е вътрешна точка на свързване между НГПМ и ГМТП.

IV. Съотношение за разпределение на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки/зони

На основание чл. 18, ал. 1, т. 6 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване следното съотношение за разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони:

- 50% от необходимите приходи, разпределени към цена за достъп, да бъдат покривани от входните точки/зони на газопреносната система;

- 50% от необходимите приходи, разпределени към цена за достъп, да бъдат покривани от изходните точки/зони на газопреносната система.

Заявителят обосновава предложението си с аргумента, че в основата на определянето на цената за достъп по входни и изходни точки/зони е механизмът в Методиката за разпределение на разходите, който алокира необходимите приходи, отнесени за събиране от цена за достъп по входни и изходни точки/зони на газопреносната система. Дружеството посочва, че в Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 г. за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ е определено базово разпределение, което предполага разпределението на приходи от цена за достъп от входни и от изходни точки/зони да бъде 50:50.

Видно от представените от оператора данни относно международната практика, няколко страни-членки ясно са фиксирали съотношението вход-изход на 50:50 – Дания, Германия, Италия, Полша и Великобритания. Дружеството посочва, че изборът за уеднаквяване на приходите, получени от продажбата на входящ и изходящ капацитет цели равни условия за ползватели, вкарващи природен газ в газопреносната система и ползватели, изкарващи природен газ от нея, имайки предвид съществуването на виртуална търговска точка в системата.

Комисията приема предложеното съотношение на разпределение на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки/зони, за обосновано.

V. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ

На основание чл. 18, ал. 1, т. 7 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване следното съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цена за достъп и от цена за пренос:

- 90%, покривани от цената за достъп;
- 10%, покривани от цената за пренос.

В тези приходи не са включени разпределенията за т.нар. технологична компонента и необходимите приходи за покриване на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, формиращи отделна компонента на цената за пренос, тъй като тези разходи са включени изцяло към необходимите годишни приходи на цена за пренос (по аргумент от чл. 25 от Методиката).

На основание чл. 30, ал. 1 от Методиката, необходимите годишни приходи се разделят на приходи, събирани чрез цената за достъп, и приходи, събирани чрез цената за пренос. Съгласно чл. 30, ал. 2 от Методиката, цената за пренос е еднаква за всички входни и изходни точки и ценови зони и се изчислява, като необходимите годишни приходи, разпределени към тази цена, се разделят на два пъти очакваните годишни количества природен газ, пренесени до изходите на преносната мрежа. Според чл. 30, ал. 3 от Методиката, необходимите годишни приходи, разпределени за събиране чрез цена за достъп, се разпределят по входните точки/зони и изходните точки/зони и по различни видове услуги за предоставяне на капацитет, както е описано в ал. 4 - 6 от същия член.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че за да възстанови своите разходи, може да определи тарифи на база пренесено количество природен газ (цени за пренос) или на база договорен капацитет (цени за достъп). Цената за капацитет (тарифен елемент за MWh/ден) се заплаща срещу правото на ползвателя да използва газопреносната система за периода на договора, сключен с оператора, където правото да използва системата се определя посредством максимално дневно количество, резервирано от ползвателя за определен период в единици за измерване на енергия. В допълнение, на ползвателя могат да бъдат наложени такси за превишаване на капацитета, ако той надвиши тези резервирани стойности. Дружеството посочва, че цената за пренос е наложена на база действително използване на системата или реалното потребление, изразено в MWh, т.е. стойността за единица обем природен газ, пренесен от входна до изходна точка/зона.

„Булгартрансгаз“ ЕАД твърди, че за да бъдат определени необходимите приходи, отнесени за изплащане от цена за достъп и от цена за пренос, се прилагат два подхода. Единият се основава на правилото, че променливите разходи се отнасят към цената за пренос, а условно-постоянните разходи и възвръщаемостта върху регулаторната база към цената за достъп. Другият подход е да бъде определено съотношение на изплащане на общите необходими приходи административно: на такива, изплащани от цена за достъп и на такива, изплащани от цена за пренос. Според дружеството, вторият подход е по-широко използван, а и е единственият възможен при прилагането на заявената тарифна структура от ОПС, тъй като основната част от променливите разходи (технологични разходи, разходи за горивен газ и ел. енергия за работа на компресорните станции) за регулаторния период са отнесени към т.нар. технологична компонента – компонента на общата цена за пренос.

Във връзка с горното, операторът се позовава на данни от международната практика. Част от страните в Европа прилагат, както цена за достъп, така и цена за пренос – Белгия, Чехия, Гърция, Обединеното кралство, Ирландия и Португалия, като в тези страни съотношението достъп/пренос показва ясна тенденция за възстановяване на по-голям процент от приходите от цената за достъп. Например, в Гърция и Португалия 90% от приходите се възстановяват от цена за достъп. Наблюдаваното съотношение между приходи от цена за достъп и цена за пренос отразява по-високия дял на постоянните разходи (капиталови и постоянни разходи за експлоатация и поддръжка) в сравнение с

променливите разходи (променливи разходи за експлоатация и поддръжка) в газопреносните мрежи. Предвид практиката в Европа дружеството обобщава, че приходите, които се събират от цена за пренос (енергия), варират от 5 до 30% от общите приходи. В допълнение „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в последните години тенденцията при собственици на газопреносни мрежи в САЩ е към по-високи съотношения на приходи, събирани от цена за достъп към приходите от цена за пренос, от 90%:10% и 95%:5%.

Предвид гореизложените аргументи, Комисията приема предложеното съотношение за разпределение на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ за обосновано.

VI. Необходими приходи за първата година от регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 1 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване: общи необходими годишни приходи (НГП) за преносната система за първата година от регулаторния период.

Съгласно чл. 7, ал. 1 от Методиката, необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период се изчисляват като сбор от базовите необходими годишни приходи (БНГП) за съответната година, директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период съгласно чл. 17 от Методиката и годишната корекция за съответната година от регулаторния период, отразяваща освобождаването на регулаторната сметка съгласно чл. 16а от Методиката.

Предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи са в размер на 277 142 хил. лв. за първата година от регулаторния период и включват:

1. Базови необходими годишни приходи (БНГП) за първата година от регулаторния период са в размер на 260 967 хил. лв. БНГП за 2016 г. са в размер на 254 280 хил. лв. За определянето на БНГП за 2017 г. заявителят е изчислил произведението на БНГП за 2016 г. и на разликата между единица и определения коефициент за изглаждане на необходими годишни приходи, който е в размер на -0.02630 и се получава при решаване на уравнението по чл. 7, ал. 3 от Методиката.

БНГП за следващите две години от регулаторния период се определят съгласно формулата в чл. 7, ал. 2 от Методиката, като се вземат предвид: размерът на БНГП за предходната година; инфлацията за предходната година, измерена с индекса на потребителските цени, и коефициента за изглаждане на НГП за регулаторния период.

По отношение на предложения коефициент за изглаждане на необходимите годишни приходи за регулаторния период, следва да се отбележи, че аргументи за неговото изчисление съгласно чл. 7, ал. 3 от Методиката, са изложени по-долу в настоящото решение.

Предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД средногодишна прогнозна инфлация е размер на 1.2% за регулаторния период. При прогнозирането й ОПС е взел предвид прогнозен индекс на потребителските цени за календарна година, който служи за прогнозиране на необходимите приходи за следващите години от регулаторния период (2018 г. и 2019 г.).

С оглед изложеното, БНГП за дейността по пренос за първата година от регулаторния период са обосновани.

2. Необходими приходи, отразяващи директно прехвърляемите разходи, в размер на 16 175 хил. лв., от които:

- директно прехвърляеми разходи (общи) за първата година от регулаторния период в размер на 5334 хил. лв.;

- директно прехвърляеми разходи, формиращи т.нар. технологична компонента на цената за пренос, в размер на 6658 хил. лв.;

- директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки/зони, покриващи разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 4183 хил. лв.

3. При изчисляване на НГП не е включена корекция на база освобождаване на регулаторната сметка, тъй като в регулаторната сметка няма натрупани средства.

Съгласно чл. 7, ал. 4 от Методиката, предложените необходими годишни приходи не включват приходите от предоставяни на клиенти услуги, свързани с лицензионната дейност.

Предвид всичко изложено, Комисията приема предложените НГП за преносната система, за първата година от регулаторния период за обосновани.

VII. База за възвръщаемост по години за регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 2 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване база на възвръщаемост по години за регулаторния период, както следва:

- 1 432 397 хил. лв. за 2017 г.;
- 1 476 389 хил. лв. за 2018 г. и
- 1 492 991 хил. лв. за 2019 г.

Съгласно разпоредбата на чл. 13 от Методиката, базата на възвръщаемост е базата, върху която операторът получава възвръщаемост от вложения капитал. Базата на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по съответната мрежа или преносната система и се определя на база одобрен от Комисията бизнес план на оператора. Начинът на изчисляване на базата на възвръщаемост е представен във формулата по чл. 13, ал. 2 от Методиката.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че включените активи при определяне на необходимите приходи са в съответствие с внесения с писмо с вх. № Е-15-45-51 от 17.05.2017 г. преработен бизнес план на дружеството за периода 2017-2019 г. В състава на тези активи влизат активи, директно заети в дейността по преноса на природен газ, дял от активите на Централно Управление-София (ЦУ) и активи, заети в спомагателна дейност (активите в ремонтна база Ботевград), които са общи за извършваните дейности от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Делът на активите в ЦУ и активите в ремонтна база Ботевград, обслужващи дейността по преноса през газопреносната система, е определен въз основа на дела на активите, алокирани към дейността по пренос (без активите в ЦУ и активите в спомагателна дейност) към общите активи на дружеството (без активите в ЦУ и активите в спомагателна дейност). Включените активи са разделени на следните категории: преносни газопроводи – линейна част; съоръжения; компресорно оборудване; комуникационни мрежи; компютърна техника, офис оборудване; сгради и конструкции; земи; буферен газ (лайнпек) амортизируем; буферен газ (лайнпек) неамортизируем; други дълготрайни материални активи (ДМА) и дълготрайни нематериални активи.

Стойностите, формиращи базата за възвръщаемост по години от регулаторния период и за базовата година са представени в таблица, съдържаща се в приетия от Комисията доклад с вх. № Е-Дк-452 от 13.07.2017 г.

Съгласно изискванията на чл. 13, ал. 2 от Методиката, при определяне на базата за възвръщаемост от балансовата стойност на активите, обслужващи дейността по пренос е извадена балансовата стойност на групата активи, придобити за сметка на финансиране, включително и придобити за сметка на такса присъединяване. В активите не са включени активи по чл. 13, ал. 3 от Методиката – активи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ (в т.ч. почивни станции и други социални обекти) и/или отдадени под наем, изведени от експлоатация; активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през първата година на регулаторния период и активи под формата на незавършено строителство.

В изпълнение на изискванията, посочени в писмо с изх. № Е-31-01-23 от 25.02.2016 г. на КЕВР, в активите не са включени и притежаваните от дружеството активи в газопроводи и съоръжения ниско налягане, с обща балансова стойност (...) ¹ хил. лв.

В активите, формиращи базата за възвръщаемост за дейността пренос на природен газ през газопреносната система, не са включени и активи, пряко обслужващи дейността

¹ Забележка: В публикуваното решение са заличени конкретни данни, посочени от заявителя 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.

по балансиране на пазара на природен газ. Последните са включени при определяне на разходната компонента на природния газ за балансиране, с обща балансова стойност 27.74 хил. лв.

Инвестиционна компонента за образуване на необходимите приходи за съответната година от регулаторния период се определя като сума на прогнозните инвестиции за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие с одобрен бизнес план на оператора. В съответствие с чл. 18, ал. 3, т. 2 от Методиката, заявителят е представил технико-икономическа обосновка относно инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период по години, по направления и групи обекти. ОПС посочва, че предвидените инвестиции за периода 2017-2019 г. са залегнали в бизнес плана на дружеството, одобрен с решение на Управителния съвет по Протокол УС № 209 от 17.05.2017 г. В предложението за утвърждаване на необходими приходи са посочени прогнозните инвестиции, обслужващи дейността по пренос на природен газ по газопреносната система съгласно двете издадени лицензии на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Според ОПС, основните цели на предвидените инвестиции са да бъде гарантирана сигурността и надеждната експлоатация на газопреносната система, да бъдат създадени условия за устойчиво развитие на пазара на природен газ, както и за развитието на преносната инфраструктура като съществена част от единния европейски енергиен пазар. Инвестиции са разделени по следните направления: развитие (разширяване) на съществуващите газопреносни мрежи, чрез изграждане на нови преносни газопроводи и съоръжения към тях; европейска интеграция на газопреносните мрежи на дружеството, чрез осъществяване на реверсивна техническа свързаност с газопреносните мрежи на съседните страни и създаване на технически възможности за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ и реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на съществуващите мрежи и съоръжения за обезпечаване на тяхната експлоатационна надеждност. Основните инвестиционни проекти за периода 2017-2019 г. са групирани в три направления, както следва:

- Разширение на газовата преносна инфраструктура: преносни газопроводи с автоматична газорегулираща станция (АГРС), в т.ч.: до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп, до Банско и Разлог; транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ – ОС „Недялско“; газопроводни отклонения с ГИС или АГРС – „Игнатиево, Чирпан и др.; кранов възел и АГРС „Игнатиево“ – проектиране, доставки и изграждане; системи за диагностика на електрохимична защита (ЕХЗ); изграждане на единна технологична система за сигурност на обектите; ново външно ел. захранване и трафопост на Административна сграда на ЦУ – проектиране и внедряване на IT платформа за изпълнение на Трети енергиен пакет;

- Реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система заедно със спомагателните мрежи към тях, които се извършват с цел повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда. За регулаторния период основните обекти са: подмяна на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж – кранов възел (КВ) Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово; основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка КС „Вълчи дол“ – КВ Преселка; станции за почистване на транзитен газопровод и газопроводни отклонения: Стряма, Девня, Бургас, Димитровград, Перник; оптични кабелни магистрали, информационни и управляващи системи; планови основни ремонти и инспекции на газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) тип ТИМ 1304; основен ремонт на газотурбинни двигатели; преоборудване на горивните системи на 2 броя газотурбинни агрегати тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на Система за Автоматично управление (САУ); КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ – модернизация на системите за автоматично управление; възстановяване на работното налягане на газопроводното отклонение за гр. Правец и изграждане на оптична кабелна линия към него; увеличаване капацитета на газопроводното отклонение за гр. Търговище; реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ с подмяна на участъци и изграждане на приемна

камера при ПГХ „Чирен“ чрез изместване на съществуващата камера при газоразпределителна станция (ГРС) „Враца“; нови външни ел. захранвания към технологични съоръжения; трайни защитни съоръжения и укрепителни мероприятия в отделни участъци на транзитния газопровод за Гърция и Македония, основно при преходите им през реки и дерета с констатирано рисково намаление на земното покритие в резултат на ерозионни процеси чрез изграждане на нови хидравлични прагове и/или укрепителни системи в рамките и извън сервитута на съществуващите газопроводи; реконструкция на ГРС, АГРС и ГИС с цел повишаване надеждността на експлоатация и гарантиране непрекъснато и с договореното качество подаване на природен газ към клиентите чрез подмяна на амортизирано оборудване и инсталации или изграждане на нови регулиращи и измервателни линии към съществуващи ГРС, АГРС и ГИС с цел присъединяване на нови клиенти (АГРС „Ловеч“; ГРС „Девня“; АГРС „Септември“, ГРС „София – 4 Иваняне“; ГРС „Перник“; ГИС „Провадия“; АГРС „Сливен“, ГРС „Исперих“; „ГРС „Разград 1“; АГРС „Добрич“; АГРС „Попово“ и др.);

- Текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране на ефективната им и безаварийна експлоатация. Представяват ремонти с инвестиционен характер и поддръжка на газопроводи и съоръжения към тях, на сграден фонд, възстановяване на планировката (земното покритие) върху газопроводи и др.

В разработените и изпълнявани в дружеството процедури за управление на инвестиционни проекти е заложено гарантиране на съответствието на изпълнението на планираните инвестиции с технико-икономическите изисквания към тях, както и гарантиране на най-ниската пазарна цена за извършване на конкретна инвестиция. За избор на изпълнители на отделните обекти/доставки/услуги, представляващи част от предвидените инвестиции се подготвят и провеждат процедури съгласно разпоредбите на Закон за обществените поръчки (ЗОП) и условията на съфинансиращите институции (при частично външно финансиране) при спазване на принципите за: равнопоставеност и недопускане на дискриминация; свободна конкуренция и публична прозрачност.

Съгласно чл. 13, ал. 2 от Методиката, амортизационната компонента за образуване на необходимия приход за съответната година от регулаторния период е определена като сума от прогнозната годишна амортизация на съществуващите активи и на новите инвестиции, планирани за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие представения за одобрение от Комисията с бизнес плана за периода 2017-2019 г.

В съответствие с чл. 13, ал. 2 от Методиката, в базата на възвръщаемост е включен и оборотен капитал, формиран като 1/8 от размера на годишните експлоатационни парични разходи за дейността по пренос за съответната година от регулаторния период.

Предложената за утвърждаване база на възвръщаемост, по години от регулаторния период, е изчислена съгласно посочената формула в чл. 13, ал. 2 от Методиката, като стойностите на формиращите я елементи са доказани от дружеството и са в съответствие с одобрения от Комисията бизнес план за дейността по пренос на природен газ за периода 2017-2019 г.

VIII. Норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 3 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период в размер на 8.14% преди данъчно облагане, при норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане в размер на 7.33%.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от Методиката, нормата на възвръщаемост на капитала е равна на среднопретеглената цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е нормата на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране. Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като реална норма преди данъчно облагане по формула, представена в чл. 14, ал. 2 от Методиката. Тя се изчислява за целия капитал на дружеството - чл. 14, ал. 3. Съгласно чл. 15, ал. 2 от Методиката, Комисията одобрява нормата на възвръщаемост на собствения капитал, при отчитане на фактори, като: сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически

условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на дружеството, финансова история на дружеството.

За оценка на цената на собствения капитал, заявителят е използвал „Модел за оценка на капиталови активи“ (МОКА). За изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало безлостов коефициент β (power) за страните от Западна Европа в размер на 0.63 за 2017 г. по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business. През 2016 г. дружеството е финансирало дейността си по пренос само със собствени средства, като за регулаторния период не предвижда финансиране със заемни средства. Предвид непроменената капиталова структура на дружеството, при преобразуването на безлостовия коефициент в лостов същият запазва стойността си 0.63. Общата пазарна рискова премия за Република България е 8.40%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5.69%) и премията за специфичния за държавата риск (2.71%) по данни от месец януари 2017 г. от посочения по-горе сайт. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Република България. Премията е изчислена по данни на Българската народна банка в размер на 2.04%, като среднопретеглен ДЛП за периода 01.04.2016 г.-30.04.2017 г. Съгласно Закона за корпоративно подоходно облагане, действащата в момента данъчна ставка е 10%.

Предвид гореизложеното, предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД норма на възвръщаемост на капитала е изчислена съгласно чл. 14, ал. 2 и ал. 3 от Методиката и Комисията я приема за обоснована.

IX. Разходи

На основание чл. 18, ал. 1, т. 4 от Методиката, Комисията с решение утвърждава на оператора прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката, за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обоснованост. Съгласно чл. 8 от Методиката, прогнозните разходи, необходими за дейността по пренос през газопреносна мрежа/система, са икономически обоснованите разходи, определени на база одобрения от Комисията бизнес план на оператора.

Според разработената от „Булгартрансгаз“ ЕАД структура на разходите, групите разходи са представени както по функционален характер, така и във връзка с определянето на конкретни елементи на необходимите приходи. Разходите за дейността по пренос на природен газ са класифицирани като оперативни разходи и разходи за амортизации от една страна, както и като контролируеми експлоатационни разходи и директно прехвърляеми разходи, от друга. Оперативните разходи за регулаторния период са прогнозиран при цени към момента на изготвяне на предложението за необходими приходи, въз основа на отчетените разходи по групи за базовата година (2016 г.) и прогнозното изменение за регулаторния период на параметрите, характеризиращи разширяването на дейността по пренос на природен газ. Параметрите, въз основа на които са формиран прогнозните стойности на оперативните разходи, са: отчетна и балансова стойност на дълготрайните материални и нематериални активи, обслужващи дейностите по преноса на природен газ; предвиден обем на инвестициите; прогнозни пренесени количества природен газ; персонал, зает в управлението и експлоатацията на газопреносната система и индикатор на разрастването на обема на дейността по пренос на природен газ, изразен чрез относителното изменение на три основни фактора (отчетна стойност на дълготрайни активи, обслужващи дейността, пренесени количества природен газ и численост на персонала, зает в дейността), даващи отражение върху прогнозната стойност на разходите. Процентното влияние на всеки от тези фактори, при определянето на абсолютната стойност на индикатора на разрастването на дейността е, както следва: численост на персонала – 30%; пренесени количества природен газ (млрд. м³) – 40%; отчетна стойност на ДА (в млрд. лв.) – 40%.

Оперативните разходи са прогнозирани на база на съответните параметри поотделно за дейностите по пренос на природен газ по двете лицензии за пренос, при използване на коефициенти в зависимост на конкретната група разходи от избрания параметър.

В отчетените за базовата година разходи не са включени разходите, алокирани като разходи, обслужващи дейността по балансиране на пазара на природен газ и включени при определяне на разходната компонента на природния газ за балансиране.

Съгласно чл. 10, ал. 1 от Методиката, експлоатационните разходи се разделят в две основни групи: условно-постоянни експлоатационни разходи и променливи експлоатационни разходи, в зависимост от връзката им с пренесените количества природен газ. От друга страна, разходите за дейността по пренос на природен газ са разделени на контролируеми експлоатационни разходи и директно прехвърляеми разходи.

1. Контролируемите експлоатационни разходи са свързани с дейността, като върху тях преносният оператор може да упражнява контрол. При образуване на цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносната система те влизат в състава на необходимите приходи, редуцирани с коефициент за повишаване на ефективността.

1.1. Условно-постоянни контролируеми експлоатационни разходи:

1.1.1. *Разходи за материали:*

- *горива за автотранспорт*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *разходи за работно облекло*, съобразно планираното оборудване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. за безопасност на условията на труд, които са прогнозирани в зависимост от параметъра „брой на персонала, зает в дейността“. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *канцеларски материали*, прогнозирани при отчитане разрастването на дейността по пренос на природен газ, в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *материали за текущо поддържане* представляват материалите за ремонти и текущо поддържане на газопреносната система. Прогнозирани са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.

1.1.2. *Разходи за външни услуги:*

- *застраховки*, включващи разходи за имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица. Планирани са на база прогнозното изменение на отчетната стойност на ДМА, обслужващи дейностите по преноса. Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *абонаментно поддържане*, включващо разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система. Прогнозирани са на база на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил.

лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, включваща разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на газопроводите и съоръженията по газопреносната система. Прогнозирани са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *наеми*, прогнозирани в зависимост от предвидения обем на инвестициите по години от регулаторния период. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер намалява от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *проверка на уреди*, включващи разходи за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността. Планирани са в зависимост от прогнозния брой измервателни средства, предвидени за годишна метрологична проверка, в зависимост от изготвен план за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване и единичните договорени цени за извършване на такива проверки в сертифицирани лаборатории. Прогнозираният им размер от (...) хил. лв. и остава непроменен в началото и края на периода;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани за: експертни анализи, оценки, одиторска дейност, участие в експертни организации, граждански договори и са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *разходи за вода, отопление и ел. енергия*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *разходи за ремонт*, включващи текущи ремонти по газопреносната система, прогнозирани на база на ремонтната програма на дружеството. Тези разходи са отделени от разходите за ремонт, формиращи стойност на дълготрайни материални активи. Размерът намалява от (...) хил. лв. за 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

- *разходи за вътрешнотръбни инспекции*, включващи разходи за провеждане на периодични вътрешнотръбни инспекции. Същите са на база плана за извършване на такива инспекции, част от ремонтната програма на дружеството. Прогнозирани в размер на около (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период, като за 2018 г. са в размер на (...) хил. лв. и за 2019 г. в размер на (...) хил. лв.

1.1.3. Разходи за заплати. Тези разходи включват заплатите на пряко заетия персонал в дейността по пренос на природен газ и дял от разходите за заплати на общия персонал, обслужващ дейностите по лицензиите, притежавани от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Стойностите им са планирани въз основа на средната работна заплата в предприятието за базовата година и прогнозния персонал за периода 2017-2019 г. Размерът на разходите нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г. Заявителят не е включил разходи за заплати на персонал, зает в дейността по балансиране.

1.1.4. Разходи за социално осигуряване, които включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им през периода съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните разходи за социално осигуряване на заето лице и прогнозния персонал за периода 2017-2019 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г. Заявителят не е включил разходи за социално осигуряване на персонал, зает в дейността по балансиране.

1.1.5. Социални разходи, които включват допълнителни надбавки към заплатата на

персонала (за храна, работно облекло и други), съгласно сключен колективен трудов договор. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните социални разходи на заето лице и прогнозния брой на персонала за периода 2017-2019 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г. Заявителят не е включил социални разходи за персонал, зает в дейността по балансиране.

1.1.6. *Други разходи*, които нарастват от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г. и включват:

- *разходи за охрана на труда*, които включват разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда. Планирани са във връзка с прогнозния брой на персонала, зает в дейностите по пренос на природен газ, като възлизат на (...) лв. на година на всеки зает;

- *разходи за служебни карти и осигурен транспорт*, които включват разходи за осигурен транспорт на персонала до обектите на месторабота, като са планирани на база отчетни стойности и прогнозния брой на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...);

- *разходи за маркетинг и реклама*, които включват разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания, като са планирани въз основа на отчетни данни и параметъра „прогнозни количества пренесен природен газ“. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) лв. на (...) млн. м³ пренесен природен газ и за дейността пренос по ГМТП – (...) лв. на (...) млн. м³ пренесен природен газ.

1.1.7. *Разходи за командировки*, които са прогнозиращи на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентите на влияние на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“ върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...).

1.1.8. *Разходи за обучение на персонала*. Тези разходи са прогнозиращи на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентите на влияние на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“ върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...).

1.2. Променливите експлоатационни разходи пряко зависят от пренесените количества природен газ и включват разходи, свързани с технологията на преноса. За регулаторния период, дружеството е отнесло тези разходи към т.нар. технологична компонента, която е част от общата цена за пренос.

2. Разходи за амортизации

Съгласно чл. 12, ал. 1 от Методиката, разходите за амортизация за образуване на необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период включват прогнозния размер на годишната амортизация на съществуващите и новите активи, придобити през съответната година, обслужващи дейността по преноса на природен газ и определени на база на одобрения от Комисията бизнес план на оператора.

Разходите за амортизации са определени на база линеен метод на амортизация, съгласно т. 62 от МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения“, както и според амортизационния срок на видовете активи, определен в приложение № 1 към Методиката.

3. Директно прехвърляемите разходи са разходи или приходи, възникващи в процеса на извършване на дейността, върху които операторът не може пряко да влияе и същите директно се прехвърлят към дейността по пренос на природен газ.

Съгласно чл. 17 от Методиката, директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период се определят всяка година и включват следните елементи:

- *разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото*, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора, произтичащи от одобрения със заповед на министъра на енергетиката План за действие при извънредни ситуации (План) съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 г. относно мерките за

гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета. На основание чл. 72а от ЗЕ и Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета, със Заповед № Е-РД-16-298 от 26.06.2015 г. министърът на енергетиката е утвърдил План за действие при извънредни ситуации. Планът съдържа описание на мерките, които трябва да бъдат предприети от страна на оператора на газопреносната мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД в сътрудничество с предприятията за газ, големите промишлени клиенти, асоциациите на потребителите и под контрола на Министерството на енергетиката за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсване на доставките на газ за страната и региона. Съгласно т. 2.1.16. от Плана, „Булгартрансгаз“ ЕАД съхранява, в изпълнение на Заповед № РД-16-675 от 21.05.2014 г. на министъра на икономиката и енергетиката, по реда на чл. 70 от ЗЕ за налагане на допълнителни задължения към обществото, количества природен газ в ПГХ „Чирен“, с максимален обем до 140 млн. м³.

По силата на чл. 35 от ЗЕ, енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсирание на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. Съгласно т. 2.1.18 от Плана, разходите на „Булгартрансгаз“ ЕАД по т. 2.1.16. се възстановяват чрез цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносните мрежи по реда на чл. 35 от ЗЕ.

Количествата, определени в заповедта, представляват резерв, необходим за осигуряване непрекъснатост на доставките и „Булгартрансгаз“ ЕАД ги добива единствено в случай на прекъсване на доставките на природен газ. Тези разходи възлизат на 4183 хил. лв. за първата година от регулаторния период и са изчислени като произведение на определените количества природен газ и броя на месеците за съхранение през годината, и утвърдената от Комисията цена за съхранение на природен газ в размер на 2.49 лв. за 1000 м³ на месец.

- *разходи за акциз върху горивния газ*, включващи платимия акциз за използвания горивен газ за компресорните станции, работещи на природен газ по преносната система и разходи за акциз на газа, предназначен за отопление, свързан с различни технологични процеси по пренос на природен газ (основно подгриване на газ в АГРС). Разходите са определени на база на прогнозните количества необходим горивен газ и действащите ставки на акциз за моторно гориво и акциз за отопление, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана за дейността на дружеството по пренос на природен газ за периода 2017-2019 г. Необходимите количества горивен газ за работа на компресорните станции са прогнозирани въз основа на отчетените стойности за базовата година и производствената програма за обемите пренесени количества природен газ. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *лицензионни такси*, включващи разходи за лицензионни такси по двете лицензии за пренос, на които е титуляр „Булгартрансгаз“ ЕАД. Разходите са в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката. За всяка година от регулаторния период са прогнозирани в размер на 2000 лв. плюс 0.055% от прогнозните приходи за предходната година, като двата компонента са взети поотделно за дейностите по преноса на природен газ по НГПМ и дейностите по преноса по ГМТП. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *местни данъци и такси*, които са прогнозирани въз основа на отчетни данни и нарастването на отчетната стойност на активите, заети в извършването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентите на влияние на параметъра „отчетна стойност на активите“ върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...); за дейността пренос по ГМТП – (...);

- *разходи за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ*, включват разходи за заплащане на годишна такса за участие в – ЕМОПС за газ. Разходите са прогнозирани постоянни за целия период и равни на определените за 2017 г., като са в размер на (...) хил. лв. Разходите биват определяни в края на всяка година за

следващата, в зависимост от гласувания от управленския борд бюджет на организацията и спрямо изчисления дял на „Булгартрансгаз“ ЕАД в общия бюджет, който се изчислява в зависимост от съставните гласове, с които дружеството участва в общото събрание на ЕМОПС за газ. Прогнозираните от ОПС разходи за участие в ЕМОПС за газ са отнесени към необходимите приходи за дейността пренос на природен газ за регулаторния период и са равни на определената такса за участие в ЕМОПС за газ, за 2017 г. Тези разходи влизат в групата на директно прехвърляемите разходи и като такива, за всеки ценови период ще бъдат сравнявани с реално отчетените за годината, а разликата ще се натрупва в регулаторната сметка;

- *разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ*, които включват разходи за съхранение на технологичен газ за нуждите на преноса в ПГХ „Чирен“, във връзка със съхраняването на количества природен газ за нуждите на оператора на преносни мрежи, извън количествата за съхранение на природен газ за нуждите на балансиране.

- *разходи за технологични нужди по преноса*, които представляват остойностени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както и количества природен газ за технологични нужди (технологичен газ за подгриване на газ, изпускания на газ при ремонти и аварии и други), като са изчислени за дейността по преноса по НГПМ. Разликите между измерените входящи и изходящи количества природен газ са прогнозирани в зависимост от отчетените такива за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ по НГПМ по години от регулаторния период. Зададен е годишен спад с основа – базовата година на единичните технологични разходи, изразени като процент от пренесените количества природен газ, вследствие на оптимизация на управлението на газопреносната мрежа с (...) % за първата година, с (...) % за втората и с (...) % за третата година от регулаторния период. Разходите на природен газ за топлинни процеси при преноса на природен газ са прогнозирани на база отчетените за 2016 г. и са в съответствие с планираните количества за пренос по НГПМ. Разходите за горивен газ за компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ, са прогнозирани на база отчетените разходи за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ, поотделно за НГПМ и ГМТП.

Операторът счита за целесъобразно част от необходимите приходи, свързани с променливите директно прехвърляеми разходи, определени от технологията на преноса на природен газ, да бъдат отделени и да формират компонента на цената за пренос на природен газ. Отделените разходи са в пряка зависимост от пренесените количества природен газ през входни и изходни точки на газопреносната система и би трябвало да бъдат отнесени към формирането на ценова компонента на цената за пренос. Такова отделяне ще позволи на „Булгартрансгаз“ ЕАД да изгради гъвкава ценова политика, като даде възможност на ползватели на газопреносната система да заменят заплащането на тази компонента с подаване на определени обеми горивен газ и газ за технологични нужди в газопреносната система в натура. Изборът между заплащане на компонента или подаване на природен газ в натура ще се прави от ползвателя, като ще отразява в максимална степен характера на извършваните от него доставки. Формирането на компонентата би улеснило ползвателите на газопреносната система, като им даде допълнителни възможности за компенсиране на причинените променливи разходи, свързани с преноса на природен газ. При компенсиране на технологичните разходи в натура, ОПС би имал възможност да набави част от необходимия за извършване на преноса технологичен газ своевременно, като по този начин ще се пестят разходи за провеждане на процедури по организиране на доставката му, складирането му в ПГХ „Чирен“ и/или в лайнпека на газопреносната система, и последващия добив и използването му в технологията по преноса. Клаузи за подаване на технологичен природен газ, необходим за преноса в натура съществуват в договора за транзитен пренос на руски природен газ през територията на България с ООО „Газпром экспорт“.

- *разходите за електрическа енергия за работа на компресорните станции по НГПМ*, са за електрическа енергия, използвана за работата на електрически задвижваните КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“. Тези разходи са планирани въз основа на

данните за базовата година и прогнозираните количества природен газ за пренос до изходни точки на НГПМ, като възлизат на стойност (...) лв. на (...) м³ пренесен природен газ.

Директно прехвърляемите разходи (общи) за първата година от регулаторния период са в размер на 5334 хил. лв. и се увеличават на 5858 хил. лв. за 2019 г.

Директно прехвърляемите разходи, формиращи компонентата на цената за пренос до национални изходни точки/зони, покриващи наложени задължения към обществото за първата година от регулаторния период са в размер на 4183 хил. лв. Съгласно разпоредбата на чл. 25, ал. 3 от Методиката, цената за пренос може да включва разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, които се посочват като отделна компонента в цената. В тази връзка следва да се има предвид, че „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че покриването на тези необходими приходи от всички национални изходни точки/зони не включва изходни точки на газопреносната система към ПГХ „Чирен“.

Директно прехвърляемите разходи, формиращи технологичната компонента на цената за пренос за първата година от регулаторния период са в размер на 6658 хил. лв. и се увеличават на 10 632 хил. лв. за 2019 г.

Предвид гореизложеното, Комисията приема, че изчислените и предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД прогнозни разходи, за първата година от регулаторния период са икономически обосновани и в съответствие с одобрения бизнес план за дейността пренос на природен газ за периода 2017-2019 г.

Х. Коефициент за подобряване на ефективността

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 5 от Методиката, по предложение на оператора Комисията утвърждава коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, коефициентът за подобряване на ефективността изразява възможностите на енергийното предприятие за по-добро управление на лицензионната дейност, както и постигне на по-ниски от предвидените контролируеми оперативни разходи, вследствие на провеждани мероприятия за оптимизацията им. Целта на прилагане на този коефициент е да разкрие потенциала за подобряване на ефективността на дружеството, да му предостави стимули за подобряване на ефективността и да гарантира, че клиентите извличат ползи от подобряването на ефективността.

В прогнозираните оперативни контролируеми разходи за регулаторния период операторът е включил такава оптимизация, като единичните разходи (разходите, отнесени към единица изменение на определящия ги параметър) за регулаторния период са по-ниски от отчетените за базовата година. От тази гледна точка, предложената стойност на коефициента за подобряване на ефективността показва възможността за реализиране на допълнителна икономия на разходи, извън предвидената в прогнозата на оперативните контролируеми разходи.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че наличието на единствен оператор на преносна система в България не позволява да бъде направен сравнителен анализ, въз основа на който да бъде изчислен коефициент за подобряване на ефективността, използвайки само национални данни. Такъв анализ може да бъде направен, ако бъдат използвани данни за международни компании. Сравняването на ОПС с международните компании изисква надеждни данни, регионално сътрудничество на включените заинтересовани страни и избор на подходящи критерии. Коефициентът за подобряване на ефективността може да бъде определен и като приблизително отразяващ повишаването на продуктивността на сектор „Природен газ“ в страната, като за целта следва да бъдат взети данни от извършен анализ за повишаването на ефективността на сектора. Според оператора, понастоящем тези условия не са изпълними.

Предвид горното, предложението на заявителя за първия регулаторен период е да бъде използван коефициент, равен на половината от прогнозната годишна инфлация за периода, а именно 0.6%.

Предвид гореизложеното и липсата на натрупани данни от прилагане на Методиката, Комисията приема за целесъобразен предложението от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент на подобряване на ефективността.

XI. Коефициент за изглаждане на необходимите приходи

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 8 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване от Комисията коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи, в размер на -0.02630 за регулаторния период.

Коефициентът на изглаждане „X“ е въведен с цел избягване на поява на големи отклонения на годишните необходими приходи по години от регулаторния период, както и в сравнение с годината, предшестваща нов регулаторен период, вследствие на неравномерност в стойностите на ценообразуващите елементи по години. Чрез прилагането на коефициента се постига равномерно изменение с възходяща или низходяща тенденция на базовите необходими годишни приходи за регулаторния период, започваща от изчислени необходими приходи за базовата година, като едновременно се гарантира събираемостта на определените по години елементи на необходимите годишни приходи.

При изчисляването на коефициента се решава уравнение по чл. 7, ал. 3 от Методиката чрез търсене на такова значение на „X“, което удовлетворява условието сумата от дисконтираните изчислени суми от експлоатационни контролируеми разходи, амортизации и възвръщаемост на активите за годините на регулаторния период да бъде равна на сумата от дисконтираните изгладени годишни необходими приходи.

С оглед горното, Комисията приема, че предложението от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент за изглаждане на необходими приходи в размер на -0.02630 за регулаторния период, е изчислен в съответствие с предвидения начин на изчисляване.

XII. Енергийна стойност на единица обем природен газ

Във връзка с чл. 18, ал. 1, т. 11 от Методиката, операторът предлага за утвърждаване енергийна стойност на единица обем природен газ, използвана за изчисляване на цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносната мрежа за първата година от регулаторния период. Необходимостта от образуване на цени в енергийни единици се определя от потенциалната разлика в състава на приемания за пренос от ползватели на газопреносната система на входни точки природен газ и предавания такъв на изходни точки. Измерването на количествата природен газ в енергийни единици дава възможност на ползвателите на газопреносната система в изходните ѝ точки да бъдат предавани количества природен газ с енергийна стойност, равна на енергийната стойност на количествата природен газ, получени от тях на входните ѝ точки. За нуждите на образуването на цени за достъп и пренос на природен газ в енергийни единици е необходимо за определен период да се дефинира стойност на коефициент, който определя преобразуването на натурални единици природен газ (кубически метри) в енергийни (kWh). В международната практика се е наложила горната специфична топлина на изгаряне (горна калоричност) на природния газ. Горната специфична топлина на изгаряне е количеството топлина, което се отделя при пълно изгаряне на единица количество газ във въздух по такъв начин, че налягането, при което се осъществява реакцията, остава постоянно и всички продукти от изгарянето са приведени към една и съща температура, като остават в газообразно състояние с изключение на водата, образувана по време на горенето. Специфичната топлина на изгаряне на газообразното гориво се определя с калориметри или на базата на компонентния състав на природния газ.

ОПС предлага средна горна граница на калоричност на природния газ за нуждите на определяне на цени за достъп и пренос на природен газ по газопреносната мрежа в енергийни единици да е в размер на 10.64 kWh за 1 м³ природен газ, измерен при температура 20°C, налягане 0.101325 МПа и референтна температура на горене 25°C (за 12-месечен отчетен период от 01.07.2015 г. до 30.06.2016 г.), залегнала в договорите за пренос и съхранение. От представените данни за средномесечните стойности на основните параметри, характеризиращи калоричността на пренасяния природен газ за

посочения отчетен период, представени в таблица, съдържаща се в приетия от Комисията доклад с вх. № Е-Дк-452 от 13.07.2017 г., е видно, че предложената средна горна граница на калоричност на природния газ е обоснована.

XIII. Коefициенти за определяне на цените за достъп на база на цената за референтен твърд капацитет

Съгласно чл. 21 от Методиката, тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през националната газопреносна мрежа и през газопреносната мрежа за транзитен пренос или през преносната система се определя от оператора при стриктно спазване на условията и изискванията на тази методика. С цел образуване на цените за достъп и пренос през всяка от газопреносните мрежи или през преносната система утвърдените необходими годишни приходи се разпределят по ценовите компоненти от тарифната структура. Съгласно чл. 22, ал. 1, т. 1 и т. 2 от Методиката, цените от тарифната структура включват: цена за достъп, която се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне, изразена в мерна единица лв./MWh/ден/период на предоставяне; цена за пренос, която се определя в левове за енергийни единици природен газ, изразена в мерна единица лв./MWh.

В заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД е заявило следната тарифна структура:

1. Цена за достъп със следните капацитетни продукти:

1.1. Цена за достъп за годишен капацитетен продукт в лв./MWh/ден/година;

1.2. Цена за достъп за тримесечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/тримесечие;

1.3. Цена за достъп за месечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/месец;

1.4. Цена за достъп за дневен капацитетен продукт лв./MWh/ден;

1.4.1. Цена за достъп за капацитетен продукт „в рамките на деня“ в лв./MWh/ден.

2. Цена за пренос:

2.1. Компонента за пренос лв./MWh;

2.2. Технологична компонента в лв./MWh;

2.3. Компонента за покриване на наложени задължения към обществото в лв./MWh.

Допълването на тарифната структура в т. 1.4., подточка 1. „Цена за достъп“ с цена за достъп за капацитетен продукт „в рамките на деня“ за входните и изходни точки/зони на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД е обосновано от дружеството с разпоредбата на чл. 9, параграф 1 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, съгласно който операторите на преносни системи предлагат годишни, тримесечни, месечни и дневни стандартни продукти, както и стандартни продукти за капацитет в рамките на деня.

Във връзка с описаната тарифна структура, операторът предлага:

- необходимите приходи, разпределени към компонента за пренос, да бъдат покривани от всички входни и изходни точки/зони на газопреносната система, в зависимост от разпределените обеми природен газ на тези точки/зони;

- необходимите приходи, разпределени за т.нар. технологична компонента на цената за пренос, да бъдат покривани от всички входни и изходни точки/зони на газопреносната система, в зависимост от разпределените обеми природен газ на тези точки/зони;

- необходимите приходи за покриване на наложени задължения към обществото да бъдат покривани от всички национални изходни точки/зони, без да се включват изходни точки на газопреносната система към съоръжения за съхранение на природен газ, в зависимост от разпределените обеми природен газ на тези точки/зони.

Съгласно чл. 33, ал. 1 от Методиката, операторът определя тарифната структура и цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони за първия ценови период от регулаторен период, в срок до 2 месеца след утвърждаване на необходимите годишни приходи от Комисията.

1. Коefициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти

Портфолиото от продукти се отнася до състава на цялата услуга, предлагана от ОПС, като се отнася до различни продукти за резервиране на капацитет, които могат да

бъдат предлагани. Следвайки европейската практика, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага портфолио от продукти, което се състои от продукти в рамките на деня, дневни, месечни, тримесечни и годишни продукти.

В Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 г. е описан начина на определяне на цените за достъп на краткосрочни продукти, в зависимост от изчислената годишна референтна цена (цената за твърд годишен капацитет) за съответната входна изходна точка/зона. Това означава, че през газовата година цените за достъп на краткосрочни продукти са производни на цената за твърд годишен капацитет и съотношението на средната им продължителност (в дни), разделена на броя дни (365/366) в годината.

Дружеството посочва, че Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 г. предвижда при образуването на цени за достъп за краткосрочни продукти да се прилагат множители. Резервирането на краткосрочни продукти е силно свързано с неравномерността в потреблението на крайните клиенти на природен газ. Всеки ползвател на газопреносната система, оптимизирайки разходите си, би резервирал такова портфолио от дългосрочни и краткосрочни продукти, което да покрие максимално сумарната крива на потребление на неговите клиенти. От тази гледна точка, съвкупността от по-неравномерни клиенти би генерирала резервирането на по-голям обем краткосрочни продукти. Съответно, в крайните цени за предоставения природен газ на тези клиенти би следвало да бъдат начислявани и индивидуалните разходи на ползвателя на газопреносната система за осъществяване на преноса на природен газ до тях. От друга страна, клиенти, които имат равномерен профил на потребление, би следвало да получат по-ниска крайна цена за достъп на единица пренесено количество природен газ. Чрез коефициентите за краткосрочни продукти се отразява неравномерното използване на газопреносната система, при което ОПС би имал по-високи разходи за осигуряване на преноса на единица количество природен газ за обслужване на неравномерни клиенти, отколкото за равномерни такива. Също така, основните инвестиции в преносната система се правят за посрещане на пиковите количества транспортиран природен газ, като при силно изразена неравномерност голяма част от капацитета на системата остава неизползван през периода извън периода на пиковата консумация. Изложените аргументи обуславят използването на коефициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти.

Предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД множители на краткосрочни продукти, са представени в таблица, съдържаща се в приетия от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-452 от 13.07.2017 г. Така представените данни са съобразени с прилаганите в Европа множители за подобен тип продукти.

Във връзка с чл. 18, ал. 1, т. 10 от Методиката, операторът предлага за утвърждаване от Комисията следните коефициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти на база на цената за референтен твърд капацитет:

1. За тримесечни продукти за предоставяне на капацитет:
 - за I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 1.8;
 - за II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 1;
 - за III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 1;
 - за IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 1.8.
2. За месечни продукти за предоставяне на капацитет:
 - за месец януари – коефициент със стойност 2;
 - за месец февруари – коефициент със стойност 2;
 - за месец март – коефициент със стойност 2;
 - за месец април – коефициент със стойност 1;
 - за месец май – коефициент със стойност 1;
 - за месец юни – коефициент със стойност 1;
 - за месец юли – коефициент със стойност 1;
 - за месец август – коефициент със стойност 1;
 - за месец септември – коефициент със стойност 1;
 - за месец октомври – коефициент със стойност 2;

- за месец ноември – коефициент със стойност 2;
- за месец декември – коефициент със стойност 2.

3. За дневни продукти за предоставяне на капацитет:

- за продукти, предоставяни през I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 3;
- за продукти, предоставяни през II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 2;
- за продукти, предоставяни през III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 2;
- за продукти, предоставяни през IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 3.

Поради извършвана подготовка за въвеждане на резервиране на капацитетни продукти „в рамките на деня“ на входните и изходните точки/зони на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и разпоредбата на чл. 14 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 г., дружеството е предложило като допълнение към внесеното заявление за утвърждаване на необходими приходи следните коефициенти:

4. За капацитетни продукти „в рамките на деня“:

- за продукти, предоставяни през I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 3;
- за продукти, предоставяни през II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 2;
- за продукти, предоставяни през III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 2;
- за продукти, предоставяни през IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 3.

5. Коефициент за определяне на цената за превишен капацитет

Превишаване на заявен капацитет възниква, когато дневното разпределено количество на ползвател на газопреносната система на входни и изходни точки превишава резервираните капацитети от ползвателя за съответните входни и изходни точки. Превишаването на резервираните капацитети може да доведе до съществени проблеми в газопреносната система, като претоварване в отделни точки, излизане от технологичен режим на управление и дори срив в системата. От друга страна, превишаването на резервирания капацитет може да доведе и до допълнителни разходи за оператора, във връзка със смяната на предварително дефинирания на база на резервирането на капацитети технологичен режим на преносната система, както и натоварване с тези разходи на дисциплинирани ползватели, обявяващи очакваните потоци природен газ за пренос.

В тази връзка, в заявлението си за утвърждаване на необходими приходи ОПС предлага, при формирането на такса за превишен капацитет за използвания над сумарния резервиран от всеки ползвател капацитет на дневна база да се прилага коефициент 5. Коефициентът ще се прилага към цената на референтния твърд капацитет за съответната входна/изходна точка/зона, преизчислена на дневна база и независимо от портфолиото на резервираните продукти за предоставяне на капацитет.

Целта на коефициента е да дисциплинира мрежовите ползватели да резервират необходимият им за планирания пренос капацитет, което да дава ясна представа за очакваните товари на преносната системата, за да може да бъде реализиран оптимален режим на работа на системата.

Предложеният коефициент би дал средно 2 пъти по-високо таксуване на превишения капацитет спрямо стойността на дневните продукти и продуктите в рамките на деня и до голяма степен би предотвратил нежелания ефект от диспечирание на непланирани потоци природен газ.

б. Коефициент (отстъпка) при определяне на цената за достъп за реверсивен капацитет на търговска база (backhaul)

Предложението на ОПС е коефициентът (отстъпката) да бъде в размер на 0.5 (отстъпка 50%) от цената на съответния твърд капацитетен продукт в права посока. Реверсивният пренос на търговска база е прекъсваема услуга, която може да бъде предлагана на ползвателите на мрежата. Капацитетът за реверсивен пренос е капацитет, предлаган в противоположната посока на проектния поток. Следователно, при реверсивен пренос на търговска база, газовият поток в права посока се намалява, като се отчитат виртуално пренесените количества в обратната посока. Реверсивните потоци могат да бъдат доставяни дотогава, докато съществува прав поток. От тази гледна точка се дефинира и неговата прекъсваемост – ако не съществува прав поток, реверсивните потоци се прекъсват. Това предполага, че реверсивният капацитет на търговска база се продава, като физически несъществуващ и прекъсваем капацитет.

7. Коефициент (отстъпка) за определяне на цените за достъп на входни и изходни точки от/към съоръжения за съхранение на природен газ

Предложението на ОПС е коефициентът (отстъпката) да бъде 0.2 (отстъпка 80%) от разходноориентираната цена за съответния капацитетен продукт.

Положителната роля на съхранението на природен газ върху газопреносната система се отразява в осигуряването на: надеждност и гъвкавост на доставките през пиковите периоди на търсене; застраховане срещу прекъсване на доставките; по-голяма стабилност на цените в кризисни ситуации; избягване на санкции за дисбаланс; сигурност при прекратяване на основните доставки на природен газ за по-дълъг период. Съоръженията за съхранение на природен газ играят важна роля за цялостното, ефективно и оптимално управление на газопреносната система, в това число и компенсиране на сезонните неравномерности в потреблението, както и редуциране на капиталови разходи в резултат на тяхната наличност, т.е. по-малко капиталови разходи за допълнителна инфраструктура с цел покриване на пиковите потребности. Съхраняваните количества природен газ осигуряват стабилност на газоснабдяването при недостиг на входящи количества природен газ вследствие на неравномерността на сезонно търсене.

В България към момента, има само едно газохранилище – ПГХ „Чирен“, което разполага с 22 експлоатационни сондажа, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и други технологични съоръжения, необходими за осигуряване нагнетяването, добива и качеството на съхранявания природен газ. Технологичният процес, свързан с извършването на услугата „съхранение на природен газ“ е сезонен (цикличен) и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/в подземното газово хранилище. Чрез съхранение в ПГХ „Чирен“ на количества природен газ се компенсират сезонните колебания в доставките и потреблението в страната. За момента, за осигуряване на сигурността на доставките на природен газ в страната основно се разчита на количества природен газ, съхранени в ПГХ „Чирен“. Важна роля на хранилището е и осигуряването на количества технологичен газ за балансиране, както и във връзка със стабилността на газопреносната система.

Дружеството посочва, че Регламент (ЕС) 2017/460 допуска тарифите на входните и изходните точки от и до газохранилищата да се оферират с подходяща отстъпка, което предполага да се прилага гъвкавост при ценообразуването на капацитетни продукти, предлагани на точки представляващи вход и изход от/към съоръженията за съхранение на природен газ. В много страни се прилага отстъпка от цената за достъп на входните и изходни точки от/към съоръженията за съхранение, като в някои от тях тези точки не се ценообразуват.

8. Отстъпка за определяне на цената за достъп на прекъсваеми продукти

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД съгласно изискването на чл. 14, ал. 1, т. б на Регламент ЕО 715/2009 относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005, прекъсваеми услуги за предоставяне на капацитет се тарифират, като се вземе предвид вероятността от прекъсване. Поради ниската натовареност на националната газопреносна мрежа, както и големите обеми на обявения прекъсваем капацитет на входните и изходни точки на газопреносната мрежа за транзитен пренос, вероятността от прекъсване на прогнозните резервирани прекъсваеми капацитети е минимална. Въпреки това, услугите по предоставяне на прекъсваем

капацитет не са със същото качество, като услугите по предоставяне на твърд (гарантиран) капацитет. В извънредни ситуации, когато целият твърд капацитет се използва, е възможно да възникне прекъсване.

ОПС предлага минималната отстъпка за тарифиране на услугите за предоставяне на прекъсваем капацитет да бъде 10%. За регистрирани прекъсвания в обеми по-големи от 10% от резервирания прекъсваем капацитет, ползвателят на газопреносната система ще получава компенсации в месечните фактури за транспортни услуги по преноса на природен газ, пропорционално на прекъснатия пренос.

Комисията приема предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициенти (отстъпки) за обосновани.

Съгласно чл. 33, ал. 1 от Методиката, операторът, в срок до 2 месеца след утвърждаване на необходимите годишни приходи от Комисията, определя тарифната структура и цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони за първия ценови период от регулаторен период, и публикува проекта на решение на управителните органи на оператора за определяне на тарифната структура и на цените за достъп и пренос на интернет страницата на оператора.

На основание чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 6, ал. 3 и чл. 18, ал. 1 и ал. 2, и чл. 32, ал. 3 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Определя на „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност 3 години от 2017 г. до 2019 г. включително.

II. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за регулаторния период:

1. База на възвръщаемост: за 2017 г. – 1 432 397 хил. лв., за 2018 г. – 1 476 389 хил. лв., за 2019 г. – 1 492 991 хил. лв.;

2. Норма на възвръщаемост на капитала: 8.14%;

3. Коефициент за подобряване на ефективността: 0.6%;

4. Съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони: 50% от входните точки/зони на 50% от изходните точки/зони;

5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и цена за пренос: 90% от цена за достъп на 10% от цена за пренос;

6. Коефициент за изглаждане на необходимите приходи: -0.0263;

7. Входни и изходни точки, за които се определят цените за достъп и пренос:

7.1. Входно/Изходна точка „Негру Вода/Кардам“;

7.2. Входна зона „Местен Добив“;

7.3. Изходна зона „България“;

7.4. Входно/Изходна точка „Русе/Гюргево“;

7.5. Входно/Изходна точка „Кулата/Сидирокастро“;

7.6. Изходна точка „Странджа/Малкочлар“;

7.7. Изходна точка „Кюстендил/Жидилово“

7.8. Входно/Изходна точка „ГИС Чирен“.

8. Коефициенти за определяне на цените за достъп на база на цената за референтен твърд капацитет:

Коефициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти:

8.1. За тримесечни продукти за предоставяне на капацитет:

- за I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 1.8;

- за II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 1;
- за III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 1;
- за IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 1.8.

8.2. За месечни продукти за предоставяне на капацитет:

- за месец януари – коефициент със стойност 2;
- за месец февруари – коефициент със стойност 2;
- за месец март – коефициент със стойност 2;
- за месец април – коефициент със стойност 1;
- за месец май – коефициент със стойност 1;
- за месец юни – коефициент със стойност 1;
- за месец юли – коефициент със стойност 1;
- за месец август – коефициент със стойност 1;
- за месец септември – коефициент със стойност 1;
- за месец октомври – коефициент със стойност 2;
- за месец ноември – коефициент със стойност 2;
- за месец декември – коефициент със стойност 2.

8.3. За дневни продукти за предоставяне на капацитет:

- за продукти, предоставяни през I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 3;
- за продукти, предоставяни през II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 2;
- за продукти, предоставяни през III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 2;
- за продукти, предоставяни през IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 3;

8.4. За капацитетни продукти „в рамките на деня“:

- за продукти, предоставяни през I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 3;
- за продукти, предоставяни през II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 2;
- за продукти, предоставяни през III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 2;
- за продукти, предоставяни през IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 3.

8.5. За определяне на цената за превишен капацитет – коефициент със стойност 5.

8.6. Коефициент (отстъпка) при определяне на цената за достъп за реверсивен капацитет на търговска база (backhaul) – със стойност 0.5 (отстъпка 50%) от цената на съответния твърд капацитетен продукт в права посока.

8.7. Коефициент (отстъпка) за определяне на цените за достъп на входни и изходни точки от/към съоръжения за съхранение на природен газ - със стойност 0.2 (отстъпка 80%) от разходноориентираната цена за съответния капацитетен продукт.

8.8. Отстъпка за определяне на цената за достъп на прекъсваеми продукти – със стойност 10% (90% от цената на съответния твърд капацитет).

III. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за първата година от регулаторния период:

1. Необходими годишни приходи: 277 142 хил. лв.;

2. Базови необходими приходи: 260 967 хил. лв.;

3. Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката:

3.1. Контролируеми експлоатационни разходи: 137 596 хил. лв.;

3.2. Директно прехвърляеми разходи: 16 175 хил. лв., от които:

3.2.1. Директно прехвърляеми общи разходи: 5334 хил. лв.;

3.2.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента: 6658 хил. лв. и

3.2.3. Директно прехвърляеми разходи за покриване на наложени задължения към обществото, формиращи отделна компонента в цената за пренос: 4183 хил. лв.

4. Енергийна стойност на единица обем природен газ, използвана за изчисляване на цените за достъп и пренос:

Средна горна граница на калоричност на природния газ 10.64 kWh за 1 м³ природен газ, измерен при температура 20°C и налягане 0.101325 MPa.

IV. Определя начин на прилагане на входно-изходния тарифен модел – за преносната система, за регулаторния период 2017-2019 г.

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

За ПРЕДСЕДАТЕЛ:

АЛЕКСАНДЪР Я. ЙОРДАНОВ

(Съгласно Заповед № 3-Ох-79 от 28.07.2017 г.)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА