



ПРОТОКОЛ

№ 166

София, 01.08.2017 година

Днес, 01.08.2017 г. от 10:20 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), ръководено от Александър Йорданов – за председател (*съгласно Заповед № 3-ОХ-79/28.07.2017 г.*).

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

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, А. Иванова - и.д. директор на дирекция „Природен газ“ и експерти на КЕВР.

Александър Йорданов установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно: заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи за периода 2017-2019 г.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова, Снежана Станкова, Виктория Джерманова, Ваня Василева

2. Проект на решение относно: заявления с вх. № Е-15-45-51 от 10.11.2016 г. и от 17.05.2017 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Веселин Тодоров, Виктория Джерманова, Сирма Денчева, Ваня Василева

По т.1. Комисията, като разгледа подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ за периода 2017-2019 г., доклад с вх. № Е-Дк-451 от 13.07.2017 г. и събраните данни от проведеното открито заседание, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-50 от

10.11.2016 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ за периода 2016-2020 г.

Със Заповед № 3-Е-190 от 16.11.2016 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши преглед от формална страна на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) и проучване на преписката от техническа, финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на заявлението.

След проверка на заявлението и приложените към него документи е установено, че съгласно чл. 32, ал. 1 от Методиката за определяне на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (обн., ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г., в сила от 1.10.2014 г., изм. и доп., бр. 76 от 30.09.2016 г., в сила от 19.09.2016 г.), преди началото на нов регулаторен период операторът изготвя бизнес план за дейностите по пренос на природен газ, който се представя за одобряване от Комисията не по-късно от 4 месеца преди изтичането на предходния регулаторен период. Предвид гореизложеното, с писмо с изх. № Е-15-45-50 от 27.12.2016 г. дружеството е уведомено, че е необходимо приложеният бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2020 г., да бъде преработен за период, започващ от 2017 г., с оглед обстоятелството, че към момента на подаване на заявлението изтича първата година – 2016 г. от предложения от дружеството регулаторен период.

С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 17.05.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило преработен бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2017-2019 г.

След извършен анализ е установено несъответствие между посочените данни в представения бизнес план на дружеството за периода 2017-2019 г. и представения за одобряване Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-51 от 04.07.2017 г. от дружеството е изискано да представи в Комисията подробна обосновка относно установеното несъответствие в стойностите на предвидените инвестиции за периода 2017-2019 г. С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 06.07.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило обосновка за различието между посочените данни за предвидените инвестиции в представения бизнес план на дружеството за развитие на дейността „пренос на природен газ“ за периода 2017-2019 г. с внесения за одобрение Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г.

С писмо с изх. № Е-15-45-51 от 10.07.2017 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи доказателства за взето от Управителния съвет на дружеството решение за одобряване на представения в Комисията бизнес план. С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 11.07.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило препис-извлечение от Протокол УС № 209 от 17.05.2017 г., от което е видно, че Управителният съвет е взел решение по т. 3.2. за приемане на проект на бизнес план за периода 2017-2019 г. за развитие на дейността по пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Разпоредбата на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ регламентира задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия.

Резултатите от извършения анализ на представения за одобряване бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2017-2019 г. са отразени в Доклад с вх. № Е-Дк-451 от 13.07.2017 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 151 от 18.07.2017 г., т. 1. На проведеното на 25.07.2017 г. открито заседание представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражения по доклада.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър към Агенция по вписванията с ЕИК 175203478, със седалище и адрес на управление: Република България, гр. София, община Люлин, ж.к. „Люлин“ 2, бул. „Панчо Владигеров“ № 66. Едноличен собственик на капитала на дружеството е „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ АД). Към 31.12.2016 г. акционерният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД е 841 414 350 лв., разпределен в 841 414 350 поименни акции с номинална стойност 1 лев всяка. Дружеството е с двустепенна система на управление: Управителен съвет и Надзорен съвет, като се представлява от изпълнителния директор Георги Кирилов Гегов.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“, както и на лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е оператор на газопреносна система, обединяваща в единна система национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ на територията на Република България до газоразпределителни мрежи и стопански клиенти на природен газ (НГПМ), газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ през територията на Република България до съседните държави - Румъния, Турция, Гърция и Македония (ГМТП) и подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурност на доставките на природен газ.

Въз основа на издадените от КЕВР лицензии, дружеството извършва следните дейности, свързани с преноса на природен газ: единно управление и надеждно функциониране на газопреносната система; поддържане на баланса между внос, добив и потребление на природен газ; пренос на природен газ по газопреносната система при спазване на изискванията за качеството на природния газ и отчитането му; осигуряване на оптимален режим на работа на газопреносната система; поддържане на обектите и съоръженията на газопреносната система в съответствие с техническите изисквания и с изискванията за безопасност при работа; развитие на газопреносната система в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването; предоставяне на условия за равнопоставеност на потребителите при осигуряване на достъп за ползване на съоръженията за пренос на природен газ и администриране на сделките с природен газ и организация на балансирането на пазара на природен газ.

Освен лицензионните дейности, „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва и: врязване под налягане; стопел операции; проектиране на газови инсталации и съоръжения; изпълнение на строително-монтажни работи (СМР) по част „Технологична“ на газови инсталации и съоръжения на базата на регистрация и членство в Камарата на строителите; настаняване в учебно-възстановителния център на дружеството; покупка и продажба на стоки, материали, оборудване и съоръжения и други пряко или косвено, свързани с осъществяването на лицензионните дейности на дружеството.

Представеният бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, е за период от 3 години - 2017-2019 г., и съдържа:

1. Производствена програма

1.1. Маркетингов анализ на пазара на природен газ в страната и региона

В Република България няма открити значими находища на природен газ и потреблението на газ в страната се осигурява главно чрез внос от един източник - Руската Федерация. Природният газ достига до България по един маршрут - през териториите на Русия, Украйна, Молдова и Румъния. По отношение на местния добив е отбелязано, че в страната има множество издадени концесии за търсене на природен газ, като най-добре проученото, с възможности за реален добив в следващите няколко години, е газокондензатно находище „Койнаре“ на „Дайрект Петролеум“, блок „А-Ловеч“.

Към газопреносната система са присъединени добивни предприятия и две основни групи клиенти – търговски дружества, получили лицензи за разпределение и снабдяване с природен газ, и небитови клиенти. Като основни участници на пазара на природен газ в Република България, освен комбинирания газов оператор, са посочени: газоразпределителните дружества, обществения доставчик на природен газ, търговци на природен газ, небитови клиенти на природен газ, присъединени към газопреносната система, както и битови и небитови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителните мрежи.

Предвид факта, че през 2016 г. е налице недостатъчна степен на конкуренция на източниците на природен газ за националния газов пазар, основните алтернативи по отношение на сигурността на доставките при прекъсване на вноса от основните входни точки Негру вода 1 и Негру вода 2, 3 са капацитетът за съхранение в ПГХ „Чирен“ и местният добив. В тази връзка дружеството е представило целите си за периода 2017-2026 г., които включват: диверсификация на източниците и маршрутите на доставка на природен газ и поява на нарастващ брой ползватели на услугите по пренос и съхранение – търговци на природен газ; нови входни точки към газопреносната система, в т.ч. от местен добив; по-пълно използване на преносния капацитет на съществуващата инфраструктура и увеличаване на трансграничния капацитет; разширяване капацитета за съхранение, добив и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“; интегриране на регионалните пазари, навлизане на нови участници и други.

Развитието на пазара на природен газ в региона е свързано с очаквания за ръст на консумацията на природен газ в съседните на Република България страни, основаващо се на очаквано повишено потребление и на действащите дългосрочни договори за доставки на природен газ от Руската Федерация по Балканското направление, както и възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор. Тези очаквания са в синхрон с плановете за изграждане на нови връзки между газопреносните системи на България с Турция, Гърция и Сърбия, доизграждане на инфраструктурата с Румъния, създаването на газоразпределителен център в България и други значими проекти в региона. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД планира създаване на инфраструктура, позволяваща приемане на природен газ от различни региони и предаването му към съседни страни, като целта е по-ефективно използване на съществуващия капацитет на газопреносната система и на допълнителния капацитет, възникващ в резултат на изпълнение на инвестиционната програма на дружеството.

1.2. Описание на предвидени основни проекти, оказващи влияние върху развитието на пазара на природен газ в България и търсенето на услуги по пренос на природен газ

Ключови за пазарната интеграция в региона са новите междусистемни газови връзки с Турция, Гърция и Сърбия и свързването с проектите от Южния газов коридор. Те допринасят за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, като създават реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите, и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България.

1.2.1. Изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни

- **Междусистемната газова връзка Турция - България (ИТВ)** е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, България и BOTAS, Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, на доставящите партньори и маршрутите, като по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. Проектът, като част от приоритетния Южен газов коридор, е ключов по отношение на сигурността и диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ към/през България и региона. ИТВ представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км (приблизително 75 км от които на българска територия), с капацитет от 3 млрд. м³/г. Междусистемната връзка Турция – България е проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април

2013 година относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура (Регламент (ЕС) № 347/2013). За изпълнение на прединвестиционно проучване през 2015 г. е получено безвъзмездно финансиране по програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF-Energy). На база на резултатите от изпълнените предпроектни дейности ще бъдат определени окончателните параметри на проекта и последващи стъпки за неговото изпълнение. Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация на ИТВ е 2020 г.

- **Междусистемна реверсивна газова връзка България-Сърбия (IBS)** има за цел свързване на националните газопрееносни мрежи на България и Сърбия. Проектът се реализира от Министерство на енергетиката, в качеството на бенефициент по процедура в рамките на Оперативна програма „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика” 2007-2013 г. „Булгартрансгаз” ЕАД оказва техническа и експертна помощ за осъществяване на проекта. Междусистемната връзка е един от българските газови проекти от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. По данни от техническия проект дължината на трасето София – Димитровград – Ниш е около 170 км, от които на българска територия около 62,2 км, а мястото на включване на газопровода към газопрееносната мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД е в района на Нови Искър. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е края на 2020 г.

- **Междусистемната газова връзка Гърция - България (IGB)** има за цел да свърже националната газопрееносна мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД, в близост до гр. Стара Загора с газопрееносната мрежа на ДЕСФА С.А., Гърция в района на гр. Комотини. Проектът се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с акционери БЕХ ЕАД (50%) и гръцкото инвестиционно дружество IGI Poseidon (50%). Акционери с равни дялове в IGI Poseidon са DEPA, Гърция и Edison, Италия.

Междусистемната газова връзка Гърция – България е обявена за проект от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. За реализацията на проекта е осигурено съфинансиране от „Европейската енергийна програма за възстановяване” под формата на безвъзмездна финансова помощ. Подписан е и мандат с Европейската банка за възстановяване и развитие (ЕБВР) за стартиране на преговори с цел финансиране на фазата по изграждане. Трасето на газопровода Комотини - Димитровград - Стара Загора е с дължина 182 км, от които 151 км на територията на България и 31 км на територията на Гърция, с диаметър на тръбата 32" (813 мм). Техническият капацитет на газопровода е до 3 млрд. м³/год., с възможност да бъде увеличен до 5 млрд. м³/год. чрез изграждане на компресорна станция. На територията на България се предвижда изграждане на отклонения до градовете Кърджали и Димитровград.

На територията на Гърция, във връзка с развитието на Южния газов коридор, се предвижда възможност за свързване на IGB с газопровода ТАР и с газопрееносната инфраструктура на ДЕСФА С.А.

Предвидено е интерконектора да бъде въведен в експлоатация в началото на 2020 г.

- **Проект за изграждане на газоразпределителен център (хъб) „Балкан“ на територията на България:** Създаването на газов хъб цели да бъде изградена необходимата газопрееносна инфраструктура, която да свърже пазарите на природен газ на страните-членки в региона - България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и през тях за страните-членки от Централна и Западна Европа, както и с държавите от Енергийната общност - Сърбия, Македония, Босна и Херцеговина и други, което ще допринесе за постигането на основните приоритети на европейската енергийна политика. Проектът за изграждане на хъб „Балкан“ на територията на България е включен в Десетгодишния план за развитие на мрежите на ENTSOG 2017-2026, както и в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД 2017-2026 г. В газоразпределителния център биха могли да постъпват количества природен газ от различни източници - руски природен газ през нов морски газопровод и по действащото към момента трасе; природен газ, добиван в шелфа на Черно море - българския (от блокове „Хан Аспарух”, „Силистар” и „Терес”) и румънския; природен газ от източници

на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) и LNG от терминалите в Гърция и Турция.

Създадена е съвместна работна група между правителството на България и Европейската комисия, която има за цел да подкрепи развитието на търговска концепция, бизнес модел и финансов план за газов хъб „Балкан“. Групата ще разгледа техническите, законовите и финансовите аспекти на проекта. Основните задачи са фокусирани върху идентифицирането на решения за основно срещаните предизвикателства при развитието на стабилна регулаторна рамка и търговска среда, целящи улеснено свързване между България и останалата част от Югоизточна Европа.

- **Проектът EASTRING - България** е проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между точка на свързване (IP) Велке Капушани (съществуващата точка на междусистемно свързване между украинската и словашката газопреносни мрежи) и точка на свързване с външна граница на ЕС на територията на България. Проектът съчетава изграждане на нова газова инфраструктура с оптимизация на съществуващата такава в страните по трасето на коридора. Концепцията Eastring, разработена на този етап и включена в общностния Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG 2017-2026, предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България. В рамките на проекта се разглеждат различни варианти на трасе. Предвидено е Eastring да се изпълни на 2 етапа, като първият да бъде въведен в експлоатация през 2021 г. и осигури капацитет 570 GWh/ден, а вторият етап - през 2025 г. с достигане на капацитет 1140 GWh/ден. „Булгартрансгаз“ ЕАД е компанията, която е ангажирана за реализацията на българския участък от Eastring. За територията на България за етап 1 от развитието на проекта се предвижда да бъде изграден нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 257 км от нова входно-изходна точка на българо-румънската граница до нова входно-изходна точка на външна граница на Европейския съюз на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90 MW. За етап 2 от развитието на проекта се предвижда допълнително изграждане на нови компресорни мощности. Предвидена е възможност за свързване на Eastring с мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/ден.

1.2.2. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения

Според дружеството, развитието на съществуващата мрежа е съществен процес за създаване на възможности за постигане на устойчива и благоприятна за развитието на българската икономика икономическа среда. Реализирането на подобни проекти е пряко свързано с развитието на съответните региони в бизнес и социален аспект. Предвидените проекти ще увеличат броя на българските домакинства с достъп до природен газ, ще подпомогнат ускоряването на процеса на газификация в страната, както и повишаването на енергийната ефективност. С реализирането им ще се постигне и значим екологичен ефект - намаляване на вредните емисии, отделяни при изгаряне на твърдите и течните горива.

- **Газопроводно отклонение Разлог - Банско** е с очаквана дължина 40 км, максимален дебит 32 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се трасето на газопровода да преминава по северните склонове на Пирин планина, като преди курортно селище „Предела“ трасето пресича път № 19 „Симитли-Разлог“ и продължава по южните склонове на Рила планина до автоматична газоразпределителна станция (АГРС) Разлог. След това трасето продължава на юг, пресича път № 19 Симитли-Разлог и достига до АГРС Банско. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер до 4 840 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 4 840 000 евро, като допълнително се предвижда да бъдат инвестирани още 750 000 евро за държавни такси,

учредяване на сервитут, обезщетения и др. Приключена е процедурата за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, подробен устройствен план (ПУП) и оценка за въздействие върху околната среда (ОВОС), и е подписан договор за консултантски услуги за проектиране.

- **Газопроводно отклонение Панагюрище – Пирдоп** е предвидено да бъде с дължина около 62 км, максимален дебит 25 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Разглежданото трасе на газопроводно отклонение е, както следва: от кранов възел (КВ) Виноградец, разположен на Южния полупръстен на магистрален газопровод (МГ) до АГРС западно от гр. Панагюрище и трасе от гр. Панагюрище до АГРС западно от гр. Пирдоп. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на МФК в размер до 3 600 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 3 600 000 евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 1 250 000 евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др. Изпълнено е предпроектно проучване. Приключена е процедурата по правилата на ЕБВР и развитие за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС, и е подписан договор.

- **Газопроводно отклонение до Свищов** е с очаквана дължина 39 км, диаметър DN 200 мм и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се захранването да бъде извършено от съществуващия магистрален газопровод на Северния полупръстен, от намиращия се в близост до с. Патреш кранов възел, до АГРС, която ще бъде разположена южно от гр. Свищов. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на МФК в размер до 2 360 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 2 360 000 евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 600 000 евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др. Изпълнено е предпроектно проучване. Пред финализиране е процедурата по правилата на ЕБВР за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост).

В бизнес плана са предвидени и възможности за изграждане на нови газопроводни отклонения:

- **Газопроводно отклонение до Сопот и Хисаря** се предвижда да бъде с дължина 54 км, от които 22 км диаметър DN 200 мм и 32 км с DN 150, като захранването му да бъде извършено от съществуващия магистрален газопровод Южен полупръстен, западно от автомобилния път Пловдив - Карлово. Впоследствие газопроводното отклонение достига до АГРС в близост до гр. Хисаря и АГРС в близост до гр. Сопот. С отклонението ще могат да се захранят с. Баня, гр. Карлово и с. Калояново. Описаният проект е в етап на проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение. Срокът за изпълнението му зависи до голяма степен от оценката за неговата целесъобразност, като се отчита социалния и икономическия ефект за региона и страната от реализирането му.

1.2.3. Проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура:

- Проектът „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“ е проект от „общ интерес“, определен като приоритетен за инициативата за газова свързаност в региона на Централна и Югоизточна Европа (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity - CESEC). Дейностите, свързани с изпълненото на проекта, условно могат да бъдат разграничени в 3 фази на изпълнение, които обхващат:

Фаза 1 обхваща първоначалните действия, предприети по проекта, които дружеството вече изпълнява, финансирайки ги със собствени средства. Тази фаза включва

следните предстоящи дейности: изграждане на газопровод от компресорна станция (КС) Лозенец до очистно съоръжение (ОС) Недялско (започнало е изпълнение през 2016 г. и се очаква завършване в средата на 2018 г. и провеждане на инспекции на газопроводите.

Фаза 2 включва действия, както следва: етап 2 от модернизацията на КС чрез интегриране на 4 броя ГТКА в 3 компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Петрич“, КС „Ихтиман“), като е сключен договор за предпроектни проучвания; рехабилитация и подмяна на участъци от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина 81 км; провеждане на инспекции на газопроводи и внедряване на допълнителен софтуер. За изпълнението на действията от Фаза 2 „Булгартрансгаз“ ЕАД кандидатства за получаване на съфинансиране от програмата Механизъм за свързване на Европа (МСЕ). През м. април 2016 г. е подписано споразумение за безвъзмездно финансиране в размер на 50% от сумата - до 850 000 евро, за три основни дейности: подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията (подсилването) на северния полупръстен на газопреносната система (за газопроводен участък от 58 км.: „ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово“); подготвителни дейности за модернизация на 3 броя компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни турбинни газокомпресорни агрегати и Вътрешнотръбни инспекции на два газопроводни участъка. В тази връзка е проведена обществена поръчка и е избран изпълнител на договора. Изпълнението е финализирано през м. декември 2016 г., с подписването на приемо-предавателен протокол за изпълнение на дейността и издаването на необходимия сертификат за съответствие.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е кандидатствало за финансиране на действие „подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията на газопреносната система в участъка ОС Вълчи дол – ЛКВ Преселка, чест от проект от „общ интерес“ 6.8.2“ от МСЕ. Действието е насочено към изпълнение на подготвителната фаза на дейността, свързана с подмяната на газопроводен участък от 23 км и ще включва завършване на прединвестиционна фаза. Предложено е за финансиране и предстои подписване на Грантово споразумение.

Фаза 3 включва инфраструктура под условие, необходима след вземане на окончателно инвестиционно решение за реализиране на етап 2 от проект Междусистемна връзка България-Сърбия, свързана с увеличение на капацитета на интерконектора от 1,8 на 2,4 млрд. м³/г. В тази фаза е включена инфраструктурата, чието реализиране и параметри са под условие, тъй като са свързани с бъдещи решения относно проекта IBS, чийто организатор от българска страна е Министерство на енергетиката. Заложената за изграждане инфраструктура включва изграждане на газопровод Горни Богров - Нови Искър, с приблизителна дължина 19 км, DN 700 и КС „Богров“ - 20 MW.

- **Изграждане на транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“:** Разширяването на транзитния газопровод за Турция в участъка между КС „Лозенец“ и ОС „Недялско“ е ключово за развитието на съществуващата междусистемна свързаност на България с Турция и е част от проект от „общ интерес“ за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България. Изграждането на 20-километровата газопроводна отсечка в участъка КС „Лозенец“ – ОС „Недялско“ е пряко свързано с повишаване на сигурността на преносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД и осигурява възможност за пренос на допълнителни количества природен газ по транзитния газопровод в участъка между КС „Лозенец“ и българо-турската граница. Изграждането на лупинга е техническа предпоставка за осъществяване на реверсивен поток при необходимост. С неговото реализиране ще бъдат създадени и технически възможности за гъвкавост на системата при различни операции и режими.

През 2016 г. е подписан договор и е започнало изграждането на обекта, като за същия е издадено разрешение за строеж № РС-32 от 05.07.2016 г. Въвеждането на обекта в експлоатация се очаква през 2018 г.

- **Подмяната на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово** е част от Втора фаза на проект от „общ интерес“ 6.8.2. и е

във връзка с констатирани дефекти от проведени вътрешнотръбни инспекции и наложено ограничение в максималното допустимо работно налягане от 44 bar спрямо проектното 54 bar. С реализацията на проекта ще се гарантира надеждна експлоатация и ще се осигури необходимия капацитет за пренос на природен газ. Подготвителните дейности във връзка с рехабилитацията (подсилването) на Северния полупръстен на газопреносната система се финансират от програма МСЕ в изпълнение за сключено споразумение за безвъзмездно финансиране. Очаква се дейностите по сключения договор за изпълнение да приключат в края на 2017 г., в резултат на което „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разполага с необходимия пакет документи за получаване на разрешение за строеж и ще може да продължи с реализирането на строителството на участъка.

- **Целта на модернизацията на съществуващите системи за автоматично управление (САУ) на газокомпресорни агрегати (ГКА) и общостанционна система на КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”** е замяна на съществуващите системи за автоматично управление на всеки ГКА и общостанционни системи с нови системи, базирани на нови съвременни технологии и елементна база. Модернизираните системи за управление дават възможност управлението на ГКА и КС да се извършва от диспечерската зала, като се свежда до минимум присъствието на хора в машинна зала на компресорния цех. Подписан е договор за пълен инженеринг, като се очаква обектът да бъде въведен в експлоатация поетапно в края на 2017 г.

- **С изграждане на ОС (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник** ще може да се извършва периодично почистване и вътрешнотръбни инспекции за установяване на действителното експлоатационно състояние на преносните газопроводи, без прекъсване на потока на природен газ, както и да се поддържа проектното налягане.

- **Реконструкцията 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” цели повишаване надеждността на преноса на природен газ в националната газопреносна мрежа. Предвижда се уеднаквяване на диаметъра на целия газопроводен участък с наименование „Газопроводно отклонение (ГО) Враца-1” (от ОС Батулци-1 до ПГХ „Чирен”) и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен”, като по този начин ще бъдат създадени условия за провеждане на очистни дейности и на вътрешнотръбни инспекции. Приемната камера ще бъде демонтирана от съществуващото към момента приемно ОС (ГРС Враца-нов) и преместена на предвиден нов терен за приемно ОС, намиращ се преди мястото на присъединяване на ГО „Враца-1” с ПГХ „Чирен”. Предвижда се да бъде изграден линейен кранов възел в близост до линейен кран (ЛК) № 4, който ще раздели участъка от ЛК „Царевец” до ПГХ „Чирен” на два по-къси участъка и ще улесни провеждането на очистните дейности.

- **Увеличаване на капацитета на газопроводно отклонение „Търговище”** се налага поради повишените количества природен газ за пренос към присъединените клиенти, които надхвърлят проектните такива. В тази връзка съществуващият газопровод бъде подменен с тръби с по-голям от сегашния диаметър, като е предвидено и изграждане на оптична кабелна линия.

- **Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70П, в т.ч. планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304:** за всички типове газотурбинни двигатели (ГТД) е въведено понятието *междуремонтен ресурс* в работни часове (ресурс до инспекция) и *назначен общ технически ресурс* в работни часове, които са записани в съответните документи, с цел гарантиране на експлоатационна надеждност, безопасност, работоспособност и съхранение на експлоатационните характеристики на газотурбинните двигатели. След изчерпването на междуремонтния ресурс, който за двигатели ДТ70П е 20 000 часа, а за ТНМ 1304 – 40 000 часа, се пристъпва към основен ремонт за възстановяване на механичните, екологичните и газодинамичните характеристики, осигуряване на безопасната и надеждна експлоатация през следващите часове работа, до

достигане на общия назначен технически ресурс, който за всички двигатели е 100 000 ч.

- **Намаляване на вибрациите в тръбната обвивка на газомоторни компресори (ГМК) и технологична линия от ГМК до II пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен“** цели намаляване на стойностите на вибрациите в технологичното оборудване на ПГХ „Чирен“ в граници по-ниски от 10 mm/s, чрез извършване на строително-монтажни и ремонтни дейности и отстраняване на регистрираните отклонения в работата на нагнетателните тръбопроводи на ПГХ „Чирен“ от нормативните документи.

- **Подмяна на тръби на открит цикъл на ГМК:** откритият цикъл е с циклично действие на експлоатация (изпразване на водата от тръбите като средство срещу замръзването ѝ през студения период на годината, престой и запълването им за работа през топлия период), в следствие на което вътрешната страна на тръбите е силно корозирала. По време на експлоатация се отделят големи парчета ръжда, които задръстват дюзите на охладителните кули и топлообменниците и създават предпоставки за аварии на ГМК вследствие прегряване. Това е основната причина, която налага тръбите да бъдат подменени.

- **Проект за разширение на съществуващата инфраструктура за съхранение ПХГ „Чирен“** се състои в поэтапно увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, респективно повишени резервоарни налягания и постигане на по-големи дебита при добив и при нагнетяване. С неговото увеличение се предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8-10 млн. м³/ден. Проектът е обявен за проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, като част от клъстер 6.20. В средносрочен времеви хоризонт ПГХ „Чирен“ се очертава като търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията на регионалния газов пазар, както и за осигуряване на допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, със съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопреносната система. Предимство на ПГХ „Чирен“ е, че то е действащо хранилище и сроковете за изпълнение на неговото разширение са значително по-кратки в сравнение с тези за изграждане на нови съоръжения за съхранение.

1.3. Пренесени количества и налични капацитети по преносната мрежа

1.3.1. Пренесени количества природен газ до национални изходни точки

Пренесените количества природен газ по газопреносната система до национални изходни точки през 2016 г. са 3 387 млн. м³ (с включени количества, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което е увеличение спрямо предходната година с 4,03%. Техническият проектен капацитет на националната газопреносна мрежа до основната част от потребителите в страната възлиза на 7,4 млрд. м³/г. Допълнително се извършва пренос на природен газ до изходни точки в Югозападна България, принадлежащи на газопреносната мрежа за транзитен пренос.

От представените данни за пренесените месечни количества природен газ по години до национални изходни точки за периода 2014-2016 г., може да се направи извод, че разпределението на пренесените месечни количества в рамките на годината е със силно изразена сезонна неравномерност.

1.3.2 Пренесени количества природен газ до трансгранични изходни точки

„Булгартрансгаз“ ЕАД осъществява пренос на природен газ през територията на Република България до трансгранични изходни точки за съседни държави - Турция, Гърция и Македония по газопреносната мрежа за транзитен пренос. Количественият и качествен анализ на природния газ, пренасян по мрежата, се извършва на газоизмервателни станции „Негру Вода“ 2 и 3. Предаването на природния газ на изходните точки се осъществява съответно на ГИС Малкочлар за Турция, ГИС Стримонохори за Гърция и ГИС Жидилово за Македония. Транзитният пренос се извършва изцяло по договор, сключен през 1998 г. с ООО „Газпром экспорт“ със срок на

действие до 2030 г. Количествата транзитиран природен газ през територията на Република България през 2016 г. са 14,6236 млрд.м³ или с 8,28% повече в сравнение с 2015 г., когато са били 13,505 млрд.м³. Максималният технически капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 17,8 млрд.м³, като за съответните държави е, както следва: Турция - 14 млрд. м³/г; Гърция - 3 млрд. м³/г и Македония - 0,8 млрд. м³/г.

От представените данни в бизнес плана за пренесените месечни количества природен газ по направления за периода 2014-2016 г. може да се направи извод, че разпределението на природен газ е със значителна неравномерност през годината, което дава възможност в месеците с по-ниско натоварване да се реализира наличния нереализиран капацитет като прекъсваем.

Данните за техническия, договорен и наличен капацитет по входни и изходни точки на газопреносната мрежа за транзитен пренос за 2016 г. са посочени в следващата таблица:

Таблица № 1

Входни/изходни точки	Технически капацитет	Договорен капацитет	Наличен капацитет
	хил. м ³ /г.	хил. м ³ /г.	хил. м ³ /г.
Входни точки			
ГИС Негру Вода 2,3	17 900 000	17 849 834	50 166
Изходни точки			
Кулата/Сидирокастро	3 000 000	3 000 000	0
Кулата/Сидирокастро прекъсваем капацитет	1 573 130	2 486	1 570 644
Малкочлар	14 000 000	14 000 000	0
Жидилово	800 000	800 000	0
Изходна зона Югозападна България	100 000	49 834	50 166

1.4. Прогноза за пренесените количества, резервирани и налични капацитети на газопреносната система за периода на бизнес плана:

Прогнозата за капацитетите по входни и изходни точки за периода 2017-2019 г. в хил .м³/ден е представена в следващата таблица:

Таблица № 2

Входна/изходна точка зона	Вход/Изход	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
		Наличен капацитет	Резервиран капацитет	Наличен капацитет	Резервиран капацитет	Наличен капацитет	Резервиран капацитет
ГИС 1 Негру Вода	Вход	20 270	10 762	20 270	12 289	20 270	14 246
ГИС 2,3 Негру Вода	Вход	58 280	58 183	58 280	58 190	58 280	58 199
Национален добив	Вход	2 500	249	2 500	266	2 500	686
Национална изходна зона	Изход	23 030	11 362	23 030	11 714	23 030	12 421
Малкочлар	Изход	45 125	45 125	45 125	45 125	49 925	47 865
Малкочлар - прекъсваем	Изход	11 528	-	11 528	1 153	11 528	-
Кула/Сидирокастро	Изход	10 274	10 274	10 274	10 274	10 274	10 274
Кула/Сидирокастро-прекъсваем	Изход	4 263	58	4 263	62	4 263	82
Кула/Сидирокастро	Вход	1 000	85	1 000	160	1 000	192
Макс.прек.кап. на търг. База Кулата/Сидирокастро	Вход	9 274	43	9 274	.	9 274	-
Жидилово	Изход	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579
Междусистемна връзка България - Румъния (IBR)	Изход	4 560	30	4 560	122	4 560	244
Междусистемна връзка България - Румъния (IBR)	Вход	150	107	150	124	150	142
ПГХ Чирен нагнетяване	Изход	1 211	1 099	1 332	1 095	1 392	1 093
ПГХ Чирен добив	Вход	1 377	1 256	1 515	1 251	1 584	1 249

Прогнозата за пренесените количества природен газ по основни направления за периода 2017-2019 г. в млн. м³/год. е показана в следващата таблица:

Таблица № 3

Входна/изходна точка зона	Вход/ Изход	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ГИС 1 Негру Вода	вход	3 032	3 587	4 151
ГИС 2,3 Негру Вода	вход	14 700	14 897	15 09
Национален добив	вход	75	80	200
Национална изходна зона	изход	3 200	3 300	3 500
Малкочлар	изход	11 866	12 025	13 081
Малкочлар - прекъсваем	изход	-	446	-
Кула/Сидирокастро	изход	2 556	2 581	2 605
Кула/Сидирокастро прекъсваем	изход	21	23	30
Кула/Сидирокастро	вход	27	50	60
Макс.прек. кап. на търг. база IP Кулата/Сидирокастро	вход	13	-	-
Жидилово	изход	224	235	246
Междусистемна връзка България - Румъния (IBR)	изход	10	40	80
Междусистемна връзка България - Румъния (IBR)	вход	30	35	40
ПГХ Чирен нагнетяване	изход	320	318	318
ПГХ Чирен добив	вход	320	318	318

2. Инвестиционна програма

2.1. Основни активи, с които дружеството извършва лицензионна дейност

Националната газопреносна мрежа е изградена от приблизително 1700 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане, три компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ с обща инсталирана мощност от 49 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи системи и съоръжения. Техническият ѝ капацитет за пренос възлиза на 7,4 млрд. м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

Газопреносната мрежа за транзитен пренос включва газопроводи високо налягане с обща дължина 945 км и диаметър на тръбите от DN 500 - 1200, 6 броя компресорни станции, 4 броя (А)ГРС и 4 броя ГИС. Транзитната мрежа оперира при работно налягане до 54 bar и е с проектен капацитет 18,7 млрд. м³/год.

2.2. Елементи на газопреносната система

Елементите на газопреносната система представляват: преносни газопроводи, компресорни станции, катодна защита и спомагателни мрежи. Преносните газопроводи се изграждат от стоманени тръби. За предпазване от почвена корозия на подземните части на газопроводите се предвижда антикорозионна пасивна и активна защита. Пасивната защита от корозия включва полимерни изолационни и защитни ленти. В случаите на използване на заводски изолирани тръби се изолират само местата на заваръчните съединения, като за целта се използват специални изолационни маншети. Активната защита на газопровода се осигурява по метода на електрохимичната защита (катодна защита). Системата за електрохимична защита на стоманени газопроводи има основно предназначение да ги предпазва от почвена корозия. Към газопроводите се свързват контролно-измервателни колонки за измерване и контролиране на поляризационния защитен потенциал.

Преносните мрежи се разделят на участъци, чрез спирателни кранови възли, за които се осигурява физическа защита, чрез ограждения. На преносните газопроводи се предвиждат възли за пускане и приемане на почистващи, разделителни и диагностиращи устройства. За осигуряване на оперативното управление на преносната мрежа, преносните газопроводи се осигуряват с технологична съобщителна мрежа. Компресорните станции към преносните мрежи са предназначени за повишаване на налягането с цел транспортиране на природния газ в преносната мрежа. Компресорните станции са взривоопасни съоръжения с ограничен достъп за посещения и работа. Пътищата на и до територията на КС се проектират с твърда настилка. Около газовите съоръжения на КС се

изгражда противопожарен път в съответствие с изискванията на нормите за пожарна безопасност. Територията на КС се осигурява със система за физическа защита. Помещенията на КС, в които са монтирани газови съоръжения, се осигуряват с: аварийна вентилация, осигуряваща безопасност на персонала срещу възможни инциденти, свързани с натрупвания на газ в помещенията; далекосъобщителни връзки; мълниезащитна и заземителна инсталация; постоянно и аварийно електрозахранване; водопроводна и канализационна инсталация - при необходимост. Обектите и съоръженията на преносните мрежи се предвиждат на нормативно определени разстояния, в съответствие с Наредба за устройство и безопасна експлоатация на преносни и разпределителни газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ (НУБЕПРГСИ) от съществуващите и предвидените с действащите устройствени планове жилищни сгради и самостоятелно обособени зони за събиране на хора (детски площадка, зони за отдих, открити театри или други места за обществени събирания). За надземните обекти и съоръженията на преносните мрежи се проектира мълниезащита, а при необходимост и физическа защита срещу нерегламентирана намеса на трети лица на отделни участъци на преносните газопроводи и на прилежащите към тях съоръжения и арматура.

2.3. Организация на реализацията на инвестиционната програма

За програмите за инвестиции и експлоатационна поддръжка се разработват графици за организацията и изпълнението на отделните обекти и дейностите, включени в тях. Изпълнението на обектите и дейностите се осъществява главно от „Булгартрансгаз“ ЕАД за част от подлежащите на изграждане технологични обекти с неголяма сложност, както и външни изпълнители чрез възлагане по правилата на Закона за обществените поръчки и условията на съфинансиращите институции, при външно финансиране.

Основни участници в инвестиционния процес са възложител, проектант, строител, консултант по чл. 166 от Закона за устройство на територията (за оценка на съответствието на инвестиционните проекти и упражняване на строителен надзор) и доставчик на машини, съоръжения и технологично оборудване. Основните фази, които се изпълняват при реализацията на инвестиционните проекти са следните: предпроектни проучвания, проектиране, разрешение за строеж, строителна дейност и контрол, въвеждане в експлоатация с разрешение за ползване на строежа.

2.4. Предвидени инвестиции за периода 2017-2019 г.

Инвестиционната програма, като част от бизнес плана на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съдържа два основни вида дейности: инвестиции – мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни раздела (изграждане на нови обекти; реконструкция, модернизация и рехабилитация; доставка на машини и оборудване) и експлоатационна поддръжка – ремонти с инвестиционен характер, обезпечаващи 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:

2.4.1. Разширение на газовата инфраструктура за пренос

- преносни газопроводи с АГРС, в т.ч. за: Свищов; Панагюрище и Пирдоп; Банско и Разлог;
- транзитен газопровод (лупинг) за Турция в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“;
- изграждане и/или реконструкция на газоизмервателна система (ГИС) или АГРС – „Газопроводно отклонение (ГО) и АГРС - „Игнатиево“; ГИС „Чирпан“ и др.;
- изкупуване на ГО, АГРС и ГИС, по график на база преценена целесъобразност и законосъобразност;
- станции за почистване на газопроводни отклонения – пускови и приемни камери за газопроводни отклонения – Девня, Бургас, Димитровград, Перник;
- възстановяване на работното налягане на газопроводно отклонение Правец и

изграждане на оптична кабелна линия към него;

- увеличаване на капацитета на газопроводното отклонение за гр.Търговище;
- система за диагностика на електрохимична защита;
- строителство на оптична кабелна магистрала - запад Ихтиман - Дупница, полагана

в сервитута на съществуващите транзитни газопроводи за Македония и Гърция;

- изграждане на оптични кабелни магистрали: от район Ботевград до ПГХ „Чирен“; от КВ „Батулци“-КВ „Николаево“-ГРС „Плевен“; КВ „Николаево“- КС „Полски Сеновец“; КС „Полски Сеновец“ – КВ „Миладиновци“ – АГРС „Търговище“; КВ „Миладиновци“-КС „Вълчи дол“; от КС „Ихтиман“ до ГИС „Дупница“; Дупница – Кулата и в участъците КВ „Николаево“ – КС „Полски Сеновец“; оптична кабелна линия от Централно управление (ЦУ) до НУП „Нови Искър“; в участъка от ГО за АГРС Белово и за АГРС Септември до АГРС Белово и АГРС Септември; в участъка ЛК Росен – АГРС Пазарджик.

2.4.2. Общи инвестиции, обслужващи дейностите по лицензиите за пренос на природен газ и съхранение на природен газ

„Булгартрансгаз“ ЕАД планира: изграждане на единна технологична система за сигурност на обектите на дружеството; ново външно ел.захранване и трафопост на административната сграда на ЦУ и внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет.

2.4.3. Реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА по преносната система заедно със спомагателните мрежи към нея, за повишаване и гарантиране техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда

- КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ - реконструкция и рехабилитация на сградния фонд и техническата инфраструктура;

- 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“;

- станции за почистване на транзитен газопровод и газопроводни отклонения: Стряма, Девня, Бургас, Димитровград, Перник;

- КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ – модернизация на системите за автоматично управление и общостанционна система;

- планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304;

- КС „Кардам“ и КС „Странджа“ – преоборудване на горивни системи и модернизация на САУ;

- ремонт на газотурбинни двигатели тип ДТ70П;

- основен ремонт на газотурбинни двигатели тип ДТ;

- нови външни ел. захранвания към технологични съоръжения;

- 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 на ГРС, АГРС и ГИС - чрез подмяната на амортизираното оборудване и инсталации или изграждането на нови регулиращи и измервателни линии към съществуващи ГРС, АГРС и ГИС ще се повиши надеждността на експлоатацията, ще се гарантира непрекъснато и с договореното качество подаване на природен газ към потребителите и ще се създаде възможност за присъединяване на нови потребители (АГРС „Ловеч“; ГРС „Девня“; АГРС „Септември“; ГРС „София“ -4 Иваняне; АГРС „Ловеч“; ГРС „Перник“; ГИС „Провадия“; АГРС „Сливен“; ГРС „Исперих“; ГРС „Разград 1“, АГРС „Добрич“; АГРС „Попово“ и други);

- оптични кабелни магистрали, информационни и управляващи системи.

2.4.4. Машины и оборудване

„Булгартрансгаз“ ЕАД планира средства за закупуване на машини и оборудване, представляващи функционално самостоятелни ДМА, които не са предназначени за

влагане в обекти. В общия обем на планираните инвестиции са предвидени за закупуване машини и оборудване, които са разпределени на групи по следните предназначения:

- компресорни станции, линейна част и основни технологични инсталации и системи, експлоатационно отделение - газопреносни машини и оборудване, които са предназначени за гарантиране надеждната работа на компресорните станции, газорегулиращите и газоизмервателни станции и съоръженията по преносните газопроводи;

- измервателни уреди, необходими за експлоатационна поддръжка на преносната мрежа за транзитен пренос, които включват: инструментално оборудване, инструменти и друго оборудване за тази цел;

- офис оборудване, което е предназначено за обезпечаване на работните места;
- информационно обслужване - компютърна техника за замяна на амортизирана, която подлежи на бракуване, както и лицензии за програмни продукти, с цел обезпечаване нуждите от приложен софтуер на отделните звена в дружеството;

- транспортни средства, които включват: група А1 - високопроходими автомобили, микробуси и автобуси; група А2 - товарни автомобили за превоз на оборудване; група А3 - специализирана техника за превоз на тежка техника; багери, предназначени за извършване на изкопни работи при ремонт и изграждане на нови съоръжения в районите и за поддържане проходимостта на пътя до компресорните станции през зимния период.

2.4.5. Ремонтни дейности с инвестиционен характер

- планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации от: линейна част съгласно програмите за ремонти след вътрешнотръбни инспекции с интелигентни бутала; КС, ГРС, АГРС, ГИС; комуникационни и информационни системи;

- укрепване на газопроводите и възстановяване на земното покритие върху тях, нарушено вследствие на проявени ерозионни и свлачищни процеси, в това число при пресичането на водни обекти (реки и дерета);

- текущи ремонти на сградния фонд, техническата инфраструктура и оградите на технологичните площадки и съоръжения към мрежите и системите за пренос;

- намаляване на вибрациите в обвързката на компресорите.

2.5. Обем на предвидените инвестиции и график за изпълнението им

Обемът на предвидените инвестиции, разглеждани като инвестирани парични средства в придобиването на материални активи, свързани с лицензионната дейност за периода 2017-2019 г., е представен в следващата таблица:

Таблица № 4

Програма / Раздел	2017 г. (хил. лв.)	2018 г. (хил. лв.)	2019 г. (хил. лв.)
ОБЩО Годишна програма за инвестиции:	91 627	125 413	112 770
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	48 798	48 699	57 123
Линейна част	33 183	24 201	31 930
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	4 201	12 506	10 179
АГРС и ГИС	3 984	5 559	3 421
Комуникационни и информационни системи	7 430	6 434	11 592
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	25 001	60 627	42 578
Линейна част	3 838	25 644	39 365
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	17 205	27 820	2 513
АГРС и ГИС	3 948	7 163	700
Комуникационни и информационни системи	10	0	0
РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване	11 765	9 164	6 788
РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка	1 500	1 463	1 185

Линейна част	614	560	560
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	386	325	325
АГРС и ГИС	500	578	300
РАЗДЕЛ II.2 – Доставка на материали и консумативи	4 563	5 460	5 096

Предвидените инвестиции за периода на бизнес плана по видове активи са представени в следващата таблица:

Таблица № 5

Видове активи	2017 г. (хил. лв.)	2018 г. (хил. лв.)	2019 г. (хил. лв.)
Инвестиции общо	91 627	125 413	112 770
Преносни газопроводи - линейна част	38 235	51 123	72 525
Съоръжения	14 276	19 215	9 569
Компресорно оборудване	16 034	17 773	2 251
Комуникационни мрежи	7 430	6 434	11 592
Компютърна техника, офис оборудване	1 459	1 131	839
Сгради и конструкции	1 089	10 565	288
Земи	0	0	0
ДНМА	3 976	3 139	1 035
Други ДМА	9 128	16 034	14 670

С оглед извършване на преценка за съответствие на представения от „Булгартрансгаз“ ЕАД бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ през газопреносните мрежи“ за периода 2017-2019 г. с последния одобрен Десетгодишен план за развитие на мрежите на оператора, следва да се вземе предвид представената от заявителя обосновка с писмо с вх. № Е-15-45-51 от 06.07.2017 г. Дружеството посочва, че обемът на предвидените инвестиции за периода 2017-2019 г. във внесените за одобрение Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. и инвестиционната програма в депозирания бизнес план за периода 2017-2019 г. се базират на инвестиционната програма на дружеството, приета с решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД по Протокол № 181 от 16.12.2016 г. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД разяснява, че различieto между сумарните стойности между инвестиционните програми по представените за одобрение планове се дължи на следните фактори:

В Десетгодишния план са включени инвестиции за развитие на дейността „съхранение на природен газ“, които не са включени в тригодишния бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“. Невключените инвестиции за тригодишния период са на обща стойност 26 271 хил. лв., разпределени по години, както следва: за 2017 г. - 10 081,9 хил. лв.; за 2018 г. – 11 812,6 хил. лв. и за 2019 г – 4 376,53 хил. лв. Дружеството е възприело подхода в приетата инвестиционна програма в инвестициите да не се включват инвестиции за сметка на безвъзмездно финансиране, предвидено за получаване по грантови схеми, поради което инвестициите, отразени в Десетгодишния план не включват частта от инвестициите, които са планирани да бъдат финансирани безвъзмездно. В тригодишния бизнес план за развитие на дейността по „пренос на природен газ“ за периода 2017-2019 г., с цел съответствие с Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, са включени инвестициите по проекти с наличие на частично финансиране по грантови схеми в тяхната пълнота с добавен дял от инвестицията, предвидена да бъде безвъзмездно финансирана по грантови схеми. Допълнително включеният обем на инвестициите общо за периода е в размер на 21 040 хил. лв., разпределен по години, както следва: за 2017 г. – 1215 хил. лв.; за 2018 г. – 6340 хил. лв. и за 2019 г. - 13 485 хил. лв.

На следващо място дружеството посочва, че в предвидените инвестиции в Десетгодишния план за развитие на мрежите не са включени инвестиции от разделите: раздел II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка и раздел II. 2 - Доставка на материали и консумативи. Част от представените стойности в тези раздели на инвестиционната програма представляват инвестиции за подмяна на активи и ремонти, увеличаващи стойността на ДМА и като такива са представени в инвестиционната програма, включена в тригодишния бизнес план. Инвестиционните разходи от двата раздела, отнасящи се за ремонт, окомплектовка и подмяна на модули в АГРС и ГИС са отнесени към съответните раздели на представената инвестиционна програма. Останалите планирани разходи по преноса, които имат инвестиционен характер от двата раздела, са представени в тригодишния бизнес план в раздели с идентични на инвестиционната програма наименования.

Включените инвестиции в бизнес плана във връзка с посочените два раздела от инвестиционната програма на дружеството общо за периода са в размер на 24 628 хил. лв., от които:

- 5361 хил. лв. за ремонт, окомплектовка и подмяна на модули в АГРС и ГИС разпределени по години, както следва: за 2017 г. - 1840 хил. лв.; за 2018 г. - 1761 хил. лв. и за 2019 г. - 1760 хил. лв.;

- 4148 хил. лв. за текущи инспекции, ремонти и поддръжка, разпределени по години, както следва: за 2017 г. - 1500 хил. лв.; за 2018 г. - 1463 хил. лв. и за 2019 г. - 1185 хил. лв.;

- 15 118 хил. лв. за доставка на материали и консумативи, разпределени по години, както следва: за 2017 г. - 4563 хил. лв.; за 2018 г. - 5460 хил. лв. и за 2019 г. - 5096 хил. лв.

Обобщена справка за влиянието на факторите, които обуславят разликата между представените инвестиции в Десетгодишния план за развитие на мрежите и бизнес плана са представени в следващата таблица:

Таблица № 6

Фактор	2017 г. (хил. лв.)	2018 г. (хил. лв.)	2019 г. (хил. лв.)	Общо за периода (хил. лв.)
Посочени инвестиции за дейността съхранение в 10г. б.план	-10 081,9	-11 812,6	-4 376,5	-26 271,0
Инвестиции за сметка на безвъзмездно финансиране	1 215	6 340	13 485	21 040
РАЗДЕЛ II.1 и II.2 – ремонт, окомплектовка и подмяна на модули в АГРС и ГИС	1 840	1 761	1 760	5 361
РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка	1 500	1 463	1 185	4 148
РАЗДЕЛ II.2 - Доставка на материали и консумативи	4 563	5 460	5 096	15 118
ОБЩО:	-964	3 211	17 149	19 396
Разлика между предст.инвестиции в 3 г. бизнес план и 10 г. план за развитие	-964	3 211	17 149	19 396

3. Ремонтна (експлоатационна) програма

3.1. Ремонтна програма, съпътстваща текущата техническа експлоатация

Основната задача на „Булгартрансгаз“ ЕАД е да осигури непрекъснат и надежден пренос на природен газ към клиентите, присъединени към газопреносната система, при спазване на техническите изисквания, изискванията за качество на услугата, за опазване на околната среда и съхраняване на здравето, живота и собствеността на гражданите. Част от основните дейности за изпълнение на тази задача са планираните превантивни дейности и дейностите по поддръжка и ремонт на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им безаварийна експлоатация. Текущата поддръжка на съществуващите ДМА включва следните дейности: планови инспекции и изпитвания на преносните

газопроводи и съоръженията към тях, КС; текущи ремонти и абонаментна поддръжка на газопроводи и съоръжения, на сграден фонд, възстановяване на земното покритие върху газопроводите, профилактика на технологични инсталации и други.

Извършваните от „Булгартрансгаз“ ЕАД ремонтни и експлоатационни дейности могат да се разделят в следните групи:

3.2. Текущи ремонтни дейности:

- планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации от: линейната част на газопреносните мрежи и прилежащите ѝ надземни съоръжения; изпълнение на програмите за ремонти след проведени вътрешнотръбни инспекции с интелигентни бутала; КС, ГРС, АГРС, ГИС; средства за измерване; комуникационни и информационни системи;

- укрепване на газопроводите и възстановяване на земното покритие върху тях, нарушено вследствие на проявени ерозионни и свлачищни процеси по трасета, в т. ч. при пресичане на водни обекти (реки и дерета);

- периодични ремонти на двигатели, обслужващи работата на компресорните станции.

3.3. Дейности за техническа поддръжка и планов контрол

- вътрешнотръбни инспекции на преносните газопроводи с различни технологии за определяне техническото състояние на газопроводите и гарантиране на нормална експлоатация при проектното им налягане;

- диагностика на технологичното оборудване на компресорните станции;

- диагностика на средствата за измерване;

- обхождане на трасетата на преносните газопроводи, собственост на дружеството;

- обследване на подземните газопроводи за наличие и локализиране на утечки на природен газ;

- проверка за загазяване на шахти, колектори, подземно разположени съоръжения и др.;

- текуща поддръжка на кранови възли;

- дегазиране и загазяване на действащи и новопостроени газопроводи при планови работи и разширение на газопреносната система;

- извънпланови (аварийни) ремонти;

- поддръжка и обслужване на защитните съоръжения и инсталации, включително настройващи работи;

- поддръжка и обслужване на въздушни преходи и технологичните площадки (боядисване, ограждения, предупредителни табели, противопожарни мерки);

- извършване на ремонти по системата за катодна защита (анодни заземители, електроизолиращи фланци, контролно измервателна колонка (КИК), станции за катодна защита);

- участие и/или контрол при извършване на електрометрично обследване на подземните газопроводи и ремонт на изолационното покритие, в случай на констатирани при обследването места с нарушено такова;

- съставяне на досиета и на „База данни“ за съоръженията (вкл. паспорт, схема и устройство и инструкция за експлоатация на всяко съоръжение);

- периодични проверки на средства за измерване;

- съставяне и поддържане на „База данни“ за всички елементи на разходомерните системи.

3.4. Доставка на материали и консумативи

- доставка на резервни части за газопреносни и комуникационни съоръжения;

- доставка на петролни и гориво-смазочни материали и консумативи;

- осигуряване на резервни части и поддържане на аварийен резерв.

3.5. Дейности по мониторинг, периодични проверки и абонаментно и сервизно обслужване на газопроводи и комуникационни съоръжения

- преизпитвания на якост и плътност на съоръженията от газопреносната система – газопроводни отклонения, компресорни станции, ГРС, АГРС, ГИС, съгласно действащото законодателство, експлоатационната документация и текущото техническо състояние на съоръженията;
- мониторинг на рискови зони (свлачищни, ерозионни, преходи реки, активни разломи и др.) по газопроводните трасета – времеви мерки за намаляване на възникващ риск;
- мониторинг и поддръжка на сервитути;
- абонаментно обслужване на електропроводи, информационни и комуникационни системи.

4. Социална програма

Транспортирането на природен газ е специфична дейност, характеризираща се с непрекъсваемост и управление на сложна система от газопроводи и съоръжения към тях. Планирането на числения състав на персонала се определя от оптималния режим на работа и техническата структура на системата. Броят на заетия персонал, без персонала, извършващ дейността балансиране, е планиран да нарасне от 1065 за 2017 г. на 1195 през 2019 г.

Непрекъснатото усъвършенстване и подобряване на условията на труд и осигуряване на перспективи за развитие на персонала са основни направления в трудово-социалната политика на дружеството и са посочени в действащия колективен трудов договор (КТД). Социалната политика на „Булгартрансгаз“ ЕАД, заложена в КТД, има за цел: повишаване заинтересоваността на персонала за по-голяма ефективност; повишаване социалния статус на дружеството; удовлетворяване на социално-битовите и културните потребности и интереси на персонала; привличане на висококвалифицирани и образовани служители.

Дейностите, чрез които дружеството осъществява своята социална политика, могат да бъдат обобщени в следните групи: предоставяне средства за храна; предоставяне на средства за спорт и отход; подпомагане на работници и служители при настъпване на значими събития (брак, раждане на дете, смърт, отглеждане на дете до 2-годишна възраст); грижа за здравословното състояние на служителите; допълнително доброволно пенсионно осигуряване и застраховане. Средствата за работна заплата и за стимулиране на персонала се определят с приетите принципи, заложили в КТД, вътрешните правила за организация на работната заплата в дружеството и са съобразени с държавното регулиране в областта на работната заплата. Тези принципи на формиране на доходите ще се запазят, като ежегодното нарастване е съобразно държавната политика в тази насока.

С разширение на дейността по преноса на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД планира назначаване на нови кадри. В строително-монтажните дейности се предвижда откриване на нови работни места с наемането на местни строителни компании след провеждане на процедури по ЗОП за извършване на дейностите по изграждането и рехабилитацията на обекти по преносната система.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са прогнозираны съгласно Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката).

Разходите за дейностите по пренос на природен газ по газопреносната система са формираны за периода на бизнес плана 2017-2019 г. при цени към момента на изготвянето му, като в прогнозните стойности на разходите не е отчетена инфлация. При прогнозиране на разходите е взета предвид необходимостта от разширяване на дейността по пренос на природен газ. Основните фактори, които дават отражение върху прогнозните стойности на разходите 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; разрастване на обема на дейността, изразено чрез относителното изменение на основните фактори, даващи отражение върху прогнозната стойност на разходите.

В разходите за дейностите е включен дял от разходите, извършвани от комбинирания оператор по общите дейности, обслужващи както за пренос, така и дейността за съхранение на природен газ - дейностите по управление и спомагателна дейност. Тези разходи са разпределени на база на приходите, генерирани от съответните дейности през 2016 г.

5.1. Прогнозна структура на разходите

Съгласно Методиката, разходите за дейността по пренос на природен газ са разделени на:

- контролируеми експлоатационни разходи, свързани с дейността, върху които преносното предприятие може да влияе, като при образуване на цените за достъп и пренос през преносната система те влизат в състава на необходимите приходи, редуцирани с определен от КЕВР коефициент за повишаване на ефективността;

- директно прехвърляеми експлоатационни разходи, свързани с дейността, върху които преносното предприятие не може да влияе и директно се прехвърлят към стойността на услугите по преноса;

- разходи за амортизация, включващи прогнозния размер на годишната амортизация на съществуващите и новите активи, придобити през съответната година, обслужващи дейността по пренос на природен газ. Разходите за амортизация на новопридобитите активи се определят на основата на приетите амортизационни срокове на активите съгласно приложение № 1 от Методиката, чрез прилагане на линеен метод за амортизация.

Съгласно Методиката, контролируемите експлоатационни 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. Условно-постоянните контролируеми експлоатационни разходи включват: разходи за материали; разходи за външни услуги; разходи за заплати; социални разходи; разходи за социално осигуряване и други разходи. Променливите контролируеми експлоатационни разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ, включват променливи разходи, свързани с технологията по преноса.

„Булгартрангаз“ ЕАД посочва, че в групата на директно прехвърляемите експлоатационни разходи се включват: акциз върху горивния газ; лицензионна такса; местни данъци и такси; разходи за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи - ЕМОПС за газ; разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ и разходи за технологични нужди. В състава на директно прехвърляемите разходи се включват разходите, произтичащи от наложени на дружеството задължения към обществото, съгласно чл. 17, т. 1 на Методиката.

С цел формиране на технологична компонента в цените за пренос, в отделна група са 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.

Дружеството посочва, че 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 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 от ЗКПО, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО.

5.2. Условно-постоянни контролируеми експлоатационни разходи

5.2.1. Разходите за материали включват:

- разходи за горива за автотранспорт - прогнозирани в зависимост от предвиденото разрастване на дейността по пренос на природен газ за периода на бизнес плана;
- разходи за работно облекло - определени съобразно планираното оборудване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасност на условията на труд;
- разходи за канцеларски материали - прогнозирани, като е отчетено разрастването на дейността по пренос на природен газ;
- разходи за материали за текущо поддържане - за ремонти и текущо поддържане на газопреносната система, прогнозирани в зависимост от разрастването на дейността по пренос на природен газ.

5.2.2. Разходите за външни услуги включват:

- застраховки, включващи разходи по имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица, които са планирани на база прогнозното изменение на балансовата стойност на ДМА, обслужващи дейностите по преноса;
- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани в зависимост от разрастването на дейността;
- абонаментно поддържане, включващи разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система и прогнозирани на база предвиденото разрастване на дейността по пренос на природен газ;
- въоръжена и противопожарна охрана, включващи разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на газопроводите и съоръженията по газопреносната система и планирани в зависимост от прогнозираното разрастване на дейността по пренос на природен газ;
- наеми, прогнозирани във връзка с инвестиционната програма за периода на бизнес плана;
- проверка на уреди, включващи разходите за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността и прогнозирани на база плана за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване;
- съдебни разходи - не са прогнозирани;
- експертни и одиторски разходи, включващи разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност, разходи за участие в експертни организации и разходи по граждански договори, които са прогнозирани на база отчетни стойности за 2016 г. и очакваното разрастване на дейността;
- разходи за вода, отопление и ел. енергия, прогнозирани на база отчетни стойности за 2016 г. и очакваното разрастване на дейността;

- разходи за ремонт, включващи разходи за текущи ремонти по газопреносната система, неформирани стойности на дълготрайни материални активи и прогнозиран на база на ремонтната програма на дружеството;

- разходите за вътрешнотръбни инспекции, включващи разходи за провеждане на периодични вътрешнотръбни инспекции и прогнозиран на база плана за извършване на такива инспекции, част от ремонтната програма на дружеството.

5.2.3. Разходите 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 в предприятието за базовата година и прогнозния персонал за периода 2017-2019 г.

5.2.4. Разходите за социално осигуряване включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др.

5.2.5. Социалните разходи включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, работно облекло и др.), съгласно сключен КТД.

5.2.6. Другите разходи включват:

- охрана на труда, включващи разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда, планирани във връзка с прогнозния брой на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ;

- служебни карти и транспорт, включващи разходи за осигурен транспорт на персонала до обектите на месторабота, прогнозиран на база отчетни стойности и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ;

- разходи за маркетинг и реклама, включващи разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания, прогнозиран въз основа на отчетни данни и увеличението на количествата пренесен природен газ;

- командировките са прогнозиран на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ;

- обучение на персонала - прогнозиран са на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ.

5.3. Променливи контролируеми експлоатационни разходи - не са прогнозиран променливи контролируеми разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ.

5.4. 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.

5.5. Директно прехвърляемите разходи включват:

- разходи за акциз върху горивния газ, включващи платимия акциз за използвания горивен газ за КС, работещи на природен газ по преносната система, планиран на база на прогнозните количества необходим горивен газ и действащите ставки на акциз за моторно гориво и акциз за отопление, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана;

- лицензионни такси, включващи разходи за лицензионни такси по двете лицензии за пренос, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;
- местните данъци и такси, прогнозираны въз основа на отчетни данни и нарастването на отчетната стойност на активите, свързани с извършването на дейността по пренос на природен газ;
- разходите за участие в ЕМОПС за газ, прогнозираны в постоянен размер за целия период и включващи разходи за заплащане на годишната такса за участие;
- разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ, включващи разходи за ползване на ПГХ „Чирен“, във връзка със съхраняването на количества природен газ за нуждите на оператора на преносни мрежи, извън разходите за ползване на съоръжение за съхранение на природен газ за нуждите на балансирането;
- други приходи при извършване на лицензионните дейности.

Разходите, свързани с наложени на дружеството задължения към обществото за периода 2017-2019 г. са прогнозираны в съответствие с наложените на дружеството задължения към обществото в „План за действие при извънредни ситуации“, приет със Заповед № Е-РД-16-298 от 26.06.2015 г. на министъра на енергетиката и включват поддържане на наличност и съхранение в ПГХ „Чирен“ на 140 млн. м³ природен газ, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД като количества, нужни за осигуряване на сигурността на снабдяването с природен газ.

5.6. Технологични разходи по преноса

- технологичните разходи представляват остойностени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както и количества за технологични нужди (технологичен газ за подгряване на природен газ, изпускания на природен газ при ремонти и аварии и други), които са планирани в зависимост от прогнозните пренесени количества природен газ;
- разходите за горивен газ за компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ, са планирани в зависимост от прогнозните пренесени количества природен газ, като не включват разходите за получаване на природен газ за технологични нужди във връзка с изпълнението на договора за транзитен пренос, сключен с ООО „Газпром экспорт“;
- разходите за електрическа енергия за работа на компресорните станции по националната газопреносна мрежа представляват разходи за ел. енергия, използвана за работата на електрически задвижваните КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ и са планирани в зависимост от прогнозните пренесени количества природен газ до изходни точки на националната газопреносна мрежа;
- технологичните разходи за периода на бизнес плана са остойностени по пределна цена на продажба на природен газ на обществения доставчик, към момента на изготвяне на бизнес плана, без да се отчита компонентата за пренос на природен газ.

Прогнозните разходи за дейността по години от бизнес плана са посочени в следващата таблица:

Таблица № 7

Видове разходи	2016 г. базова	2017 г. (хил. лв.)	2018 г. (хил. лв.)	2019 г. (хил. лв.)
ОБЩО РАЗХОДИ	152 660	153 704	168 188	179 289
I. Контролируеми експлоатационни разходи	65 537	65 189	70 409	70 489
I. Условно-постоянни експлоатационни:	13 623	10 914	12 821	9 575
1.1. Разходи за материали	2 579	2 871	3 039	3 217
1.2. Разходи за външни услуги	11 044	8 043	9 782	6 359
1.3. Разходи за заплати и възнаграждения	28 255	29 502	31 302	33 102
1.4. Разходи за социални осигуровки	5 844	6 102	6 474	6 847
1.5. Социални разходи	15 997	16 702	17 721	18 740
1.6. Други разходи	1 819	1 969	2 091	2 225
II. Промениливи експлоатационни разходи	0	0	0	0
III. Амортизационни отчисления	75 708	72 407	80 347	88 234
IV. Директно прехвърляеми разходи	11 415	16 108	17 432	20 566
1. Общи директно прехвърляеми разходи	4 980	5 334	5 604	5 858
2. Разходи свързани с технологията по преноса на природен газ	6 434	6 591	7 645	10 525
3. Разходи свързани с наложени задължения към обществото	0	4 183	4 183	4 183

6. Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014-2016 г.

От годишните финансови отчети на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014-2016 г. е видно, че дружеството реализира следните финансови резултати за периода: печалба от 75 690 хил. лв. за 2014 г., печалба в размер на 93 162 хил. лв. за 2015 г. и печалба в размер на 66 342 хил. лв. за 2016 г.

Анализ и динамика на структурата на приходите

Основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ по национална газопреносна мрежа и по газопреносна мрежа за транзитен пренос и „съхранение на природен газ“. Общата структура на приходите включва нетни приходи от продажби и финансови приходи. Общият размер на реализираните приходи от дружеството намалява от 377 941 хил. лв. през 2014 г. на 344 060 хил. лв. за 2016 г.

Приходите на дружеството за периода 2014-2016 г. са посочени в следващата таблица:

Таблица № 8

Показатели	2014 г. (хил. лв.)	2015 г. (хил. лв.)	2016 г. (хил. лв.)
Нетни приходи от продажби	363 529	363 735	331 465
Финансови приходи	14 412	27 935	12 595
Общо приходи	377 941	391 670	344 060

Нетните приходи от продажби включват приходи: от пренос до клиенти в страната, от транзитен пренос, от съхранение на природен газ, от природен газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос и други приходи от дейността.

Нетните приходи от продажби от 363 529 хил. лв. за 2014 г. намаляват на 331 465 хил. лв. за 2016 г., или намаление с 8,8%.

В нетните приходи от продажби е осчетоводен и природния газ за технологични нужди, предоставен по договора за транзитен пренос, който е в размер на 135 700 хил. лв. за 2014 г., 94 132 хил. лв. за 2015 г. и 54 328 хил. лв. за 2016 г. Делът от технологичния газ, необходим за работа на КС по транзитния пренос на природен газ от границата с Румъния за Турция, Гърция и Македония, осигуряващ договорения пренос по дългосрочния договор се предоставя безвъзмездно на дружеството от ООО „Газпром экспорт“. В тази връзка, предоставеният природен газ за технологични нужди е представен в счетоводния отчет и в приходната и в разходната част, и не оказва влияние на финансовия резултат. За предоставения природен газ ООО „Газпром экспорт“ ежесечно издава фактура с нулева

стойност. Само за митнически и счетоводни цели, този газ се остойносттава по цена на входа на газопреносната мрежа, утвърдена на обществения доставчик.

При елиминиране на приходите от безвъзмездния газ, отчетени през периода 2014-2016 г. се забелязва, че приходите от продажби за 2016 г. са по-високи от отчетените през 2014 г. с 49 308 хил. лв., като увеличение се наблюдава при приходите от всички лицензионни дейности на дружеството.

Най-голям относителен дял в нетните приходи от продажби имат приходите от транзитен пренос на природен газ, съгласно сключено споразумение с ООО „Газпром экспорт“, които от 173 331 хил. лв. за 2014 г. се увеличават на 207 547 хил. лв. за 2016 г.

Приходите от пренос на природен газ за клиентите в страната в нетните приходи се увеличават от 50 745 хил. лв. за 2014 г. на 60 404 хил. лв. за 2016 г. Увеличението е следствие на по-големите количества пренесен природен газ, предназначен за национално потребление през 2016 г. в сравнение с пренесените през 2014 г.

Приходите от съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ се увеличават от 1048 хил. лв. през 2014 г. на 3994 хил. лв. през 2016 г.

В общия обем приходи от дейността на дружеството са включени и финансовите приходи, които намаляват от 14 412 хил. лв. за 2014 г. на 12 595 за 2016 г.

Анализ и динамика на структурата на разходите

Структурата на общите разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД съдържа оперативни, финансови и други разходи. Общите разходи на дружеството през разглеждания период намаляват от 293 593 хил. лв. за 2014 г. на 270 329 хил. лв. за 2016 г.

Разходите на дружеството за периода 2014-2016 г. са посочени в следващата таблица:

Таблица № 9

Показатели	2014 г. (хил. лв.)	2015 г. (хил. лв.)	2016 г. (хил. лв.)
Технологични разходи	147 560	106 641	61 155
за пренос на природен газ до клиенти в страната	9 735	10 726	5 487
за транзитен пренос на природен газ	135 700	94 132	54 328
за съхранение на природен газ	2 125	1 783	1 340
Разходи по икономически елементи в т.ч.:	144 959	166 555	200 746
Разходи за материали	7 317	6 823	5 911
Разходи за външни услуги	9 434	14 824	11 730
Разходи за амортизации	69 904	72 187	85 511
Разходи за персонал	41 252	47 037	50 461
Разходи за социално осигуряване	6 183	6 728	6 909
Други разходи	10 869	18 956	40 224
Оперативни разходи	292 519	273 196	261 901
Разходи в т. ч.: от промени в салда незавършено строителство, отчетна стойност на продадени активи и др.	192	304	293
Финансови разходи	882	14 656	8 135
Общо разходи	293 593	288 156	270 329

Оперативните разходи включват: технологични разходи за пренос на природен газ по националната и транзитната газопреносни мрежи, технологични разходи за съхранение на природен газ и разходи по икономически елементи. Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД намаляват от 292 519 хил. лв. за 2014 г. на 261 901 хил. лв. през 2016 г. Общо технологичните разходи намаляват от 147 560 хил. лв. за 2014 г. на 61 155 хил. лв. за 2016 г. Разходите по икономически елементи от 144 959 хил. лв. за 2014 г. се увеличават на 200 746 хил. лв. за 2016 г. Разходите за материали намаляват от 7 317 хил. лв. за 2014 г. на 5 911 хил. лв. за 2016 г. Разходите за външни услуги от 9 434 хил. лв. за 2014 г. нарастват на 11 730 хил. лв. за 2016 г. Разходите за амортизации от 69 904 хил. лв. за 2014 г. се увеличават на 85 511 хил. лв. през 2016 г. Разходите за възнаграждения и осигуровки нарастват от 47 435 хил. лв. през 2014 г. на 57 370 хил. лв. през 2016 г. Другите разходи, които са част от разходите по икономически елементи от 10 869 хил. лв.

се увеличават за 2014 г. на 40 224 хил. лв. за 2016 г. Финансовите разходи нарастват от 882 хил. лв. за 2014 г. на 8 135 хил. лв. за 2016 г.

Общата сума на актива нараства от 2 078 596 хил. лв. за 2014 г. на 2 210 520 хил. лв. през 2016 г., в резултат на увеличение на нетекущите активи, които нарастват от 1 769 548 хил. лв. за 2014 г. на 1 815 766 хил. лв. за 2016 г. Текущите активи на дружеството се увеличават от 309 048 хил. лв. за 2014 г. на 394 754 хил. лв. през 2016 г., от увеличени вземания от клиенти и доставчици и парични средства и еквиваленти.

Акционерният капитал се увеличава от 772 244 хил. лв. за 2014 г. на 841 414 хил. лв. за 2016 г. Собственият капитал е 1 906 503 хил. лв. за 2014 г., като се увеличава на 2 040 040 хил. лв. за 2016 г., вследствие на увеличение на размера на акционерния капитал, текущата и натрупаната печалба.

Общо пасивите намаляват 172 093 хил. лв. за 2014 г. на 170 480 хил. лв. за 2016 г. Нетекущите пасиви от 161 624 хил. лв. за 2014 г. намаляват на 156 123 хил. лв. за 2016 г. Дългосрочни задължения към свързани предприятия са в размер на 291 хил. лв. за 2014 г. и намаляват на 267 хил. лв. през 2016 г. Отсрочените данъчни пасиви намаляват от 103 631 хил. лв. за 2014 г. на 100 426 хил. лв. през 2016 г. Текущите пасиви нарастват от 10 469 хил. лв. за 2014 г. до 14 357 хил. лв. през 2016 г. Търговските и други задължения нарастват от 6 287 хил. лв. за 2014 г. на 9 733 хил. лв. за 2016 г. Задълженията към персонала намаляват от 1 151 хил. лв. за 2014 г. на 411 хил. лв. за 2016 г. Гаранциите по договори се увеличават от 2 147 хил. лв. за 2014 г. на 3 525 хил. лв. за 2016 г.

Отчетните приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в следващата таблица:

Таблица № 10

Показатели	Отчет		
	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Общо приходи от дейността (хил. лв.)	377 941	391 670	344 060
Общо разходи от дейността (хил. лв.)	293 593	288 156	270 329
Счетоводна печалба (хил. лв.)	84 348	103 514	73 731
Финансов резултат (хил. лв.)	75 690	93 162	66 342
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	1.08	1.08	1.12
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	29.52	7.66	27.50
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	11.08	11.35	11.97

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014-2016 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал се увеличава от 1.08 за 2014 г. на 1.12 за 2016 г., което означава, че дружеството е разполагало със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност намалява от 29.52 за 2014 г. на 27.50 за 2016 г., но е със стойности над единица, което е показател, че дружеството е имало достатъчно свободни оборотни средства за погасяване на текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност, показващ степента на независимост от ползване на привлечени средства, е със стойности над единица за периода, като от 11.08 за 2014 г. се увеличава на 11.97 за 2016 г. Това е показател, че дружеството не е имало затруднения при покриването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Въз основа на направения анализ на стойностите на горепосочените показатели, определени на база обща балансова структура, може да се направи извод, че за периода 2014-2016 г. общото финансово състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД е много добро. Дружеството е разполагало с необходимия собствен капитал за финансирането в нови дълготрайни активи и обслужване на дългосрочните си задължения, както и със свободен оборотен капитал за покриване на краткосрочните си задължения.

7. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране и очаквано финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода на бизнес плана.

„Булгартрансгаз“ АД предвижда капиталовата структура за периода на бизнес плана да остане непроменена, като е съставена от 100% собствен капитал. Дружеството е с висока степен на капитализация и ликвидност, което отразява възможностите му да покрива своите задължения.

Прогнозната структура и обема на капитала са отразени в следващата таблица:

Таблица № 11

Параметри	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Собствен капитал (хил. лв.)	1 106 267	1 153 425	1 039 095
Дял на собствения капитал (%)	100%	100%	100%
Норма на възвръщаемост на капитала (%)	8,14%	8,14%	8,14%

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 8.14% преди данъчно облагане, при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7.33%.

Основните източници на финансиране на инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за дейностите по преноса на природен газ са: заделената печалба след отчисление на дивидента, дължим на БЕХ ЕАД и амортизационните отчисления. За периода на бизнес плана не се предвижда финансиране на инвестиционната програма с привлечени средства. Дружеството планира частично финансиране на отделни проекти от инвестиционната програма по грантови схеми, свързани основно с договорени финансираня по МФК и по програмата МСЕ.

Източниците на финансиране на инвестиционната програма са отразени в следващата таблица:

Таблица № 12

Източници	2017 г. (хил. лв.)	2018 г. (хил. лв.)	2019 г. (хил. лв.)	Общо: (хил. лв.)
Заделена печалба	17 168	38 726	11 051	66 945
Амортизационни отчисления	72 407	80 347	88 234	240 988
Финансиране по грантови схеми	2 052	6 340	13 485	21 877
Общо средства	91 627	125 413	112 770	329 810
Необходими инвестиции	91 627	125 413	112 770	329 810

8. Очаквано финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД през периода 2017-2019 г. за дейността „пренос на природен газ“

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило: прогнозни счетоводен баланс, отчет за приходите и разходите и прогнозен паричен поток за периода. През периода дружеството прогнозира печалба, както следва: 102 518 хил. лв. за 2017 г., 99 282 хил. лв. за 2018 г. и 100 987 хил. лв. за 2019 г.

Прогнозните приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в следващата таблица:

Таблица № 13

Показатели	Прогноза		
	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Общо приходи от регулирана дейност (хил. лв.)	278 471	289 990	303 732
Общо разходи от регулирана дейност (хил. лв.)	164 562	179 677	191 524
Счетоводна печалба (хил. лв.)	113 909	110 313	112 208
Финансов резултат (хил. лв.)	102 518	99 282	100 987
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	1.09	1.06	0.95
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	22.67	16.60	5.97
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	10.74	10.35	8.83

Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от 278 471 хил. лв. за 2017 г. на 303 732 хил. лв. през 2019 г. Приходите от продажби на услуги включват: приходи от дългосрочния договор, от цена за достъп, от цена за пренос, от приходи, покриващи разходи, свързани с наложени задължения към обществото, от присъединяване и други приходи при извършване на лицензионната дейност.

Приходите от дългосрочния договор се увеличават от 209 324 хил. лв. за 2017 г. на 218 246 хил. лв. за 2019 г. Приходите от цена за достъп се увеличават от 51 781 хил. лв. за 2017 г. на 62 138 хил. лв. за 2019 г. Приходите от цена за пренос се увеличават от 11 855 хил. лв. за 2017 г. на 17 617 хил. лв. за 2019 г. Приходите, покриващи разходи за съхранение на природен газ, свързани с наложени задължения към обществото са в размер на 4183 хил. лв. и са с постоянна стойност за периода. Приходите от присъединяване се увеличават от 211 хил. лв. за 2017 г. на 316 хил. лв. за 2019 г. Други приходи при извършване на лицензионна дейност се увеличават от 1118 хил. лв. за 2017 г. на 1232 хил. лв. за 2019 г. Ефективността на приходите от продажба на 100 лв. разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД намалява, като от 158.26 през 2017 г. достига 149.81 лева приход на 100 лева разходи в края на периода.

Дружеството прогнозира общите разходи да се увеличат от 164 562 хил. лв. за 2017 г. на 191 524 хил. лв. за 2019 г. Оперативните разходи се увеличават от 92 155 хил. лв. за 2017 г. на 103 290 хил. лв. за 2019 г. Разходите, свързани с технологията на преноса се увеличават от 6 591 хил. лв. за 2017 г. на 10 525 хил. лв. за 2019 г. Разходи за ползване на съоръжение за съхранение на природен газ за нуждите на преноса се увеличават от 299 хил. лв. за 2017 г. на 388 хил. лв. за 2019 г. Разходите за материали се увеличат от 2 871 хил. лв. през 2017 г. до 3 217 хил. лв. през 2019 г. Разходите за ремонти и вътрешнотръбни инспекции намаляват от 2 862 хил. лв. през 2017 г. до 652 хил. лв. през 2019 г. Разходите за външни услуги се увеличат от 6 355 хил. лв. за 2017 г. на 6 972 хил. лв. за 2019 г. Прогнозните разходи за възнаграждения и осигуровки се увеличават от 52 306 хил. лв. за 2017 г. на 58 689 хил. лв. за 2019 г. Вноската за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ се увеличава от 13 924 хил. лв. за 2017 г. на 15 187 хил. лв. за 2019 г. Други разходи за дейността се увеличават от 6 948 хил. лв. през 2017 г. на 7 662 хил. лв. през 2019 г. Разходите за амортизации се увеличават от 72 407 хил. лв. през 2017 г. на 88 234 хил. лв. през 2019 г. Общата сума на актива за дейността намалява от 1 847 085 хил. лв. за 2017 г. до 1 689 703 хил. лв. за 2019 г. Нетекущите активи се увеличат от 1 551 302 хил. лв. за 2017 г. на 1 590 541 хил. лв. за 2019 г. от увеличение на дълготрайните материални и нематериални активи. Дългосрочните вземания намаляват от 52 652 хил. лв. на 20 151 хил. лв. в края на периода. Текущите активи на дружеството намаляват от 295 784 хил. лв. за 2017 г. на 99 163 хил. лв. през 2019 г., в резултат на намаление на материалните запаси, търговски вземания, паричните средства и еквиваленти.

Основният капитал за дейността се увеличава от 749 230 хил. лв. за 2017 г. на 821 878 хил. лв. за 2019 г. Дружеството прогнозира намаление на собствения капитал (включващ записан капитал, натрупана печалба и текущ финансов резултат) от 1 689 764 хил. лв. за 2017 г. на 1 517 881 хил. лв. за 2019 г., в резултат на намаление на целевите резерви, неразпределената и текущата печалба.

Нетекущите пасиви се увеличат от 144 272 хил. лв. за 2017 г. на 155 223 хил. лв. за 2019 г. Гаранциите по договори нарастват от 1700 хил. лв. на 2400 хил. лв. Задълженията към персонала от 3500 хил. лв. за 2017 г. се увеличават на 3900 хил. лв. за 2019 г. Финансирането на дълготрайни активи нараства от 48 287 хил. лв. за 2017 г. на 68 691 хил. лв. за 2019 г. Отсрочените данъчни пасиви от 90 785 хил. лв. за 2017 г. намаляват на 80 232 хил. лв. за 2019 г. Текущите пасиви от 13 050 хил. лв. се увеличават за 2017 г. до 16 600 хил. лв. през 2019 г. Търговските и други задължения от 9 600 хил. лв. за 2017 г. нарастват на 14 100 хил. лв. за 2019 г. Задълженията към персонала от 450 хил. лв. за 2017 г. се увеличават на 500 хил. лв. за 2019 г. Гаранциите по договори намаляват от 3000 хил. лв. за 2017 г. на 2000 хил. лв. за 2019 г.

От представените прогнозни парични потоци за периода е видно, че паричните постъпления ще бъдат от оперативната дейност, като постъпления от търговски контрагенти. Плащанията от оперативната дейност са свързани с търговски контрагенти, с персонала и данъци върху печалбата. По отношение на инвестиционната дейност на дружеството са предвидени плащания, свързани основно с инвестиционни разходи за изграждане на газопреносната мрежа и съоръжения. По отношение на финансовата дейност са предвидени плащания, в т.ч. на дивидент, вноска по фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

От представените парични потоци за периода 2017-2019 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година от периода на бизнес плана.

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2019 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за 2017 г. и 2018 г. е със стойности над 1 и със стойност 0.95 за 2019 г. Това е показател, че дружеството няма да има затруднения при инвестиране със собствен капитал на нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност от 22.67 през 2017 г. намалява до 5.97 през 2019 г., но стойността му остава над 1. Това е показател, че дружеството ще разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност показва степента на независимост от ползване на привлечени средства. Коефициентът е с стойност над 1 за целия период на бизнес плана, независимо, че стойността на коефициента от 10.74 за 2017 г. намалява до 8.83 за 2019 г. Това е индикатор, че дружеството ще притежава достатъчно собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Въз основа на направения анализ на стойностите на горепосочените показатели, може да се направи извод, че за периода 2017-2019 г. общото финансово състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД ще бъде много добро. Дружеството ще разполага с необходимите собствени капиталови източници за финансиране на дълготрайни активи и обслужването на дългосрочните си задължения, както и със свободен оборотен капитал за покриване на краткосрочните си задължения.

9. Прогноза за цените на предоставяните услуги

„Булгартрансгаз“ ЕАД е извършил редица дейности по въвеждане на входно-изходен модел в България. Съществен елемент от цялостния модел е въвеждането на входно-изходна тарифна система, на базата на която да бъдат определени цените за различните услуги, предлагани от оператора.

В Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, се определят изискванията към входно-изходната тарифна система. В Методиката се определят условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, включително начина на формиране на необходимите приходи чрез метода „горна граница на приходи“; определянето на тарифи и тарифни структури; разпределението на разходите (респ. на необходимите приходи) по входни и изходни точки/зони и по предоставяни услуги; редът за образуване и изменение на цените за достъп и пренос.

Цената за достъп е диференцирана по входни и изходни точки и ценови зони и предлагани услуги за предоставяне на капацитет в тези точки/зони. Тя се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне (лева/MWh/ден). Цената за достъп се начислява на ползвателите на газопреносната система на база на предоставения им капацитет по видове услуги.

Предлаганите от „Булгартрансгаз“ ЕАД услуги по достъп до газопреносната система за входните и изходните и точки/зони, подлежащи на ценообразуване са:

- *услуги по предоставяне на твърд капацитет за входните и изходни точки на газопреносната система:*

- услуга по предоставяне на твърд годишен капацитет;
- услуга по предоставяне на твърд тримесечен капацитет;
- услуги по предоставяне на твърд месечен капацитет;
- услуги по предоставяне на твърд дневен капацитет.

- *услуги по предоставяне на прекъсваем капацитет за входните и изходни точки на газопреносната система:*

- услуга по предоставяне на прекъсваем годишен капацитет.
- услуга по предоставяне на прекъсваем тримесечен капацитет;
- услуги по предоставяне на прекъсваем месечен капацитет;
- услуги по предоставяне на прекъсваем дневен капацитет.

- *услуги по предоставяне на прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul).*

- *услуги по предоставяне на капацитет за входни и изходни точки от/към съоръжения за съхранение на природен газ.*

Предвижда се цените за услугите за предоставяне на прекъсваем капацитет да се образуват с въвеждане на отстъпка от цената на услугата за предоставяне на твърд капацитет, определена от вероятността за прекъсване на предоставяната услуга.

Цената за пренос се определя за количествата природен газ, пренесени при условията на сключен договор за пренос, като се изразява в левове за енергийни единици природен газ (лева/MWh). Тя се начислява на база разпределените количества природен газ във входните и изходните точки/зони на газопреносната система.

Цената за пренос се предвижда да включва следните компоненти: компонента за пренос, начислявана на всички входни и изходни точки на газопреносната система; технологична компонента, начислявана на всички входни и изходни точки на газопреносната система, свързана с променливите директно прехвърляеми разходи, свързани с технологията на преноса на природен газ и компонента за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото, начислявана на националните изходни точки/зони на газопреносната система.

Входно-изходната тарифна система ще се прилага за всички настоящи и бъдещи входни/изходни точки/зони на територията на Република България към/от преносната система, както и в рамките на обявявания свободен капацитет за съществуващи входни и изходни трансгранични точки извън капацитета, резервиран по дългосрочни договори, сключени преди датата на влизане в сила на Регламент (ЕО) № 715/2009/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно условията за достъп до газопреносните мрежи.

10. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Механизмите за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи са в основата на концепцията за формиране на необходимите приходи при използване на методи за ценово регулиране със стимули. Прилагането на

метода за образуването на начални необходими приходи и тяхната годишна актуализация дава възможност за „изглаждане” на цените в рамките на периода, като се осигурява събиране на необходимите приходи на дружеството за периода.

Съгласно чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката образувателните цени са пределни. Комбинираният оператор може да договаря, предлага и прилага по-ниски от образувателните цени по Методиката, при условие че това не води до кръстосано субсидиране. На тази база и отчитайки конюнктурата на пазара, „Булгартрансгаз“ ЕАД може да изготвя и прилага ефективна ценова стратегия, най-същественото в която е:

- поддържане на съвременен модел на ценообразуване на предоставяните услуги по преноса, съобразени с нуждите на различните ползватели на мрежата;
- подпомагане ефикасната търговия с природен газ и конкуренцията;
- предотвратяване на кръстосаното субсидиране между ползватели на мрежата;
- поддържане на оперативна съвместимост на преносните мрежи;
- нестресиране на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време;
- осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност на предоставяните услуги.

11. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД обхваща веригата от изграждане на преносните мрежи, тяхната поддръжка и експлоатация до осигуряване на качествени услуги по преноса на природен газ за клиенти и ползватели на преносната система. В дейностите по преноса на природен газ могат да се определят следните области за повишаване на ефективността: прилагане на съвременни компютърни системи за управление на процесите, съпътстващи преноса на природен газ; създаване на информационна платформа за управление на капацитета, заявките за пренос, балансирането на газопреносната система и обслужването на клиентите; внедряване на вътрешни правила и процедури за регламентиране и оптимизиране на координацията на дейностите и подразделенията в дружеството; квалификация на персонала; подобряване на практиките по управление и развитие на човешките ресурси и осигуряване на приемственост, и рационализиране на снабдителния процес.

Въз основа на всичко гореизложено е видно, че „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разполага с материални и финансови възможности за осъществяване на дейността „пренос на природен газ” през газопреносните мрежи, собственост на дружеството, при спазване на заложените в бизнес плана параметри.

Изказвания по т.1:

Докладва К. Лазарова. В доклада е отразен анализ на представения за одобрение бизнес план за дейността „пренос на природен газ” през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2017-2019 г.

На 25.07.2017 г. е проведено открито заседание, на което са присъствали представители на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Заявили са, че нямат никакви възражения по доклада и го приемат.

Въз основа на всичко гореизложено е видно, че „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разполага с материални и финансови възможности за осъществяване на дейността „пренос на природен газ” през газопреносните мрежи, собственост на дружеството, при спазване на заложените в бизнес плана параметри. Предвид горното и на основание чл. 32, ал. 1, т.

1 и ал. 3 от Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, във връзка с чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага КЕВР да вземе решение, с което одобрява бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2017-2019 г., включително.

А. Йорданов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 3 от Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, във връзка с чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2017-2019 г. включително.

В заседанието по **точка първа** участват на Комисията Александър Йорданов, Светла Тодорова, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитонова, Валентин Петков.

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

По т.2. Комисията, като разгледа **подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление за утвърждаване на необходими годишни приходи за периода 2017-2019 г.**, доклад с вх. № Е-Дк-452 от 13.07.2017 г. и събраните данни от проведеното на 25.07.2017 г. открито заседание, установи следното:

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

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

45-50 от 10.11.2016 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за същия период.

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

При извършената проверка на заявлението и на допълнително постъпилата информация са установени несъответствия. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-51 от 20.12.2016 г. на КЕВР, от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи преработено заявление и документи към него за регулаторен период, започващ от 2017 г. От оператора на газопреносна система (ОПС, оператора) е изискано също да преработи документите, касаещи формирането на директно прехвърляемите разходи, при отчитане на чл. 17 от Методиката, като: представи обосновка за необходимостта от формирането на отделна компонента (т.нар. технологична компонента на цената за пренос), доколкото съгласно чл. 17, ал. 5 от Методиката тези разходи са част от директно прехвърляемите разходи; включи в заявлението разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото през 2016 г., без прилагане на норма на възвръщаемост на капитала и остойности с действащата цена за съхранение, утвърдена с Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. на Комисията; представи одобрените със заповеди на министъра на енергетиката Планове за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета, валидни за периода 2014-2016 г., както и Заповед № РД-16-675 от 21.05.2014 г. на министъра на икономиката и енергетиката. С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 29.12.2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило: План за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета, одобрен със Заповед № Е-РД-16-298 от 26.06.2015 г. на министъра на енергетиката, както и копие на цитираната заповед.

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

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

обслужващи дейността за пренос на природен газ; използваните параметри при изчисляване на предложената норма на възвръщаемост на собствения капитал на дружеството; разходите, покриващи дължимите такси съгласно чл. 17, т. 2 от Методиката и прогнозен брой на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ по години. Отбелязано е, че информацията е приложена и в неконфиденциална версия, данните от която могат да бъдат публикувани.

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

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

С писмо с вх. № Е-15-45-51 от 07.07.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е направило допълнение към заявената тарифна структура в т. 1.4., подточка 1 „Цена за достъп“ поради извършвана подготовка в изпълнение на член 9, ал. 1 от Регламент (ЕС) 2017/459 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределяне на капацитет в газопреносни системи и за отмяна на Регламент (ЕС) № 984/ 2013 за въвеждане на резервиране на капацитетни продукти „в рамките на деня“ за входните и изходните точки/зони на газопреносната система, собственост на дружеството.

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

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

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

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

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

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“, както и на лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е оператор на: национална газопреносна мрежа (НГПМ) за пренос на природен газ на територията на България до газоразпределителни мрежи и небитови клиенти на природен газ; газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП) на природен газ за пренос на природен газ през територията на България до съседните държави Румъния, Турция, Гърция и Македония и подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурност на доставките на природен газ.

I. Регулаторен период

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

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

II. Начин на прилагане на входно-изходния тарифен модел

Съгласно чл. 18, ал. 2 от Методиката, с решението по чл. 18, ал. 1 от същата Комисията определя начина на прилагане на входно-изходния модел за съответния

регулаторен период или за ценови период в рамките на регулаторен период: за всяка от газопреносните мрежи или за преносната система.

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

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

III. Входни и изходни точки/зони

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 9 на Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило следните входни и изходни точки/зони, принадлежащи на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за които да бъдат определени цени за достъп и пренос. Те са утвърдени с Решение № ВТ-1 от 07.05.2015 г. на КЕВР за одобряване на списък с важни точки от газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД:

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

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

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

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

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

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

Дружеството е предложило и следните зони:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че за да възстанови своите разходи, може да определи тарифи на база пренесено количество природен газ (цени за пренос) или на база договорен капацитет (цени за достъп). Цената за капацитет (тарифен елемент за MWh/ден) се заплаща срещу правото на ползвателя да използва газопреносната система за периода на договора, сключен с оператора, където правото да използва системата се определя посредством максимално дневно количество, резервирано от ползвателя за определен

период в единици за измерване на енергия. В допълнение, на ползвателя могат да бъдат наложени такси за превишаване на капацитета, ако той надвиши тези резервирани стойности. Дружеството посочва, че цената за пренос е наложена на база действително използване на системата или реалното потребление, изразено в MWh, т.е. стойността за единица обем природен газ, пренесен от входна до изходна точка/зона.

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

Във връзка с горното, операторът се позовава на данни от международната практика. Част от страните в Европа прилагат, както цена за достъп, така и цена за пренос – Белгия, Чехия, Гърция, Обединеното кралство, Ирландия и Португалия, като в тези страни съотношението достъп/пренос показва ясна тенденция за възстановяване на по-голям процент от приходите от цената за достъп. Например, в Гърция и Португалия 90% от приходите се възстановяват от цена за достъп. Наблюдаваното съотношение между приходи от цена за достъп и цена за пренос отразява по-високия дял на постоянните разходи (капиталови и постоянни разходи за експлоатация и поддръжка) в сравнение с променливите разходи (променливи разходи за експлоатация и поддръжка) в газопреносните мрежи. Предвид практиката в Европа дружеството обобщава, че приходите, които се събират от цена за пренос (енергия), варират от 5 до 30% от общите приходи. В допълнение „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в последните години тенденцията при собственици на газопреносни мрежи в САЩ е към по-високи съотношения на приходи, събирани от цена за достъп към приходите от цена за пренос, от 90%:10% и 95%:5%.

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

VI. Необходими приходи за първата година от регулаторния период

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- директно прехвърляеми разходи (общи) за първата година от регулаторния период в размер на 5334 хил. лв.;
- директно прехвърляеми разходи, формиращи т.нар. технологична компонента на цената за пренос, в размер на 6658 хил. лв.;
- директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки/зони, покриващи разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 4183 хил. лв.

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

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

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

VII. База за възвръщаемост по години за регулаторния период

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

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

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че включените активи при определяне на необходимите приходи са в съответствие с внесения с писмо с вх. № Е-15-45-51 от 17.05.2017 г. преработен бизнес план на дружеството за периода 2017-2019 г. В състава на тези активи влизат активи, директно заети в дейността по преноса на природен газ, дял от активите на Централно Управление-София (ЦУ) и активи, заети в спомагателна дейност (активите в ремонтна база Ботевград), които са общи за извършваните дейности от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Делът на активите в ЦУ и активите в ремонтна база Ботевград, обслужващи дейността по преноса през газопреносната система, е определен въз основа

на дела на активите, алокирани към дейността по пренос (без активите в ЦУ и активите в спомагателна дейност) към общите активи на дружеството (без активите в ЦУ и активите в спомагателна дейност). Включените активи са разделени на следните категории: преносни газопроводи – линейна част; съоръжения; компресорно оборудване; комуникационни мрежи; компютърна техника, офис оборудване; сгради и конструкции; земи; буферен газ (лайнпек) амортизируем; буферен газ (лайнпек) неамортизируем; други дълготрайни материални активи (ДМА) и дълготрайни нематериални активи.

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

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

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

В активите, формиращи базата за възвръщаемост за дейността пренос на природен газ през газопреносната система, не са включени и активи, пряко обслужващи дейността по балансиране на пазара на природен газ. Последните са включени при определяне на разходната компонента на природния газ за балансиране, с обща балансова стойност 27.74 хил. лв.

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

- Разширение на газовата преносна инфраструктура: преносни газопроводи с

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

- Реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система заедно със спомагателните мрежи към тях, които се извършват с цел повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда. За регулаторния период основните обекти са: подмяна на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж – кранов възел (КВ) Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово; основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка КС „Вълчи дол“ – КВ Преселка; станции за почистване на транзитен газопровод и газопроводни отклонения: Стряма, Девня, Бургас, Димитровград, Перник; оптични кабелни магистрали, информационни и управляващи системи; планови основни ремонти и инспекции на газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) тип ТИМ 1304; основен ремонт на газотурбинни двигатели; преоборудване на горивните системи на 2 броя газотурбинни агрегати тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на Система за Автоматично управление (САУ); КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ – модернизация на системите за автоматично управление; възстановяване на работното налягане на газопроводното отклонение за гр. Правец и изграждане на оптична кабелна линия към него; увеличаване капацитета на газопроводното отклонение за гр. Търговище; реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен“ чрез изместване на съществуващата камера при газоразпределителна станция (ГРС) „Враца“; нови външни ел. захранвания към технологични съоръжения; трайни защитни съоръжения и укрепителни мероприятия в отделни участъци на транзитния газопровод за Гърция и Македония, основно при преходите им през реки и дерета с констатирано рисково намаление на земното покритие в резултат на ерозионни процеси чрез изграждане на нови хидравлични прагове и/или укрепителни системи в рамките и извън сервитута на съществуващите газопроводи; реконструкция на ГРС, АГРС и ГИС с цел повишаване надеждността на експлоатация и гарантиране непрекъснато и с договореното качество подаване на природен газ към клиентите чрез подмяна на амортизирано оборудване и инсталации или изграждане на нови регулиращи и измервателни линии към съществуващи ГРС, АГРС и ГИС с цел присъединяване на нови клиенти (АГРС „Ловеч“; ГРС „Девня“; АГРС „Септември“; ГРС „София – 4 Иваняне“; ГРС „Перник“; ГИС „Провадия“; АГРС „Сливен“, ГРС „Исперих“; „ГРС „Разград 1“; АГРС „Добрич“; АГРС „Попово“ и др.);

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

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

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

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

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

VIII. Норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период

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

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

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

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

IX. Разходи

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

Според разработената от „Булгартрансгаз“ ЕАД структура на разходите, групите разходи са представени както по функционален характер, така и във връзка с определянето на конкретни елементи на необходимите приходи. Разходите за дейността по пренос на природен газ са класифицирани като оперативни разходи и разходи за амортизации от една страна, както и като контролируеми експлоатационни разходи и директно прехвърляеми разходи, от друга. Оперативните разходи за регулаторния период са прогнозирани при цени към момента на изготвяне на предложението за необходими приходи, въз основа на отчетените разходи по групи за базовата година (2016 г.) и прогнозното изменение за регулаторния период на параметрите, характеризиращи разширяването на дейността по пренос на природен газ. Параметрите, въз основа на които са 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 ДА (в млрд. лв.) – 40%.

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

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

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

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

1.1. Условно-постоянни контролируеми експлоатационни разходи:

1.1.1. *Разходи за материали:*

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

- *разходи за работно облекло*, съобразно планираното оборудване на персонала с

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

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

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

1.1.2. Разходи за външни услуги:

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

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

- *абонаментно поддържане*, включващо разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система. Прогнозираны са на база на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са: за дейността пренос по НГПМ – (...) и за дейността пренос по ГМТП – (...). Прогнозният им размер нараства от (...) хил. лв. през 2017 г. на (...) хил. лв. през 2019 г.;

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

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

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

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозираны за: експертни анализи, оценки, одиторска дейност, участие в експертни организации, граждански договори и са в

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- *разходи за маркетинг и реклама*, които включват разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания, като са планирани въз основа на отчетни данни и параметъра „прогнозни количества пренесен природен газ“. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода са:

за дейността пренос по НГПМ – (...) лв. на (...) млн. м³ пренесен природен газ и за дейността пренос по ГМТП – (...) лв. на (...) млн. м³ пренесен природен газ.

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

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

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

2. Разходи за амортизации

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

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

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

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

- *разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото*, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора, произтичащи от одобрения със заповед на министъра на енергетиката План за действие при извънредни ситуации (План) съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета. На основание чл. 72а от ЗЕ и Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета, със Заповед № Е-РД-16-298 от 26.06.2015 г. министърът на енергетиката е утвърдил План за действие при извънредни ситуации. Планът съдържа описание на мерките, които трябва да бъдат предприети от страна на оператора на газопреносната мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД в сътрудничество с предприятията за газ, големите промишлени клиенти, асоциациите на потребителите и под контрола на Министерството на енергетиката за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсване на доставките на газ за страната и региона. Съгласно т. 2.1.16. от Плана, „Булгартрансгаз“ ЕАД съхранява, в изпълнение на Заповед № РД-16-675 от 21.05.2014 г. на министъра на икономиката и енергетиката, по реда на чл. 70 от ЗЕ за налагане на допълнителни задължения към обществото, количества природен газ в ПГХ „Чирен“, с максимален обем до 140 млн. м³.

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

газопреносните мрежи по реда на чл. 35 от ЗЕ.

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

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

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

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

- *разходи за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ*, включват разходи за заплащане на годишна такса за участие в – ЕМОПС за газ. Разходите са прогнозирани постоянни за целия период и равни на определените за 2017 г., като са в размер на (...) хил. лв. Разходите биват определяни в края на всяка година за следващата, в зависимост от гласувания от управленския борд бюджет на организацията и спрямо изчисления дял на „Булгартрансгаз“ ЕАД в общия бюджет, който се изчислява в зависимост от съставните гласове, с които дружеството участва в общото събрание на ЕМОПС за газ. Прогнозираните от ОПС разходи за участие в ЕМОПС за газ са отнесени към необходимите приходи за дейността пренос на природен газ за регулаторния период и са равни на определената такса за участие в ЕМОПС за газ, за 2017 г. Тези разходи влизат в групата на директно прехвърляемите разходи и като такива, за всеки ценови период ще бъдат сравнявани с реално отчетените за годината, а разликата ще се натрупва в регулаторната сметка;

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

- *разходи за технологични нужди по преноса*, които представляват остойностени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както

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

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

- *разходите за електрическа енергия за работа на компресорните станции по НГПМ*, са за електрическа енергия, използвана за работата на електрически задвижваните КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“. Тези разходи са планирани въз основа на данните за базовата година и прогнозираните количества природен газ за пренос до изходни точки на НГПМ, като възлизат на стойност (...) лв. на (...) м³ пренесен природен газ.

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

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

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

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

Х. Коефициент за подобряване на ефективността

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

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

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

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

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

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

ХІ. Коефициент за изглаждане на необходимите приходи

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

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

започваща от изчислени необходими приходи за базовата година, като едновременно се гарантира събираемостта на определените по години елементи на необходимите годишни приходи.

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

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

ХII. Енергийна стойност на единица обем природен газ

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

ОПС предлага средна горна граница на калоричност на природния газ за нуждите на определяне на цени за достъп и пренос на природен газ по газопреносната мрежа в енергийни единици да е в размер на 10.64 kWh за 1 м³ природен газ, измерен при температура 20°C, налягане 0.101325 МПа и референтна температура на горене 25°C (за 12-месечен отчетен период от 01.07.2015 г. до 30.06.2016 г.), залежала в договорите за пренос и съхранение. От представените данни за средномесечните стойности на основните параметри, характеризиращи калоричността на пренасяния природен газ за посочения отчетен период, представени в таблица, съдържаща се в приетия от Комисията доклад с вх. № Е-Дк-452 от 13.07.2017 г., е видно, че предложената средна горна граница на калоричност на природния газ е обоснована.

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

Съгласно чл. 21 от Методиката, тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през националната газопреносна мрежа и през газопреносната мрежа за транзитен пренос или през преносната система се определя от оператора при стриктно спазване на условията и изискванията на тази методика. С цел образуване на цените за достъп и пренос през всяка от газопреносните мрежи или през преносната система утвърдените необходими годишни приходи се разпределят по ценовите компоненти от тарифната структура. Съгласно чл. 22, ал. 1, т. 1 и т. 2 от Методиката, цените от тарифната

структура включват: цена за достъп, която се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне, изразена в мерна единица лв./MWh/ден/период на предоставяне; цена за пренос, която се определя в левове за енергийни единици природен газ, изразена в мерна единица лв./MWh.

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

1. Цена за достъп със следните капацитетни продукти:
 - 1.1. Цена за достъп за годишен капацитетен продукт в лв./MWh/ден/година;
 - 1.2. Цена за достъп за тримесечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/тримесечие;
 - 1.3. Цена за достъп за месечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/месец;
 - 1.4. Цена за достъп за дневен капацитетен продукт лв./MWh/ден;
 - 1.4.1. Цена за достъп за капацитетен продукт „в рамките на деня“ в лв./MWh/ден.
2. Цена за пренос:
 - 2.1. Компонента за пренос лв./MWh;
 - 2.2. Технологична компонента в лв./MWh;
 - 2.3. Компонента за покриване на наложени задължения към обществото в лв./MWh.

Допълването на тарифната структура в т. 1.4., подточка 1. „Цена за достъп“ с цена за достъп за капацитетен продукт „в рамките на деня“ за входните и изходни точки/зони на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД е обосновано от дружеството с разпоредбата на чл. 9, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/459 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределяне на капацитет в газопреносни системи и за отмяна на Регламент (ЕС) № 984/2013, съгласно който операторите на преносни системи предлагат годишни, тримесечни, месечни и дневни стандартни продукти, както и стандартни продукти за капацитет в рамките на деня.

Във връзка с описаната тарифна структура, операторът предлага:

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

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

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

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

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

Портфолиото от продукти се отнася до състава на цялата услуга, предлагана от ОПС, като се отнася до различни продукти за резервиране на капацитет, които могат да бъдат предлагани. Следвайки европейската практика, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага портфолио от продукти, което се състои от продукти в рамките на деня, дневни, месечни, тримесечни и годишни продукти.

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

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

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

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

1. За тримесечни продукти за предоставяне на капацитет:
 - за I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 1.8;
 - за II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 1;
 - за III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 1;
 - за IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 1.8.
2. За месечни продукти за предоставяне на капацитет:
 - за месец януари – коефициент със стойност 2;
 - за месец февруари – коефициент със стойност 2;
 - за месец март – коефициент със стойност 2;
 - за месец април – коефициент със стойност 1;
 - за месец май – коефициент със стойност 1;
 - за месец юни – коефициент със стойност 1;
 - за месец юли – коефициент със стойност 1;
 - за месец август – коефициент със стойност 1;
 - за месец септември – коефициент със стойност 1;
 - за месец октомври – коефициент със стойност 2;
 - за месец ноември – коефициент със стойност 2;
 - за месец декември – коефициент със стойност 2.
3. За дневни продукти за предоставяне на капацитет:
 - за продукти, предоставяни през I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 3;
 - за продукти, предоставяни през II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 2;
 - за продукти, предоставяни през III тримесечие от 1 юли до 30 септември –

коефициент със стойност 2;

- за продукти, предоставяни през IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 3.

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

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

- за продукти, предоставяни през I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 3;

- за продукти, предоставяни през II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 2;

- за продукти, предоставяни през III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 2;

- за продукти, предоставяни през IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 3.

5. Коефициент за определяне на цената за превишен капацитет

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

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

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

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

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

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

дефинира и неговата прекъсваемост – ако не съществува прав поток, реверсивните потоци се прекъсват. Това предполага, че реверсивният капацитет на търговска база се продава, като физически несъществуващ и прекъсваем капацитет.

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

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

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

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

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

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

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

ОПС предлага минималната отстъпка за тарифиране на услугите за предоставяне на прекъсваем капацитет да бъде 10%. За регистрирани прекъсвания в обеми по-големи от 10% от резервирания прекъсваем капацитет, ползвателят на газопреносната система ще

получава компенсации в месечните фактури за транспортни услуги по преноса на природен газ, пропорционално на прекъснатия пренос.

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

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

Изказвания по т.2:

Докладва Г. Дечева. На проведено на 25.07.2017 г. открито заседание със заявителя е обсъден докладът на работната група. Представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат допълнения и забележки относно изнесените факти и обстоятелства в доклада. На същото заседание представители на „Овергаз Мрежи“ АД и на БФИЕК са изразили желание Комисията да провежда обществено обсъждане на необходимите годишни приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017 г. до 2019 г. Отговор на тези въпроси са дали председателят на КЕВР и А. Йорданов. В проекта на решение това само е маркирано, а подробно е представено в протокола от откритото заседание. Представителите на „Овергаз Мрежи“ АД са повдигнали въпроси за евентуалните разходи, които биха генерирани потребителите на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД, с въвеждането на новата входно-изходна тарифа и как би се отразила тя. Отговорът на „Булгартрансгаз“ ЕАД е, че по предварителни разчети е възможно те ще бъдат по-ниски, отколкото сега действащите цени.

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

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

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

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

2. Норма на възвръщаемост на капитала

3. Коефициент за подобряване на ефективността

5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и цена за пренос

4. Съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони

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

6. Коефициент за изглаждане на необходимите приходи

5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и цена за пренос

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

Коефициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти.

Г. Дечева отбелязва, че тези са елементи за целия регулаторен период. Следващите елементи са само за първата година от регулаторния период.

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

2. Базови необходими приходи

1. Необходими годишни приходи

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

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

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

А. Йорданов допълни, че решението подлежи на обжалване пред Административен съд София-град в 14 дневен срок.

А. Йорданов даде думата за изказвания.

С. Тодорова попита по т. 3 от решението, която се отнася за необходимите годишни преходи и за разходите, числата, които са посочени в решението, на кои елементи от модела отговарят, тъй като такива числа в модела не могат да бъдат намерени. Вероятно това са някакви допълнителни изчисления, но Тодорова не знае защо е изпратен този модел, след като от него не може да се разбере как се получават разходите и приходите.

Г. Дечева отговори, че в доклада са били представени всички видове изчисления и всички таблици съвсем подробно. Там е даден начинът на изчисляване на необходимите годишни приходи с представените от самото дружество разходи и начинът им на образуване. Дечева не знае кой модел е изпратен на членовете на Комисията, но предполага, че е моделът, по който всички са работили.

С. Тодорова добави, че не е участвала в приемането на доклада и би трябвало да може да бъдат казани две думи, но Г. Дечева е казала, че не знае. Приема го.

А. Йорданов установи, че няма други изказвания и подложи на гласуване проекта на решение, така както е представен.

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

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

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

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

2. Норма на възвръщаемост на капитала: 8.14%;

3. Коефициент за подобряване на ефективността: 0.6%;

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

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

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

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

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

- 7.2. Входна зона „Местен Добив“;
- 7.3. Изходна зона „България“;
- 7.4. Входно/Изходна точка „Русе/Гюргево“;
- 7.5. Входно/Изходна точка „Кулата/Сидирокастро“;
- 7.6. Изходна точка „Странджа/Малкочлар“;
- 7.7. Изходна точка „Кюстендил/Жидилово“
- 7.8. Входно/Изходна точка „ГИС Чирен“.

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

Коефициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти:

- 8.1. За тримесечни продукти за предоставяне на капацитет:
- за I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 1.8;
 - за II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 1;
 - за III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 1;
 - за IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 1.8.
- 8.2. За месечни продукти за предоставяне на капацитет:
- за месец януари – коефициент със стойност 2;
 - за месец февруари – коефициент със стойност 2;
 - за месец март – коефициент със стойност 2;
 - за месец април – коефициент със стойност 1;
 - за месец май – коефициент със стойност 1;
 - за месец юни – коефициент със стойност 1;
 - за месец юли – коефициент със стойност 1;
 - за месец август – коефициент със стойност 1;
 - за месец септември – коефициент със стойност 1;
 - за месец октомври – коефициент със стойност 2;
 - за месец ноември – коефициент със стойност 2;
 - за месец декември – коефициент със стойност 2.
- 8.3. За дневни продукти за предоставяне на капацитет:
- за продукти, предоставяни през I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 3;
 - за продукти, предоставяни през II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 2;
 - за продукти, предоставяни през III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 2;
 - за продукти, предоставяни през IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 3;
- 8.4. За капацитетни продукти „в рамките на деня“:
- за продукти, предоставяни през I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 3;
 - за продукти, предоставяни през II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 2;
 - за продукти, предоставяни през III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 2;
 - за продукти, предоставяни през IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 3.
- 8.5. За определяне на цената за превишен капацитет – коефициент със стойност 5.
- 8.6. Коефициент (отстъпка) при определяне на цената за достъп за реверсивен капацитет на търговска база (backhaul) – със стойност 0.5 (отстъпка 50%) от цената на съответния твърд капацитетен продукт в права посока.
- 8.7. Коефициент (отстъпка) за определяне на цените за достъп на входни и изходни точки от/към съоръжения за съхранение на природен газ - със стойност 0.2 (отстъпка 80%) от разходноориентираната цена за съответния капацитетен продукт.

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

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

- 1. Необходими годишни приходи:** 277 142 хил. лв.;
- 2. Базови необходими приходи:** 260 967 хил. лв.;
- 3. Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката:**
 - 3.1. Контролируеми експлоатационни разходи: 137 596 хил. лв.;
 - 3.2. Директно прехвърляеми разходи: 16 175 хил. лв., от които:
 - 3.2.1. Директно прехвърляеми общи разходи: 5334 хил. лв.;
 - 3.2.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента: 6658 хил. лв. и
 - 3.2.3. Директно прехвърляеми разходи за покриване на наложени задължения към обществото, формиращи отделна компонента в цената за пренос: 4183 хил. лв.

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

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

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

В заседанието по **точка втора** участват на Комисията Александър Йорданов, Светла Тодорова, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Валентин Петков.

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1 както следва:

Одобрява бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2017-2019 г. включително.

По т.2 както следва:

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

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

1. База на възвръщаемост;
2. Норма на възвръщаемост на капитала;
3. Коефициент за подобряване на ефективността;
4. Съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони;
5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и цена за пренос;
6. Коефициент за изглаждане на необходимите приходи;
7. Входни и изходни точки, за които се определят цените за достъп и пренос;

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

Коефициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти.

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

1. Необходими годишни приходи;

2. Базови необходими приходи;

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

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

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

Приложения:

1. Решение на КЕВР № БП-7/01.08.2017 г. – относно заявление на „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи за периода 2017-2019 г.;

2. Решение на КЕВР № НГП-1/01.08.2017 г. – относно заявления от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(С. Годорова)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ЗА ПРЕДСЕДАТЕЛ:

АЛЕКСАНДЪР ЙОРДАНОВ

(съгласно Заповед № 3-ОХ-79/28.07.2017 г.)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(А. Фикова - главен експерт)