



РЕШЕНИЕ

№ НГП-1
от 02.10.2020 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 02.10.2020 г., като разгледа подаденото заявление с № Е-15-45-15 от 18.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи за периода 2020-2024 г., доклад с вх. № Е-Дк-775 от 24.09.2020 г. и събраните данни от проведеното на 01.10.2020 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-15-45-15 от 18.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи (НГП) и елементи съгласно чл. 18, ал. 1 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., ДВ., бр.76 от 30.09.2016 г., изм. и доп., ДВ, бр. 79 от 8.09.2020 г.) за регулаторен период от 2020 до 2024 г.

Със Заповед № 3-Е-84 от 22.05.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на НГП за периода 2020 – 2024 г., при отчитане на параметрите на заявление с вх. № Е-15-45-14 от 18.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ за същия период.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-15 от 28.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи: подробна обосновка и доказателства за отделните видове разходи, както и за връзката им с изпълнението на дейността „пренос на природен газ“; подробна обосновка за избрания подход за предвиденото освобождаване на натрупания в регулаторната сметка баланс и отразяването му върху необходимите приходи за първата година от новия регулаторен период. С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 03.06.2020 г. дружеството е представило исканата информация.

С писмо с изх. № Е-15-45-15 от 21.08.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи: подробна обосновка за предложения размер от 9307 хил. лв. на разходите, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, посочен в заявлението за утвърждаване на НГП, както и за заложеното им увеличение с 89,78% през 2021 г. спрямо 2020 г., като се има предвид че необходимите годишни приходи, покриващи разходи, възникващи от наложени задължения към обществото са в размер на 4843 хил. лв. съгласно Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР; обосновки за: начина на прогнозиране на инфлацията; промяна на коефициента за определяне на цената за превишен капацитет спрямо изминалия регулаторен период; промяната на съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ – от 90/10 на 85/15; разходи за наеми. От заявителя е изискано да представи и анализ на резултатите от прилагането през изминалия регулаторен период на утвърдените параметри с Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 28.08.2020 г. дружеството е представило исканата информация.

С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 24.09.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило неконфиденциална версия на документи към заявлението за утвърждаване на необходими годишни приходи със заличена търговска тайна.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се данни в заявлението за утвърждаване на необходими приходи за регулаторен период 2020-2024 г. и приложените документи са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-775 от 24.09.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 206 от 25.09.2020 г., т. 3 и публикуван на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 3 от ЗЕ, на 01.10.2020 г. е проведено открито заседание, на което представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражения по доклада.

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 комбиниран оператор на газопреносната система, обединяваща в единна система национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ и газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ, както и на подземното газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурността на доставките на природен газ.

Заявителят е представил препис-извлечение от Протокол УС № 445 от 11.05.2020 г. от неприсъствено заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, видно от което по т. 5.1. е взето решение за приемане проекта на заявление за утвърждаване на необходими приходи за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г. Представен е и препис-извлечение от Протокол НС № 20 от 15.05.2020 г. от проведено неприсъствено заседание на Надзорния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, видно от което по т. 1.1. е взето решение, с което се утвърждава проекта на заявление за утвърждаване на необходими приходи за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г.

С Решение № НПП-1 от 01.08.2017 г. КЕВР е утвърдила на „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторен период 2017 – 2019 г.

Резултати от прилагането на утвърдените параметри с Решение № НПП-1 от 01.08.2017 г. през изминалия регулаторен период:

От началото на газовата година 2017/2018 е въведен входно-изходния тарифен модел за определяне на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. От модел на ценообразуване „пощенска марка“ с цени на база пренесени количества природен газ е преминало към модел на ценообразуване с индивидуални цени за всяка входна/изходна точка/зона с преобладаващ дял на капацитетно базираните тарифи. Въведени са и тарифирани капацитетни продукти с различна продължителност (годишни, тримесечни, месечни, дневни, в рамките на деня и превишен капацитет), както и отделни компоненти на цената за пренос (обща компонента, технологична компонента и компонента за компенсиране на наложени задължения към обществото). Капацитетните продукти се предлагат на твърда и прекъсваема база. Анализът на приходите, събирани от отделните компоненти на въведената тарифна система за периода 01.10.2017 г. до 01.08.2020 г. показва следното:

Общите приходи, събрани за периода при прилагане на входно-изходната тарифна система, са в размер на (...) хил. лв. От тях 84,90% или (...) хил. лв. са събрани от прилаганите тарифи за резервиран капацитет, а 15,1% или (...) хил. лв. - от прилагани тарифи на база пренесени количества природен газ. От реализацията на твърди капацитетни продукти са събрани 99,35% от приходите, отнесени към капацитетни продукти, като най-голям дял в приходите имат годишните продукти – 42,67%. Делът на останалите капацитетни продукти в общите събрани приходи от капацитетни продукти е, както следва: тримесечни – 17%; месечни – 23,89%; дневни - 12,36%; в рамките на деня – 0,75%; превишен капацитет – 3,34%. Реализацията на прекъсваеми продукти е основно на месечни прекъсваеми продукти с дял от

69,30% в приходите от прекъсваеми продукти и дневни прекъсваеми продукти с дял от 26,70%.

Отделните компоненти на цената за пренос имат следните дялове в приходите, получени на база пренесени количества природен газ:

- Обща компонента на цената за пренос – 37,62%;
- Технологична компонента – 40,04%;
- Компонента за компенсиране на наложени задължения към обществото – 22,34%.

Общите приходи (при прогнозни директно прехвърляеми разходи за газова година 2019/2020 г.), образувани по реда на Методиката и определени за събиране през регулаторен период 2017 – 2019 г., възлизат на 873 141 хил. лв., разпределени по години, както следва, за:

- събиране през газовата година 2017/2018 – (...) хил. лв.;
- събиране през газовата година 2018/2019 – (...) хил. лв.;
- събиране през газовата година 2019/2020 – (...) хил. лв.

От тях, от действащи дългосрочни договори с фиксирани цени (включително прогнозираните да бъдат събрани за газовата 2019/2020 г.) са събрани (...) хил. лв., което представлява (...) % от общите необходими приходи за периода.

Приходите, събрани от прилагането на входно-изходната тарифна система (включително прогнозираните да бъдат събрани за газова 2019/2020 година) са (...) хил. лв.

Разликата между събраните приходи от дейността и определените за събиране за периода възлиза на 97 575 хил. лв. или 11,18% от общите необходими приходи за периода. Разликата се дължи основно на разлики между прогнозирания курс и реалния курс BGN/USD, допълнителни резервации на капацитет на междусистемни точки извън прогнозираните, както и отчетена ниска степен на използване на резервирани капацитетни продукти. Съгласно Методиката съответната разлика следва да бъде възстановена през втория регулаторен период.

Съгласно чл. 18, ал. 1 от Методиката, преди началото на всеки регулаторен период по предложение на оператора, Комисията с решение утвърждава на оператора:

- необходимите годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период;
- базата за възвръщаемост по години за регулаторния период;
- нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период;
- прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обосновааност;
- коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи;
- коефициент на изглаждане на базовите необходими приходи за регулаторния период.

С решението по чл. 18, ал. 1 от Методиката в съответствие с резултатите от проведената консултация по чл. 17а от същата Методика, Комисията утвърждава за регулаторния период: съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ; съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки (чл. 18, ал. 3 от Методиката).

Съгласно чл. 18а от Методиката за всеки ценови период, операторът внася в Комисията предложение за:

- входни и изходни точки/зони, за които се определят цените за достъп и пренос;
- коефициенти за определяне на цените за достъп за резервиране на краткосрочни капацитетни продукти на база на цената за референтен твърд капацитет;
- сезонни множители за определяне на цените за резервиране на краткосрочни капацитетни продукти;
- отстъпка при образуване на цени за достъп за резервиране на прекъсваеми капацитетни продукти;
- отстъпка при определяне на цени за достъп за входни/изходни точки към/от съоръжения за съхранение на природен газ;

- отстъпка при образуване на цени за достъп за входни точки от съоръжения за втечен природен газ (ВПГ) и за входни точки от и изходни точки към инфраструктура, разработена с цел преодоляване на изолацията на държави-членки по отношение на техните преносни системи.

I. Регулаторен период

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага вторият регулаторен период да бъде с продължителност пет години – от 2020 до 2024 г. Същият е обоснован от дружеството със следното: стимули за приходи от ефективност: колкото по-дълъг е периодът, толкова по-големи са стимулите; отклонение от определената норма на възвращаемост: при по-продължителен период, вероятността регулираното дружество да има по-голямо отклонение на получените приходи от утвърдените е по-голяма; административни разходи, колкото е по-дълъг периодът административните разходи са по-ниски, както за регулираното дружество, така и за регулаторния орган; регулаторен риск: по-дългият период води до по-нисък регулаторен риск, като стимулира инвестициите.

Заявителят счита, че петгодишен регулаторен период би постигнал добро балансиране между горепосочените фактори. В допълнение посочва, че в европейската практика регулаторните периоди са с продължителност от 3 до 5 години.

Съгласно чл. 6, ал. 3 от Методиката, регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, определен с решение на Комисията по предложение на оператора.

Видно от гореизложеното, предложението от „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност пет години е обоснован и е в съответствие с чл. 6, ал. 3 от Методиката.

Съгласно т. 18 от Допълнителните разпоредби (ДР) на Методиката „регулаторен период“ е период, на базата на който се определят необходимите приходи на оператора за целите на формиране на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система и може да включва два или повече ценови периода.

Съгласно т. 19 от ДР на Методиката „ценови период“ е период от една година, започващ на 1 октомври и завършващ на 30 септември, през който цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система остават непроменени.

Предвид горното е обосновано регулаторния период да започва от 1 октомври 2020 г. и да завършва на 30 септември 2025 г.

II. Входни и изходни точки/зони за нуждите на ценообразуването

Съгласно чл. 18а на Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване за нуждите на ценообразуването следните входни и изходни точки/зони, принадлежащи на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за които да бъдат определени цени за достъп и пренос:

Входно/Изходна точка „Негру Вода/Кардам“ – част от газопреносна система, съвпада с агрегираната точка между входно-изходните точки „Негру Вода 1/Кардам“ и „Негру Вода 2, 3/Кардам“;

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

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 национална газопреносна мрежа (НГПМ)“ и изходна точка „Агрегирани изходи газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)“;

Входно/Изходна точка „ГИС Чирен“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с входно/изходна точка „ГИС Чирен“;

Входно/Изходна точка „Кулата/Сидирокастро“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с входно/изходна точка „Кулата/Сидирокастро“;

Изходна точка „Кюстендил/Жидилово“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с изходна точка „Кюстендил/Жидилово“;

Входно/Изходна точка „Русе/Гюргево“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с входно/изходна точка „Русе/Гюргево“;

Входно/Изходна точка „Странджа/Малкочлар“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с агрегираната точка между изходна точка „Странджа 2/Малкочлар“ и входно-изходна точка „Странджа/Малкочлар“;

Изходна точка „Киреево/Зайчар“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с изходна „Киреево/Зайчар“;

Същите точки са одобрени с Решение № ВТ-1 от 13.02.2020 г. на КЕВР за одобряване на актуализиран списък с важни точки от газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Дружеството е предложило за утвърждаване за нуждите на ценообразуването и следната входно-изходна точка на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за която да бъдат определени цени за достъп и пренос:

Входна точка с „IGB“ – точка на свързване на интерконектора IGB с националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора.

III. Тарифна структура

Съгласно чл. 21 от Методиката тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система се определя от оператора. С цел образуване на цените за достъп и пренос през газопреносната система, утвърдените НГП се разпределят по ценовите компоненти от тарифната структура. Съгласно чл. 22, ал. 1, т. 1 и т. 2 от Методиката, цените от тарифната структура могат да включват: цена за достъп, която се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне, изразена в лв./MWh/ден/период на предоставяне; цена за пренос, която се определя в левове за енергийни единици природен газ, изразена в лв./MWh.

Във връзка с чл. 21 от Методиката, със заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД е заявило следната тарифна структура:

1. Цена за достъп със следните капацитетни продукти:

- цена за достъп за годишен капацитетен продукт в лв./MWh/ден/година;
- цена за достъп за тримесечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/тримесечие;
- цена за достъп за месечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/месец;
- цена за достъп за дневен капацитетен продукт лв./MWh/ден;
- цена за достъп за капацитетен продукт „в рамките на деня“ в лв./MWh/ден.

2. Цена за пренос, която включва:

- обща компонента за пренос в лв./MWh;
- технологична компонента за пренос в лв./MWh;
- компонента за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото в лв./MWh.

Операторът предлага следното разпределение на необходимите приходи към компонентите на цената за пренос:

- необходимите приходи, разпределени към общата компонента на цената за пренос, да се покриват от всички входни и изходни точки/зони на газопреносната система в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони;

- необходимите приходи, разпределени за технологична компонента на цената за пренос, да се покриват от всички входни и изходни точки/зони на газопреносната система, в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони;

- необходимите приходи за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото да се покриват от всички изходни точки на изходна зона „България“, в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони.

Съгласно чл. 34 от Методиката, за всеки ценови период от регулаторния период операторът определя с решение цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони на база утвърдените НГП за този ценови период. в срок не по-късно от 30 дни преди ежегодния търг за годишен капацитет в съответствие с календара на ENTSOG.

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

На основание чл. 18, ал. 3, т. 1 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване следното съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цена за достъп и от цена за пренос:

- 85%, покривани от цената за достъп;
- 15%, покривани от цената за пренос.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, 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 оператора на преносната система, 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 и на данни от международната практика. Част от страните в Европа прилагат, както цена за достъп, така и цена за пренос. Предвид практиката в Европа дружеството обобщава, че в тези страни съотношението достъп/пренос показва ясна тенденция по-голям процент от приходите да се възстановява от цената 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.

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, тъй като тези разходи са включени изцяло към необходимите годишни приходи на цената 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 от цена за достъп, и приходи, събирани от цена 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 сумата от очакваните годишни количества природен газ на входни и на изходни точки на газопреносната система. 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 периода на договора 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 се налага 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.

Наложената тенденция в практиката на европейските оператори на преносни системи е да се върви към покриване на необходимите приходи за дейността изцяло от капацитетно базирани цени, като цените, налагани за пренесени количества природен газ (ако се прилагат

такива) изплащат единствено разходи, които са в пряка зависимост от пренесените количества природен газ (променливи разходи).

Въпреки горната тенденция, с оглед относително ниското ниво на развитие на пазара на природен газ в страната и плавния преход от цени, изцяло базирани на пренесени количества природен газ, към цени за капацитетни продукти (до 01.10.2017 г. прилаганите цени от газопреносния оператор са изцяло на база пренесени количества природен газ), както и предвид изразените мнения от ползватели на газопреносната система и заинтересовани страни в хода на проведени обсъждания на резултатите от прилагането на новия входно-изходен тарифен модел, заявителят е предложил през новия регулаторен период (2020 –2024 г.), цените на база пренесени количества природен газ да имат следната структура: обща компонента на цената за пренесени количества природен газ – покрива 15% от постоянните необходими приходи, изплащани чрез прилагането на входно-изходната тарифна система; технологична компонента на цената за пренесени количества природен газ – покрива технологични оперативни разходи, пряко зависими от пренесените количества природен газ, изплащани чрез прилагането на входно-изходната тарифна система.

Такава структура на покриване на необходимите приходи би била в интерес на ползвателите на газопреносната система, собственост на дружеството, като в сравнение с приложимата понастоящем структура (90%, покривани от цената за достъп и 10%, покривани от цената за пренос) увеличава дела на необходимите приходи, изплащани на база на пренесени количества природен газ, като по този начин намалява риска от загуби вследствие на нереализация на резервиран капацитет. Предложената промяна в съотношението не би се отразила на събираемостта на утвърдените необходими приходи от оператора.

Предвид гореизложеното, предложеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД съотношение за разпределение на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ е обосновано.

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

На основание чл. 18, ал. 3, т. 2 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. Същият се базира на матричен подход, при който тези необходими приходи се разпределят в зависимост от извършените инвестиции, топологията на преносната мрежа, техническите и резервираните капацитети. Важен параметър при това разпределение е така нареченото „входно-изходно разпределение”, което показва какъв процент от необходимите приходи, отнесени към цена за достъп ще се генерират от всички входни точки/зони на газопреносната система и какъв от всички изходни точки/зони на системата. В тази връзка, 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 (Регламент (ЕС) 2017/460) е определено базово разпределение, което предполага разпределението на приходи от цена за достъп от входни и от изходни точки/зони да бъде 50:50. 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.

Предвид гореизложеното, предложеното от заявителя съотношение на разпределение на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки/зони е обосновано.

VI. Необходими годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по преноса за първата година от регулаторния период

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

Съгласно чл. 7, ал. 1 от Методиката, НГП 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 и годишна корекция за съответната година от регулаторния период, отразяваща освобождаването на регулаторната сметка.

Предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период са в размер на 314 118 хил. лв. и включват:

1. Базови необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период (2020/2021 г.) в размер на 409 503 хил. лв., като БНГП за 2019 г. са в размер на 373 507 хил. лв. За определянето на БНГП за ценови период 2020/2021 г. заявителят е изчислил производението на постигнатите БНГП за 2019 г. и разликата между единица и определения коефициент за изглаждане на НГП в размер на -0,0964, получен при решаване на уравнението по чл. 7, ал. 3 от Методиката.

БНГП за следващите години от регулаторния период се изчисляват, съгласно 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 коефициентът за изглаждане на НГП за регулаторния период.

По отношение на предложения коефициент за изглаждане на НГП за регулаторния период, аргументи за неговото изчисление съгласно чл. 7, ал. 3 от Методиката, са изложени по-долу в настоящия доклад.

Предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД средногодишна прогнозна инфлация за регулаторния период е в размер на 1,2%. Заявителят е прогнозировал размера на годишния инфлационен индекс за регулаторния период на база настъпилата рецесия на икономиката в световен мащаб, свързана с икономическата криза в следствие на пандемията от Covid 19. Очакванията са за рязко намаляване на търсенето в глобален мащаб, което да рефлектира върху ограничаване на инфлационните тенденции, като доведе до ниски стойности на отчетената инфлация. Съгласно проучване на Европейската комисия от май 2020 г. (https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-performance-and-forecasts/economic-forecasts/spring-2020-economic-forecast-deep-and-uneven-recession-uncertain-recovery_bg) за 2020 г. и 2021 г. се очаква потребителските цени да спаднат значително поради намаляването на търсенето и резкия спад на цените на петрола, като взети заедно те биха компенсирани изолираните случаи на увеличение на цените, в резултат на прекъсвания на доставките, свързани с пандемията. Текущата прогноза за измерената чрез хармонизирания индекс на потребителските цени (ХИПЦ) инфлация в еврозоната е за 0,3% през 2020 г. и 1,1% през 2021 г. Предвижда се инфлацията в ЕС да бъде 0,6% през 2020 г. и 1,3% през 2021 г.

Според заявителя направените прогнози за България за 2020 г. и 2021 г. сочат стойности на ХИПЦ от около 1,1%, като очакванията са тази тенденция да се запази и през следващите години.

Съгласно § 1, т. 24 от Допълнителната разпоредба на Методиката индексът на потребителските цени (Consumer Price Index) е годишният официален индекс на инфлация, определен от Националния статистически институт (НСИ). По данни на НСИ, индексът на потребителските цени за дванадесет месечен период (месец април 2020 г. спрямо месец май 2019 г.) е 101,7%, т.е. инфлацията е 1,7%.

Предвид горното е обосновано да се приеме предложението от заявителя прогнозен размер от 1,2% на средногодишна инфлация за периода 2020 – 2024 г.

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

2. Директно прехвърляемите разходи са в размер на 12 880 хил. лв., от които:

- директно прехвърляеми разходи (общи) в размер на 2190 хил. лв.;
- директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента на цената за пренос в размер на 5847 хил. лв.;

- заявени директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България”, покриващи наложени задължения към обществото в размер на 9307 хил. лв.

Според дадената обосновка, на „Булгартрансгаз“ ЕАД са наложени задължения към обществото със Заповед № РД-16-675 от 21.05.2014 г. на Министъра на икономиката и енергетиката. На дружеството е вменено задължението да закупи за собствена сметка 140 млн. м³ природен газ, като го съхранява в ПГХ „Чирен“ с цел осигуряване на снабдяването и освобождаването му в случай на недостиг на природен газ при трайно прекъсване на доставките на природен газ в страната съгласно „План за действие при извънредни ситуации“. В изпълнение на заповедта, дружеството е закупило съответните количества чрез провеждане на открита тръжна процедура на цена от 580,20 лв. за 1000 м³ природен газ без ДДС. Към момента, за сигурността на снабдяването, съгласно Заповед на министъра на енергетиката ЕРД-16-148 от 16.04.2018 г. се съхраняват 115 млн. м³ природен газ, оценени по стойност на придобиване на 66 723 хил. лв. Според дружеството структурата на разходите за покриване на наложени задължения към обществото към настоящия момент има две компоненти: разходи за съхранение на природен газ в обем от 115 млн. м³, възлизащи на 4843 хил. лв. в съответствие с утвърдената стойност в Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР и разходи за поддържане на запас от 115 млн. м³, възлизащи на 4464 хил. лв. Разходите за поддържане на запаса природен газ за покриване на наложени задължения към обществото са изцяло финансови и могат да се дефинират като приходи от възвръщаемост на вложените средства в закупуването на определените със заповед на министъра на енергетиката количества природен газ при алтернативна инвестиция в активи за извършваната лицензионна дейност по издадените лицензии за пренос на природен газ. Във връзка с горното, тяхната стойност е изчислена, като върху стойността на закупуване на съответните количества (66 723 хил. лв.) е начислена предложената за утвърждаване за регулаторния период 2020 – 2024 г. норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане от 6,69%.

Начисляването на норма на възвръщаемост на капитала в размер 6,69%, върху стойността на закупените количества природен газ, покриващи наложени задължения към обществото е необосновано. В тази връзка, предложеният от заявителя размер на директно прехвърляеми разходи, формиращи компонентата от цената за пренос, покриваща наложени задължения към обществото – 9307 хил. лв. следва да бъде намален и признат в размер на 4843 хил. лв. в съответствие с Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР за утвърждаване на НГП и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.

3. Съгласно чл. 16а операторът коригира НГП със суми, получени вследствие на несъответствие между действително получените годишни приходи и утвърдените НГП от предходни ценови периоди. За целта операторът поддържа специална регулаторна сметка, в която ежегодно се натрупват годишните разлики между действително получени приходи и ревизираните НГП. Механизмът на регулаторната сметка е в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/460 и определя неутралността на преносния оператор по отношение на утвърдените необходими приходи за регулаторния период, като изисква надвзетите/недовзетите приходи да се възстановят от/на оператора в следващия регулаторен период. Натрупаният баланс в регулаторната сметка се освобождава в края на регулаторния период и се покрива чрез корекция на определените НГП за следващия регулаторен период.

За първия регулаторен период „Булгартрансгаз“ ЕАД отчита разлика с изчислените по реда на Методиката НГП в размер на надвзет приход от 97 575 хил. лв., като реализираните приходи и директно прехвърляемите разходи за последната година са прогнозни. Тази разлика представлява 11,31% от сумарните НГП за първия регулаторен период, като е формирана основно от повишеното търсене на услуги по преноса през последната година на периода. Предвид разпоредбата на чл. 16а от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага установената положителна разлика между действително получените приходи и ревизираните необходими приходи за първия регулаторен период да бъде освободена в края на регулаторния период, като се извърши корекция чрез намаляване с тази разлика на необходимите приходи през първата година от втория регулаторен период, т.е. през газова година 2020/2021. Заявителят обосновава предложението си с динамиката в

прогнозните приходи от сключени дългосрочни договори с фиксирани цени. Вследствие на относително по-ниските очаквани приходи по дългосрочни договори с фиксирани цени за първата година от регулаторния период се увеличава дела на приходите, покривани от прилагането на цени по въведената входно-изходна тарифна система. Освободената регулаторна сметка през 2020 г. би компенсирала този ефект, като при нейното освобождаване резултатните тарифи биха били близки до приложените през газова година 2019/2020. Целта на предложението е плавно изменение на приложимите тарифи и нестресиране на пазара на природен газ.

Предвид всичко изложено, предложените НГП за преносната система за първата година от регулаторния период са 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: за 2020 г. – 3 001 251 хил. лв.; за 2021 г. – 3 892 368 хил. лв.; за 2022 г. – 3 792 409 хил. лв.; за 2023 г. – 3 636 637 хил. лв. и за 2024 г. – 3 516 332 хил. лв.

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 газопреносната система и се определя на база одобрен от Комисията бизнес план на оператора.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че включените активи при определяне на необходимите приходи са в съответствие с внесения със заявление с вх. № Е-15-45-14 от 16.05.2020 г. бизнес план на дружеството за периода 2020 – 2024 г. В състава на тези активи е включен и дял от активите, използвани в общи дейности, обслужващи трите издадени лицензни (пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа, пренос на природен газ по преносната мрежа за транзитен пренос и съхранение на природен газ). Тези активи са разпределени на база на дела на съответните активи в активите, обслужващи трите лицензионни дейности, към края на 2019 г.

Включените активи са разделени на: преносни газопроводи – линейна част; съоръжения; компресорно оборудване; кабелни мрежи; компютърна и комуникационна техника; сгради и конструкции; земи; амортизируем буферен газ в преносната система; неамортизируем буферен газ в преносната система; дълготрайни нематериални активи и други дълготрайни материални активи (ДМА). Стойностите, формиращи базата за възвръщаемост по години от регулаторния период и за базовата година са представени в следващата таблица:

Таблица № 1

№	Активи	Единица мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Призната стойност на ДА/нетекущи активи, в т.ч.	хил. лв.	3 080 346	3 989 676	3 905 910	3 778 975	3 652 777
1.1	Балансова стойност на ДМА/нетекущи активи , свързани с дейността	хил. лв.	3 073 991	3 980 472	3 898 013	3 771 004	3 644 915
1.2	Балансова стойност на ДНА/нетекущи активи , свързани с дейността	хил. лв.	6355	9203	7898	7971	7861
2	Балансова стойност на ДА, придобити за сметка на финансираня, изградени със средства на потребителите или придобити чрез безвъзмездно прехвърляне	хил. лв.	90 971	109 268	125 401	154 196	148 275
3	Необходим оборотен капитал	хил. лв.	11 876	11 959	11 900	11 859	11 830
4	Регулаторна база на активите	хил. лв.	3 001 251	3 892 368	3 792 409	3 636 637	3 516 332
5	Норма на възвръщаемост		6,69%	6,69%	6,69%	6,69%	6,69%
6	Възвръщаемост	хил. лв.	200 784	260 399	253 712	243 291	235 243

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

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 предложения за одобряване бизнес план на оператора.

Заявителят е представил технико-икономическа обосновка относно инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период по години, по направления и групи обекти. Дружеството уточнява, че предвидените инвестиции за периода 2020 – 2024 г. са залегнали в бизнес плана. В предложението за утвърждаване на необходими приходи са посочени прогнозните инвестиции, обслужващи дейността по пренос на природен газ по газопреносната система съгласно издадените лицензии на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Според оператора 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. Инвестициите са разделени по следните направления: разширение на газовата инфраструктура за пренос и транзитен пренос; реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система, заедно със спомагателните мрежи към тях за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда; текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация. В изпълнение на основните инвестиционни проекти за периода 2020 – 2024 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработило средносрочна инвестиционна програма за петгодишен период и годишни програми с два основни вида дейности:

1. Инвестиционни проекти – мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни направления: изграждане на нови обекти; реконструкция, модернизация и рехабилитация; доставка на машини и оборудване.

2. Експлоатационна поддръжка – ремонти с инвестиционен характер, обезпечавачи функционирането, поддържането и повишаването на надеждността на газовата инфраструктура и доставка на материали и консумативи.

Инвестиционната програма се съставя въз основа на постъпили заявки от експлоатационните райони на дружеството.

Основните инвестиционни проекти са групирани в направления, както следва:

- Разширение на газовата инфраструктура за пренос и транзитен пренос. Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница; преносни газопроводи с АГРС, в т.ч. за: Свищов; Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог; газопроводни отклонения с ГИС или АГРС – Кранов възел (КВ) и АГРС Игнатиево; станции за почистване на транзитен газопровод и газопроводни отклонения – Девня, Бургас, Димитровград и Перник; изграждане на оптични кабелни магистрали, информационни и управляващи системи; изграждане на единна технологична система за сигурност на обектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД; внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание“;

- Реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система заедно със спомагателните мрежи към тях за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортиране на природен газ и за опазване на околната среда; подмяна на преносен газопровод в участъка

ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово; основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка КС „Вълчи дол” – КВ „Преселка”; модернизация на компресорни станции чрез интегриране на четири броя газотурбокомпресорни агрегата (ГТКА) в три компресорни станции; планови ремонти и инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304; ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци; преоборудване на горивните системи на един брой ГТА тип ТНМ 1304/ с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ (Система за автоматично управление); увеличаване капацитета на газопроводното отклонение „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 ГРС „Враца”; реконструкция и модернизация на АГРС и ГРС, в т.ч. АГРС „Ловеч”; ремонт на очистно съоръжение „Стряма”; изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри на четири бр. газомоторни компресора (ГМК)”; ремонт в Машинна зала към Компресорен цех в КС „Полски Сеновец”; внедряване на система за регулиране на производителността на два бр. ГМК;

- Текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация: вътрешнотръбни инспекции на газопроводи от транзитната газопреносна мрежа; вътрешнотръбни инспекции на газопроводи от националната газопреносна мрежа; подмяна на антикорозионното покритие на магистрален газопровод; поддръжка на газопроводи и съоръжения към тях, на сграден фонд, възстановяване планировката (земното покритие) върху газопроводи, профилактика на сондажи и технологични инсталации и др.

Обемът на предвидените инвестиции по видове активи е посочен в следващата таблица:

Таблица № 2

Видове активи	2020 г. (хил. лв.)	2021 г. (хил. лв.)	2022 г. (хил. лв.)	2023 г. (хил. лв.)	2024 г. (хил. лв.)
Инвестиции общо:	1 491 166	1 021 485	94 000	56 855	52 402
Преносни газопроводи – линейна част	1 238 951	667 779	51 710	19 193	17 357
Съоръжения	145 743	73 369	10 030	9840	8927
Компресорно оборудване	84 182	255 056	686	13 018	11 484
Комуникационни мрежи	7521	6291	1657	4403	3875
Компютърна техника, офис оборудване	1312	1082	1155	1082	1155
Сгради и конструкции	3713	7317	3748	1784	1544
ДНМА	3213	4583	815	2425	2601
Други ДМА	6532	6008	24 199	5110	5459

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 бизнес план за периода 2020 – 2024 г.

В съответствие с чл. 13, ал. 2 от Методиката, в базата за 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 за 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 представения за одобрение от Комисията бизнес план за периода 2020 – 2024 г.

В съответствие с чл. 16а, ал. 5 от Методиката, е извършен преглед относно изпълнението на инвестициите на дружеството в края на регулаторния период. Изпълнението на годишната инвестиционна програма на дружеството за 2019 г. е 128%.

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 за регулаторния период среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,69% преди данъчно облагане, изчислена при дял 52,20% на

собствения капитал с норма на възвръщаемост 8,16% и дял на привлечения капитал 47,80% с норма на възвръщаемост 4,09%.

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 формулата в чл. 14, ал. 2 от Методиката и се изчислява за целия капитал 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-членки от Европейския съюз в размер на 0,57 за 2020 г. по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business. За периода 2020 – 2024 г. дружеството предвижда да оперира с привлечен капитал по сключени договори за доставка и строителство по „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД”. Договорените плащания ще започват да се осъществяват след въвеждане в експлоатация на етапите на договорените строителни работи. Среднопретегленият годишен лихвен процент за разглеждания период е (...)%. Предвид капиталовата структура на дружеството, при преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият се изчислява в размер на 1,04. Общата пазарна рискова премия за Република България е 7,08%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,20%) и премията за специфичния за държавата риск (1,88%) по данни от месец януари 2020 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 0,7964%, като среднопретеглен ДЛП за периода 01.05.2017 г. – 30.04.2020 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 е 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 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.

В разходите за дейностите е включен дял от разходите, извършвани от комбинирания оператор по общите дейности, обслужващи както издадените лицензии за пренос, така и дейността по лицензията за съхранение на природен газ (дейностите по управление и спомагателна дейност). Тези разходи са разпределени на база на приходите, генерирани от съответните дейности през 2019 г. В разходите за дейността не са включени разходи за извършване на балансиране на пазара на природен газ, които се отразяват отделно в съответствие с Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс и такса за неутралност при балансиране. В състава на разходите за дейностите по пренос на природен газ не са включени: разходи за данък върху печалбата; разходи за бъдещи периоди; разходи за загуби от обезценки; текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 и чл. 39 от Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО); текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси; разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи; разходи за лихви за забава, неустойки и

други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори; съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания; разходи за дарения и изплатени неизползвани отпуски от предходен период; разходи по чл. 204 на ЗКПО, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО.

Разходите за дейността 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 прогнозираны при цени към момента на изготвяне на предложението за необходими приходи, въз основа на отчетените разходи по групи за базовата година (2019 г.) и прогнозното изменение за регулаторния период на параметрите, характеризиращи разширяването на дейността по пренос на природен газ. Параметрите, въз основа на които са формирани 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 дълготрайните активи (ДА) (в млрд. лв.) – 40%.

Оперативните разходи са прогнозираны на база на съответните параметри поотделно за дейностите по пренос на природен газ по двете лицензии за пренос, при използване на коефициенти на зависимост на конкретната група разходи от избрания параметър. Избраните коефициенти на зависимост са в пряка корелация с отчетените такива за базовата година. Крайната стойност на конкретна група разходи е получена като сума от изчислените по двете лицензии за пренос разходи за съответната група.

Стойностите на изчислените прогнозни параметри за базовата година и петте години от регулаторния период са представени в следващата таблица:

Таблица № 3

Параметър	2019 г. (базова)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Численост на персонала, бр.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Отчетна стойност на ДА, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Балансова стойност на ДА, хил. лв.	1 655 965	3 080 346	3 989 676	3 905 910	3 778 975	3 652 777
Обем на инвестициите, хил. лв.	145 761	1 491 166	1 021 485	94 000	56 855	52 402
Пренесени количества природен газ, хил. м ³	11 204 457	13 074 924	18 531 559	19 541 559	21 107 111	23 811 559
Индикатор на разрастването на обема на дейността	315	336	359	380	402	425

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*, прогнозираны в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 3,81;

- *разходи за работно облекло*, прогнозните им стойности са определени съобразно

планираното оборудване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасност на условията на труд. Прогнозирани са в зависимост от параметъра брой на персонала, зает в дейността в размер на 210 лв./година за всеки зает в дейността по „пренос на природен газ“;

- *канцеларски материали*, прогнозирани като е отчетено разрастването на дейността по пренос на природен газ в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,39;

- *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 коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 4,9.

1.1.2. Разходи за външни услуги:

- *застраховки*, включват разходи по имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица. Прогнозирани са на база прогнозното изменение на балансовата стойност на ДМА, обслужващи дейностите по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,05%.

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,32;

- *абонаментно поддържане*, включват 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 коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 3,8;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, включват 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. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 4,86;

- *наеми*, прогнозирани във връзка с инвестиционната програма за регулаторния период и в зависимост предвидения обем на инвестициите по години от регулаторния период. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,05.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД за нуждите на лицензионната дейност по пренос на природен газ дружеството извършва наемане на различни по характер обекти и апаратура, като: сгради, апартаменти, складови помещения, ползване на комуникационна апаратура и други. Динамиката на разходите за наем през регулаторния период 2020 – 2024 г. се очаква да бъде свързана с интензивната инвестиционна програма, предвидена от дружеството, като е планирано допълнително да бъдат наети складови помещения, апартаменти и апаратура, свързани с извършване на предвидените строителни работи. В подаденото заявление за утвърждаване на необходими приходи, разходите за наем по години от регулаторния период са прогнозирани на база на инвестиционната програма на дружеството и отчетените разходи за базовата година;

- *проверка на уреди*, включват разходи за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността. Определени 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. Дружеството е предоставило справка за средствата за измерване, които подлежат на проверка през регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, включват разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност, разходи за участие в експертни организации и разходи по граждански договори. Прогнозирани са в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 2,58;

- *разходи за вода, отопление и ел. енергия*, прогнозирани в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 4;

- *разходи за ремонт*, включват разходи за текущи ремонти по газопреносната система, неформиращи стойност на дълготрайни материални активи. Прогнозирани са на база на

ремонтната програма на дружеството, като са отделени от разходите за ремонт формиращи стойност на дълготрайни материални активи;

- *разходи за вътрешнотръбни инспекции*, включват разходи за провеждане на периодични вътрешнотръбни инспекции. Прогнозирани са на база плана за извършване на такива инспекции, част от ремонтната програма на дружеството.

1.1.3. Разходи за заплати – включват разходите за заплати на пряко заетия персонал в дейностите по преноса на природен газ и дял от разходите за заплати на общия персонал, обслужващ лицензионните дейности, извършвани от „Булгартрансгаз” ЕАД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средната работна заплата за предприятието за 2020 г. съгласно сключения на 20.12.2019 г. Колективен трудов договор (КТД) и прогнозния брой на персонала за периода 2020 – 2024 г. Размерът на разходите нараства от (...) хил. лв. през 2020 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

1.1.4. Разходи за социално осигуряване, които включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните разходи за социално осигуряване на заето лице, определени от средната работна заплата за предприятието за 2020 г. съгласно сключения КТД и прогнозния персонал за периода до 2024 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2020 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

1.1.5. Социални разходи, които включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, работно облекло и други), съгласно сключения КТД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните социални разходи на заето лице за 2020 г. и прогнозния брой на персонала за периода 2020 – 2024 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2020 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

1.1.6. Други разходи, които нарастват от (...) хил. лв. през 2020 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват:

- *разходи за охрана на труда*, 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*, включват разходи за осигурен транспорт на персонала до обектите на местоработата. Прогнозирани са на база отчетни стойности и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ, като възлизат на (...) лв. на година на всеки зает;

- *разходи за маркетинг и реклама*, включват разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания, планирани въз основа на отчетни данни и параметъра „прогнозни количества пренесен природен газ”. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,0045 на 1 млн. пренесени количества природен газ;

- *разходи за командировки*, прогнозираны на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността върху стойността на разхода е 2,95;

- *разходи за обучение на персонала*, прогнозираны на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността върху стойността на разхода е 0,165.

1.2. Променливи експлоатационни разходи – пряко зависят от пренесените количества природен газ и включват разходи, свързани с технологията на преноса, като дружеството не планира такъв вид разходи през втория регулаторен период.

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 прехвърляеми разходи представляват 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) № 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010.

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. Признатият размер на тези разходи възлизат на 4843 хил. лв. за първата година от регулаторния период и са определени в съответствие с утвърдената стойност в Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР.

- *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 подгръване на газ в АГРС). Разходите са определени на база на прогнозните количества необходим горивен газ и газ за технологични нужди и действащите ставки на акциз за моторно гориво и акциз за отопление, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана. 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 1714 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. Тези разходи са прогнозирани в размер на 179 хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *местни данъци и такси*, прогнозирани въз основа на отчетни данни и нарастването на отчетната стойност на активите, заети в извършването на дейността по пренос на природен газ. Коэффициентът на влияние на параметъра отчетна стойност на активите върху стойността на разхода е 0,144;

- *разходи за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ (ЕМОПС)*, включват разходи за заплащане на годишна такса за участие в ЕМОПС за газ. Разходите са прогнозирани постоянни за целия период и равни на начислените за 2019 г., като са в размер на 596 хил. лв.;

- *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“, извън количествата за съхранение на природен газ за нуждите на балансирането.

Разходите за технологични нужди по преноса на природен газ, включително и разходите за осигуряване на горивен газ и електрическа енергия за работата на

компресорните станции са разпределени от заявителя в отделна група, с цел формиране на технологична компонента в прилаганите цени за пренос:

- *разходи за технологични нужди по преноса*, които представляват остойнестени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както и количества за технологични нужди (технологичен газ за подгриване на газа/ изпускания на газ при ремонти и аварии и други). Разликите между измерените входящи и изходящи количества природен газ са прогнозираны в зависимост от отчетените такива за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ по години от регулаторния период. Разходите за природен газ за топлинни процеси при преноса на природен газ са прогнозираны на база отчетените за 2019 г. и в съответствие с планираните количества за пренос по НППМ.

- *разходи за горивен газ за компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ* и представляват разходи за природен газ, използван за работата на компресорните станции. Прогнозираны са на база отчетените разходи за базовата година и прогнозните количества и прогнозните пренесени количества природен газ.

В следващата таблица са представени изходните данни и конкретните изчисления:

Таблица № 4

Видове технологични разходи на природен газ	2019 г. базова	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Пренесени количества природен газ, хил. м ³	4 369 142	5 655 000	6 210 000	7 360 000	9 085 000	11 920 000
Процент на дисбаланса между вход и изход	0,26%	0,25%	0,24%	0,22%	0,20%	0,17%
Газ за покриване на дисбаланса между вход и изход, хил. м ³	11 156	14 188	14 848	16 553	17 767	20 639
Газ за топлинни технологични процеси, хил. м ³	1223	1594	1703	1939	2127	2527
Горивен газ за работа на компресорните станции, хил. м ³	3517	7236	8737	11 679	18 885	29 214
Природен газ за технологични нужди, хил. м ³	15 897	23 018	25 288	30 172	38 780	52 379
Цена на газа за технологични нужди, лв./1000 м ³	474,92	236,46	236,46	236,46	236,46	236,46
Технологични разходи на природен газ, хил. лв.	7550	5443	5980	7134	9170	12 386

- *разходи за електрическа енергия за работа на компресорните станции по националната газопреносна мрежа*, представляващи разходи за ел. енергия, използвана за работата на електрически задвижваните компресорни станции КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”. Прогнозираны са в зависимост от данните за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ до изходни точки на националната газопреносна мрежа, като 0,08 лв. на 1000 м³ пренесен природен газ по националната газопреносна мрежа.

- *други приходи при извършване на лицензионните дейности* – в състава на директно прехвърляемите разходи са включени с отрицателен знак „други приходи при извършване на лицензионните дейности”, представляващи прогнозни приходи, възникващи при извършване на лицензионните дейности, извън приходите от дейността по пренос на природен газ (приходи от цена за достъп, приходи от цена за пренос и приходи от цена за присъединяване). С цел постигане на съответствие с чл. 7, ал. 4 на Методиката, съответните прогнозни приходи са извадени от директно прехвърляемите разходи по години от регулаторния период.

Директно прехвърляемите разходи (общы) за първата година от регулаторния период са в размер на 2190 хил. лв. и се увеличават на 4029 хил. лв. за 2024 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 4843 хил. лв. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 25, ал. 3 от Методиката, съгласно която цената за пренос може да включва разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, които се посочват като отделна компонента в цената.

Директно прехвърляемите разходи, формиращи технологичната компонента на цената за пренос, за първата година от регулаторния период са в размер на 5847 хил. лв. и се увеличават на 13 058 хил. лв. за 2024 г.

Предвид гореизложеното, изчислените и предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД прогнозни разходи, за първата година от регулаторния период са икономически обосновани и в съответствие с представения за одобрение бизнес план за периода 2020 – 2024 г.

X. 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.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че наличието на единствен оператор на газопреносна мрежа 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 международни компании. Сравняването на оператора 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. В тази връзка предложението на заявителя е за втория регулаторен период да бъде използван същият коефициент, както за първия регулаторен период, който е равен на половината от прогнозната годишна инфлация за периода, а именно 0,6%.

Предвид гореизложеното и невъзможността да бъде направен посочения сравнителен анализ, е целесъобразно приемането на предложението от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент за подобряване на ефективността, който да бъде прилаган по отношение на прогнозните експлоатационни разходи.

XI. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 6 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване от Комисията коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи, в размер на -0,0964 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 НГП 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 от 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 е равна на сумата от дисконтираните изгладени годишни необходими приходи.

Предложеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент за изглаждане на необходими приходи в размер на -0,0964 за регулаторния период, е изчислен в съответствие с предвидения начин на изчисляване.

XII. Коефициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти на база на цената за референтен твърд капацитет:

Портфолиото от продукти се отнася до състава на цялата услуга, предлагана от оператора, 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 е описан начинът на определяне на цените за достъп на

краткосрочни продукти, а именно: 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.

Цените на краткосрочни продукти се определят, както следва:

$$P_{st} = m * S * P_y * (d/dy),$$

където:

P_{st} е цената на краткосрочния продукт;

m е множител за съответния краткосрочен продукт;

S - сезонен фактор, определен за всеки отделен период на прилагане на съответния краткосрочен продукт

P_y е референтната цена на годишния продукт;

d е продължителността на краткосрочния продукт в дни;

dy е продължителност на годината в дни 365 за нормална и 366 за високосна година.

Дружеството посочва, че Регламент (ЕС) 2017/460 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 „Булгартрансгаз“ ЕАД 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.

При определянето на стойността на множителите е важно да се отчете балансът между ефективното използване на мрежата и събираемостта на приходите на оператора. Ниските стойности на множителите стимулират мрежовите ползватели да резервират краткосрочни продукти, изглаждайки профила си на резервиране на капацитет, докато високите стойности на множителите стимулира резервирането на дългосрочни продукти (годишни и продукти с продължителност повече от една година).

Отчитайки степента на сложност на преносната система на България и стремежа да се гарантира недискриминационен достъп, както и да се елиминира кръстосаното субсидиране, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложил използването на единни множители и сезонни фактори, както за точките на междусистемно свързване, така и за всички останали точки.

С решение № К – 1 от 10.09.2020 г. КЕВР е утвърдила на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 1 октомври 2020 г. – 30 септември 2021 г. множители, използвани за образуването на цени за краткосрочни продукти, стойности на сезонните коефициенти по месеци, отстъпка от тарифите за резервиране на капацитет на входна и изходна точка от/към съоръжение за съхранение на природен газ и отстъпка при резервиране на прекъсваеми капацитетни продукти, както следва:

1. Множители за определяне на цената за достъп при краткосрочни капацитетни продукти, както следва:

- за тримесечни капацитетни продукти – 1,3;
- за месечни капацитетни продукти – 1,4;
- за дневни капацитетни продукти – 2;
- за капацитетни продукти „в рамките на деня” – 2,5;

2. Сезонни фактори за определяне на цената за достъп при краткосрочни продукти:

2.1. За тримесечни продукти:

- за I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 1,27;
- за II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 0,87;
- за III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 0,73;
- за IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 1,13;

2.2. За месечни, дневни и продукти в рамките на деня:

- за месец януари – коефициент със стойност 1,48;
- за месец февруари – коефициент със стойност 1,28;
- за месец март – коефициент със стойност 1,03;
- за месец април – коефициент със стойност 0,95;
- за месец май – коефициент със стойност 0,88;
- за месец юни – коефициент със стойност 0,79;
- за месец юли – коефициент със стойност 0,70;
- за месец август – коефициент със стойност 0,68;
- за месец септември – коефициент със стойност 0,82;
- за месец октомври – коефициент със стойност 0,86;
- за месец ноември – коефициент със стойност 1,11;
- за месец декември – коефициент със стойност 1,42.

Сезонните фактори се прилагат за образуване на цените на краткосрочни капацитетни продукти, като се вземе под внимание сезонността на потоците природен газ през годината. Целта на прилагането на сезонни фактори е да се стимулират мрежовите ползватели да използват газопреносната система през слабо натоварения сезон (лято), осигурявайки ефективно използване на преносната система. По този начин се цели намаляване на риска от претоварване на газопреносната система в условията на засилено търсене на природен газ, с което се избягва нуждата от допълнителни инвестиции за увеличение на междусистемния капацитет на преносната система. Изчисляването на сезонните фактори се базира на средномесечни прогнозни количества пренесен природен газ за газовата година 2020/2021, в съответствие с чл. 15 (параграфи от 2 до 6 от Регламент 2017/460).

3. Коефициент за определяне на цената за превишен капацитет

Заявителят предлага за определяне на цената за превишен капацитет независимо от портфолиото на резервирани продукти за предоставяне на капацитет да се прилага коефициент със стойност 4.

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. 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 два 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.

Съгласно обосновката на заявителя, ефективното извършване на дейността по пренос на природен газ изисква интензивна комуникация между ползвателите на газопреносната мрежа и преносния оператор, в която ползвателите резервират портфолио от капацитетни продукти, необходими да покрият прогнозния пренос и ежедневно подават в рамките на резервирания дневен капацитет заявки за прогнозните количества за пренос. Съответните процедури гарантират настройката на газопреносната система за посрещане на преноса на заявените количества, ефективно диспечирание и минимизиране на разходите по преноса на природен газ. За целта „Булгартрансгаз“ ЕАД е създал инструменти и условия за резервиране на годишни, тримесечни, месечни, дневни и в рамките на деня капацитетни продукти. От тази гледна точка, всеки ползвател има пълната възможност да покрие очаквания дневен пренос с резервиран капацитет, като възможността за резервиране на капацитетни продукти за покриване на преноса продължава до края на газовия ден на преноса. Това дава възможност изцяло да се избегне или ограничи до минимум попадането в състояние на превишаване на пренесените количества над резервирания капацитет

Коефициентът се прилага към цената на референтния твърд капацитет за съответната входна/изходна точка/зона, преизчислена на дневна база. Предложеният в заявлението коефициент е с 20% по-нисък от утвърдения за изтичащия регулаторен период 2017 –2019 г., като намалението е в унисон с предложеното общо намаление на приложимите коефициенти за определяне на цените на краткосрочни продукти.

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

Предложеният на заявителя е коефициентът (отстъпката) да остане в размер на 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 потреблениа. 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 изисква 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.

Предвид изложеното, предложеният коефициент (отстъпка) е обоснован.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД, вземайки предвид липсата на отчетено прекъсване на точки на междусистемно свързване, породено от физическо претоварване в рамките на последната газова година (2018/2019), предлага за газова година 2020/2021 да се прилага отстъпка при възникване на прекъсване. Ползвателите, резервирали прекъсваем капацитет ще бъдат компенсирани с отстъпка, определена съгласно разпоредбите на чл. 16, параграф 4 на Регламент 2017/460, като стойността на отстъпката ще бъде равна на утроената цена за дневен капацитетен продукт, начислена върху реално прекъснатия капацитет. В тази връзка предложението от „Булгартрансгаз“ ЕАД определяне на отстъпката е обосновано.

На основание чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 2, т. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 5, ал. 1, чл. 6, ал. 3, чл. 18, ал. 1 и ал. 3 и чл. 18а 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 от 5 години – от 1 октомври 2020 г. до 30 септември 2025 г.

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

1. База на възвръщаемост за ценови периоди: 1 октомври 2020 г. - 30 септември 2021 г. – 3 001 251 хил. лв.; 1 октомври 2021 г. - 30 септември 2022 г. – 3 892 368 хил. лв.; 1 октомври 2022 г. - 30 септември 2023 г. – 3 792 409 хил. лв.; 1 октомври 2023 г. - 30 септември 2024 г. – 3 636 637 хил. лв.; 1 октомври 2024 г. - 30 септември 2025 г. – 3 516 332 хил. лв.;

2. Норма на възвръщаемост на капитала: 6,69%;

3. Коефициент за подобряване на ефективността: 0,6%;

4. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи: -0,0964;

5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос: 85% от цена за достъп на 15% от цена за пренос;

6. 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;

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

1. Необходими годишни приходи: 314 118 хил. лв.;

2. Базови необходими приходи: 409 503 хил. лв.;

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

3.1. Контролируеми експлоатационни разходи: 89 226 хил. лв.;

3.2. Разходи за амортизация: 105 723 хил. лв.;

3.3. Директно прехвърляеми разходи: 12 880 хил. лв., от които:

3.3.1. Директно прехвърляеми общи разходи: 2190 хил. лв.;

3.3.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента: 5847 хил. лв.;

3.3.3. Директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“ за покриване на наложени задължения към обществото – 4843 хил. лв.;

IV. Одобрява на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 1 октомври 2020 г. – 30 септември 2021 г.:

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

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

1.2. Входна зона „Местен Добив“;

- 1.3. Изходна зона „България”;
- 1.4. Входно/Изходна точка „Русе/Гюргево”;
- 1.5. Входно/Изходна точка „Кулата/Сидирокастро“;
- 1.6. Изходна точка „Странджа/Малкочлар”;
- 1.7. Изходна точка „Кюстендил/Жидилово”;
- 1.8. Входно/Изходна точка „ГИС Чирен“;
- 1.9. Входно/Изходна точка „Странджа/Малкочлар“;
- 1.10. Изходна точка „Киреево/Зайчар”;
- 1.11. Входна точка с „IGB”.

2. Коэффициент за определяне на цената за превишен капацитет – 4.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА