



РЕШЕНИЕ

№ БП - 7
от 01.08.2017 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.08.2017 г., като разгледа подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление за 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 (НППМ), 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 лицензии 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 планове 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 (ITB)** 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. ITB 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 ITB е 2020 г.

- **Междусистемна реверсивна газова връзка България-Сърбия (IBS)** има за цел свързване на националните газопреносни 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 газопреносната 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 газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора с газопреносната 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 TAP и с газопреносната 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 газопреносна 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. Сроктът 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 газопрееносна 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 изпълнението 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 газопрееносната 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 газопрееносната 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 газопрееносната 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. Заложена 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 газопрееносна 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 линеен кранов възел в близост до линеен 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 поетапно 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 очистващи, 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 обвръзката 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 внесения 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 газопреосни 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 газопреосната 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, заложила 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 отдиш; 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 рехабилитация на обекти по преносната система.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са прогнозирани 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 формирани 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.

„Булгартрансгаз“ 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, прогнозиран на база отчетни стойности за 2016 г. и очакваното разрастване на дейността;
- разходи за ремонт, включващи разходи за текущи ремонти по газопреносната система, неформиращи стойност 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, планирани 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 лицензи 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, прогнозиран 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, прогнозиран 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. Променливи 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 остойностява 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
<i>Разходи за материали</i>	<i>7 317</i>	<i>6 823</i>	<i>5 911</i>
<i>Разходи за външни услуги</i>	<i>9 434</i>	<i>14 824</i>	<i>11 730</i>
<i>Разходи за амортизации</i>	<i>69 904</i>	<i>72 187</i>	<i>85 511</i>
<i>Разходи за персонал</i>	<i>41 252</i>	<i>47 037</i>	<i>50 461</i>
<i>Разходи за социално осигуряване</i>	<i>6 183</i>	<i>6 728</i>	<i>6 909</i>
<i>Други разходи</i>	<i>10 869</i>	<i>18 956</i>	<i>40 224</i>
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 газопредавателни 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, вноски 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 образуваните цени са пределни. Комбинираният оператор може да договаря, предлага и прилага по-ниски от образуваните 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.

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.

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

ЗА ПРЕДСЕДАТЕЛ:

АЛЕКСАНДЪР Я. ЙОРДАНОВ

(Съгласно Заповед № 3–ОХ–79 от 28.07.2017 г.)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА