



**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

Комисия за енергийно  
и водно регулиране



## **РЕШЕНИЕ**

**№ ДПРМ - 1**

**от 01.08.2017 г.**

### **КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**на закрито заседание, проведено на 01.08.2017 г., след като разгледа заявление с вх. № Е-15-45-14 от 26.04.2017 г., подадено от „Булгартрансгаз” ЕАД относно одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г., доклад с вх. № Е-Дк-365 от 22.06.2017 г., както и събраните данни от проведено на 13.07.2017 г. обществено обсъждане и постъпилите становища, установи следното:**

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-45-14 от 26.04.2017 г. от „Булгартрансгаз” ЕАД с искане за одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията одобрява Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ). Условията и редът, по които операторът на газопреносна мрежа разработва и представя в КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата и по които Комисията го одобрява, са регламентирани в чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ.

Съгласно разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ, операторът на преносна мрежа разработва, консултира с всички заинтересовани страни и предоставя на Комисията ежегодно до 30 април десетгодишен план. При изготвянето на десетгодишния план за развитие на преносната мрежа, операторът на газопреносна мрежа се съобразява с наличната информация относно предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, с инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз, както и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ. В чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ е предвидено изискване операторът на преносна мрежа да консултира разработения десетгодишен план за развитие на преносната мрежа с всички заинтересовани страни. Проектът на план за развитие на мрежата се публикува на интернет страницата на оператора в срок до 30 дни преди внасянето му за одобрение от Комисията.

Задължението за разработване на десетгодишни планове за развитие на мрежата от операторите на газопреносни системи на територията на Европейския съюз е предвидено и в чл. 22 от Директива № 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО (Директива 2009/73/ЕО). Десетгодишните планове за развитие на мрежата служат за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, който се изготвя от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG).

С Решение № С-4 от 22.06.2015 г. и Решение № С-6 от 05.11.2015 г. на КЕВР „Булгартрансгаз” ЕАД е сертифицирано като и определено за независим преносен

оператор (НПО) на газопреносната система на България. Нотификацията за определяне на дружеството като НПО е публикувана в бр. С 428 от 19.12.2015 г. на „Официален вестник“ на Европейския съюз.

След анализ на фактите и обстоятелствата, и представения Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. Комисията установи следното:

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. е разработен и представен в КЕВР в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ. Планът е одобрен с Решение по Протокол УС № 200 от 10.04.2017 г. от заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД. В изпълнение на изискванията на чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е публикувал на интернет страницата си одобрения от Управителния съвет на дружеството проект на Десетгодишен план за развитие на мрежите, като е обявил публична консултация на същия в периода 10-25 април 2017 г. В заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията не са постъпили становища.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. съдържа кратко представяне на дружеството като комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ по национална газопреносна мрежа, газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ и подземно газово хранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“). Направено е описание на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ и основните входно-изходни точки от газопреносната система. Разгледан е пазарът на природен газ в страната и региона – внос и местен добив на природен газ за 2016 г. в България, основните участници на пазара на природен газ и е описано потреблението на природен газ в съседните на България държави: Гърция, Турция, Румъния, Македония и Сърбия. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2007-2016 г., пренесените количества природен газ през транзитния газопровод за същия период по държави, както и добитите и нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2015 г. и 2016 г.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2017-2026 г., като са разгледани: прогноза за очакваното търсене на природен газ за период от една година и пикови нива на търсене за ден; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2017-2021 г. и прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през съществуващата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД за същия период.

Описани са мерките за гарантиране сигурността на доставките на природен газ, включително оценката на риска и формулата N-1 по Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета, която описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на природен газ в района на изчислението в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително голямо търсене, настъпващ с вероятност веднъж на двадесет години. В случай на такова прекъсване, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на търсенето в района. Разработени са два основни сценария за изпълнение на изискванията относно стандарта за инфраструктура при формулата N-1, а именно: *базов* (включващ съществуваща и предстояща да бъде въведена в експлоатация инфраструктура), както и *базова* оценка за очакваните нива на местен добив (на база на капацитета на действащите находища към 2017 г.) и *целев* (изграждане и пускане в експлоатация на проектите от „общ интерес“, както и други проекти), както и оптимистична оценка за очакваните нива на местен добив (на база на издадени концесии за проучване и добив).

Изчисленията при базовия сценарий илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не е в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на природен газ на територията на България за един ден на изключително голямо търсене на природен газ.

Същевременно, в плана се посочва, че при реализация на проектите „от общ интерес“ България ще изпълни стандарта за инфраструктура до края на 2019 г. С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно: проекти за модернизиране, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура (включително модернизация на компресорни станции), проекти за изграждане на междусистемни газови връзки със съседните страни и на връзки между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос на природен газ, и проект за разширение на ПГХ „Чирен“ и/или за ново газохранилище.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предвидените за периода 2017-2026 г. инвестиции ще допринесат за постигането на повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда за посрещане на очакваното нарастващо търсене на природен газ в страната и региона чрез: инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции, инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура, инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен“; инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията; инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа.

На следващо място се цели осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и пътищата за доставка на природен газ и в резултат по-голяма енергийна независимост; възможност на местните търговци за достъп до природен газ на различни цени и възможност за създаване на регионална газова борса, в т.ч. спот пазар, чрез изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори и с проектите от Южния газов коридор - Трансанадолски газопровод (TANAP), Трансадриатически газопровод (TAP), както и други паневропейски проекти, които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа; присъединяване на добивната газопроводна мрежа на добивни предприятия в страната; изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите.

Гарантирането на сигурността на доставките на природен газ за страната ще се осъществи чрез: инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с други газопреносни мрежи и инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, както по отношение на съоръженията за добив и нагнетяване, така и на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ.

Друга основна цел е осигуряване на достъп до природен газ на нови общини и на нови крайни потребители, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво чрез: разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната и изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите, включването на проекти, за които в настоящия момент не е взето окончателно инвестиционно решение, както и на проекти, чието развитие е свързано с изпълнение на други международни проекти в газовия сектор, планът е структуриран в 3 основни групи, в които са дефинирани конкретните обекти, график за тяхното изпълнение и очакван размер на инвестициите:

1. инвестиции, за които вече е взето решение и които са предвидени за изпълнение през периода 2017-2019 г. - проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето решение (таблица 1);

2. инвестиции, чието изпълнение е в зависимост от развитието на международни проекти, изпълнявани на територията на страната - инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ, обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни в периода 2017-2026 г. (таблица 2);

3. проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2026 г., за които все още не е взето окончателно инвестиционно решение, но са налице инвестиционни намерения за тяхното осъществяване през десетгодишния планов период (таблица 3).

Допълнително е представено по-подробно описание на проекти с ключово значение за процеса на либерализация, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, развитие на газовата мрежа в региона, както и с принос за националната икономика.

**Представеният Десетгодишен план има изискуемото съдържание съгласно чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 1 от НЛДЕ и включва:**

**I. График за изпълнение на планираните инвестиции, съдържащ:**

Проектите за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2019 г., за които е взето инвестиционно решение:

*Таблица № 1*

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2019 г. по окупирани обекти	График за изпълнение
<b>I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ в периода 2017-2019 г.</b>	
<b>1. Инвестиции за Компресорни станции</b>	
<b>1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>	
КС „Кардам 2“ – собствен водоизточник за промишлени нужди; КС „Провадия” – склад с локални очистни съоръжения за свежо и отработено масло; КС „Кардам” – навес за двигатели на компресори и дървени контейнери с резервни части; КС „Ихтиман” – учебно-практически център; обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия”; препрограмиране на промишлени контролери в КРУ 0,4/20 на компресорни станции; преоборудване на горивните системи на 2 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 (КС „Кардам” и КС „Странджа”) с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ; КС „Кардам ”– аварийен дизел генератор; възстановяване антикорозионното покритие на резервно захранване 20 kV на КС „Ихтиман” – ВЛ „Тракия”; КС „Ихтиман ”и КС „Петрич” – ремонт на сгради ел. проходна; реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман” и КС „Петрич”	2017-2019 г.
Основни ремонти на газотурбинни двигатели, в т.ч. планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2017-2019 г.
<b>1.2. Национална газопреносна мрежа</b>	
Модернизация на Система за автоматично управление на газокомпресорни агрегати (САУ на ГКА) и общостанционна система на КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”	2017 г.
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2017-2018 г.
<b>2. Инвестиции на съществуващи АГРС</b>	
<b>2.1. Национална газопреносна мрежа</b>	

Реконструкция, преустройство и модернизация на автоматична газорегулираща станция (АГРС), ГРС и газоизмервателна система (ГИС): АГРС „Ловеч“, ГРС „Девня“, АГРС „Септември“, ГРС „София-4 Иванияне“, ГРС „Исперих“, ГРС „Разград 1“, АГРС „Добрич“, АГРС „Попово“ и др.	2017-2018 г.
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2017-2019 г.
<b>3. ПГХ Чирен</b>	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения 3D поледи сеизмични проучвания; профилактика на продуктивната зона на сондажи; проект за модернизация на телеметричната система на сондажите	2017-2019 г.
Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен“ – намаляване на вибрациите в ГМК; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК	2017-2018 г.
<b>4. Национална газопроводна мрежа</b>	
Възстановяване на работното налягане на газопроводно отклонение Правец; Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово; 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“; увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“	2017-2019 г.
<b>5. Транзитни газопроводи</b>	
Реконструкция на защитни съоръжения и ремонт на ОС „Стряма“	2017-2018 г.
<b>II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА</b>	
<b>1. Национална газопреносна мрежа</b>	
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник	2017-2019 г.
<b>2. Съхранение на природен газ</b>	
Изграждане на нови сондажи и шлейфи	2017 г.
Система за контрол на технологичните параметри на 8 бр. газомоторни компресори (ГМК); проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“	2017-2019 г.
<b>3. Инвестиции в спомагателни мрежи</b>	
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2017-2019 г.
<b>III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ</b>	
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец“ – Очистна станция (ОС) „Недялско“	2017-2019 г.
<b>IV. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ</b>	
<b>1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната</b>	
Изграждане на нови газопроводни отклонения с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог	2017-2019 г.
<b>2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции</b>	
Изграждане на нови ГИС и АГРС – КВ и АГРС „Игнатиево“; ГИС „Чирпан“ и закупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2017-2019 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ, *обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни* в периода 2017-2026 г.:

**Таблица № 2**

<b>Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2026 г. по окрупнени обекти</b>	<b>График за изпълнение</b>
---	-----------------------------

<b>ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	
<b>Междусистемни газови връзки</b>	
Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB) към националната газопрепосна мрежа	2018-2019 г.
Свързване с националната газопрепосна мрежа на Междусистемна газова връзка България - Сърбия	2018-2019 г.
Междусистемна газова връзка Турция - България (ITB)	2017-2020 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2026 г., за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:

*Таблица № 3*

<b>Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2026 г., за които не е взето инвестиционно решение</b>	<b>Прогнозен период на изпълнение</b>
<b>1. Газопрепосна мрежа за транзитен пренос на природен газ</b>	
Мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни – етап 2 – КС „Ихтиман”, КС „Лозенец“ и КС „Петрич“	2017-2021 г.
Преоборудване на горивните системи на 4броя Газотурбинен агрегат (ГТА) тип ТНМ 1304/11 на КС „Провадия“ с нискоемисионни горивни камери	2018-2020 г.
<b>2. Национална газопрепосна мрежа</b>	
Мероприятия по привеждане на компресорна станция „Кардам” 1 в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни – преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2018-2019 г.
Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2017-2019 г.
Основен ремонт подмяна на участък от преносния газопровод от КС „Вълчи дол” до КВ „Преселка”	2017-2020г.
<b>3. Общи за разпределение</b>	
Газов хъб „Балкан“	2017-2018 г.
<b>4. Съхранение на природен газ</b>	
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен”	2018-2024 г.

## **II. Инвестиционна програма за периода 2017-2026 г., съдържаща:**

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2017-2019 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение:

*Таблица № 4*

Програма/Раздел	2017 г.	2018 г.	2019 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
<b>ОБЩО Годишна програма за инвестиции</b>	92 590	122 202	95 619
<b>РАЗДЕЛ I. 1-Изграждане на нови обекти</b>	47 131	44 307	44 411
<i>Газопрепосна мрежа за транзитен пренос</i>	30 818	10 363	5 094
Линейна част	29 467	8 528	254
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	25	36	75
Комуникационни и информационни системи	1 326	1 799	4 765
<i>Национална газопрепосна мрежа</i>	11 058	17 927	26 203
Линейна част	2 663	12 239	17 821
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	60	499	

Комуникационни и информационни системи	6 338	4 299	6 352
АГРС и ГИС	1 998	891	2 030
<i>Съхранение на природен газ</i>	1 326	3 195	2 000
Сондажен фонд и шлейфи	1 171		
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	155	3 195	2 000
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	3 929	12 821	11 115
Линейна част	90		
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1 394	10 477	10 905
Комуникационни и информационни системи	2 444	2 344	210
<b>РАЗДЕЛ I.2-Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	32 461	67 770	43 708
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	13 079	19 468	2 013
Линейна част	2 144	1 179	
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	10 935	18 289	2 013
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	10 528	36 178	39 565
Линейна част	3 291	25 344	39 065
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	5 604	7 425	
АГРС и ГИС	1 634	3 409	500
<i>Съхранение на природен газ</i>	7 738	7 049	1 130
Комуникационни и информационни системи	510	190	
Сондажен фонд и шлейфи	4 739	4 043	1 130
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	2 190	2 816	
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	1 415	5 075	1 000
Линейна част	480	2 660	500
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	435	1 915	
Централно диспечерско управление	500	500	500
<b>РАЗДЕЛ I.3-Доставка на машини и оборудване</b>	12 998	10 125	7 500

Инвестиционна програма за периода 2020-2026 г., включваща задължителни инвестиционни дейности за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите:

Таблица № 5

Програма/Раздел	2020 г. хил. лв.	2021 г. хил. лв.	2022 г. хил. лв.	2023 г. хил. лв.	2024 г. хил. лв.	2025 г. хил. лв.	2026 г. хил. лв.
<b>ОБЩО</b> Годишна програма за инвестиции	<b>81 605</b>	<b>79 390</b>	<b>37 900</b>	<b>38 804</b>	<b>40 960</b>	<b>42 189</b>	<b>43 454</b>
<b>РАЗДЕЛ I. 1 - Изграждане на нови обекти</b>	<b>23 300</b>	<b>23 250</b>	<b>11 300</b>	<b>11 817</b>	<b>12 644</b>	<b>13 024</b>	<b>13 414</b>
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	3 750	3 400	3 800	4 013	4 294	4 423	4 555
Национална газопреносна мрежа	5 450	5 650	5 100	5 304	5 675	5 846	6 021
Съхранение на природен газ	12 000	12 000	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 100	2 200	2 400	2 500	2 675	2 755	2 838
<b>РАЗДЕЛ I. 2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	<b>50 305</b>	<b>47 640</b>	<b>18 600</b>	<b>18 987</b>	<b>20 316</b>	<b>20 926</b>	<b>21 553</b>
Газопреносна мрежа за транзитен	10 500	10 900	11 000	11 200	11 984	12 344	12 714

пренос							
Национална газопреносна мрежа	37 155	33 950	4 600	4 692	5 020	5 171	5 326
Съхранение на природен газ	800	840	900	953	1 020	1 050	1 082
Общи за разпределяне по видове дейности	1 850	1 950	2 100	2 142	2 292	2 361	2 432
<b>РАЗДЕЛ I. 3 - Доставка на машини и оборудване</b>	<b>8 000</b>	<b>8 500</b>	<b>8 000</b>	<b>8 000</b>	<b>8 000</b>	<b>8 240</b>	<b>8 487</b>

### III. Пазарът на природен газ в региона

Представен е подробен преглед на развитието на пазара на природен газ в региона, който е във връзка с очакванията за ръст на консумацията на природен газ в съседните на България страни. Това се основава от една страна на очаквано повишено потребление и от друга – на действащите дългосрочни договори за доставки на природен газ от Руската Федерация по Балканското направление, както и на възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор, с потенциала на местния добив. Тези очаквания са в синхрон с плановете за изграждане на нови връзки между газопреносните системи на България с Турция, Гърция и Сърбия, доизграждане на инфраструктурата с Румъния, създаването на газоразпределителен център в България, както и с други значими проекти в региона.

Подробно са разгледани пазарите на природен газ в съседните на България страни, което допринася за очертаване на основните тенденции в развитието на регионалния газов пазар. Във връзка с прегледа на газовите пазари на съседните страни може да бъде обобщено, че са налице обективни очаквания за ръст на консумацията на природен газ в съседните на България пазари.

Към момента страната има един основен източник за доставки на природен газ – Руската Федерация, което обуславя високата зависимост от руските газови доставки, а местният добив е незначителен. Негативно влияние върху сигурността на доставките за страната оказва съществуването само на едно трасе за внос на природен газ от Русия през териториите на Украйна, Молдова и Румъния.

Понастоящем липсва необходимата инфраструктура – междусистемни връзки и достъп до терминали за внос на втечен природен газ, чрез които да се осъществяват алтернативни газови доставки за страната. Този въпрос стои и пред редица други държави в региона. Това обстоятелство е ключова предпоставка за ускореното изграждане на планираните нови междусистемни връзки на България с Турция, Гърция и Сърбия, доизграждане на инфраструктурата с Румъния и свързаността със значими трансграничните проекти, както и проектите от „Южен газов коридор“.

Съществено влияние върху газовия пазар ще окаже и осъществяването на проекта за газоразпределителен център в България - хъб „Балкан“, който получи подкрепа и одобрение от Европейската комисия (ЕК). В допълнение, в подписан през м. ноември 2016 г. Меморандум за разбирателство между „Булгартрансгаз“ ЕАД и словашкия газов оператор „Eustream“, се разглежда възможността за координирано развитие на проекта за газов хъб „Балкан“, в съответствие с проекта „Eastring“. В документа са отразени намеренията на двете страни за синхронизирана работа по двата проекта, с цел гарантиране сигурността на доставките на природен газ в региона на Централна и Югоизточна Европа. Предвижда се оказване на подкрепа за присъединяването и на други заинтересовани страни в процеса на развитие на проектите. Важна предпоставка за реализацията на газоразпределителния център ще бъде и разширяването на ПГХ „Чирен“, което е в ход. Съхранението на природен газ е предмет на Меморандум за разбирателство между азербайджанската държавна петролна компания SOCAR и „Булгартрансгаз“ ЕАД от м. септември 2014 г.

Приоритетно през следващите години ще бъде изпълнението на проектите от „общ интерес“ в секторите електроенергетика и природен газ, като се очаква в тях да



бъдат инвестирани средства в размер на 5.35 млрд. евро по програма „Механизъм за свързване на Европа“.

Реализирането на планираните в страната и региона инфраструктурни проекти ще доведе до стабилна интеграция на газовия пазар, ще осигури свързаност с газовите хъбове в Централна и Източна Европа, както и ще улесни достъпа до източниците от Южния газов коридор. Ще бъдат създадени и благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост.

#### **IV. Описание на ключови проекти:**

##### ***1. Изграждане на регионален газов хъб в България – газов хъб „Балкан“***

Концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на България е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр. Варна да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо транспортиране, като в същото време в тази точка се организира и място за търговия с газ - хъб, където всеки пазарен участник би могъл да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. Идеята за изграждането на регионален газов център е подкрепена със стратегическото географско разположение на България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и с проектите за изграждане на междусистемни връзки с Турция, Гърция и Сърбия и доизграждане на инфраструктурата с Румъния.

Концепцията за изграждане на газов хъб „Балкан“ е включена в списъка с проекти от „общ интерес“ на Европейската комисия от 18 ноември 2015 г., 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). В списъка този проект фигурира под номер ПОИ 6.25.4 в клъстер 6.25., включващ алтернативни проекти за доставки на природен газ от нови източници и по нови маршрути до Централна, Източна и Югоизточна Европа.

Концепцията за газов хъб „Балкан“ включва в себе си няколко ключови елемента, които в своята съвкупност формират проекта:

- Нови източници на природен газ;
- Оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен“;
- Модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура;
- Нова инфраструктура за газовия хъб.

Във връзка с необходимостта от провеждане на детайлно предпроектно проучване е одобрено безвъзмездно съфинансиране на стойност 920 500 евро по програма Механизъм за свързване на Европа (CEF Call 2016-2) за „Предпроектно проучване за проекта газов хъб „Балкан“.

##### ***2. Eastring – България***

Eastring-България е подпроект на проекта „Eastring“. „Eastring“ 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. Концепцията Eastring, разработена на този етап и включена в общностния Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG за периода 2017-2026 г., предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България.

„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 (капацитет 570 GWh/ден) се предвижда да се изгради 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 ЕС на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90 MW. За етап 2 от развитието на проекта (капацитет 1140 GWh/ден) се предвижда допълнително

изграждане на нови компресорни мощности. Предвидена възможност за свързване на „Eastring” с мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/ден.

За изпълнението на проекта, през м. юни 2016 г. „Булгартрансгаз” ЕАД и „Eustream“ са подписали Меморандум за разбирателство, съгласно който двете страни ще си сътрудничат при анализа на перспективите за развитие на газовите пазари, който трябва да установи очакваното търсене на капацитет от газопровода Eastring. През м. юли 2016 г. в гр. Братислава е подписан и Меморандум за разбирателство за проекта Eastring между Министерството на енергетиката на България и Министерството на икономиката на Словакия. Предстои провеждане на предпроектно проучване за проекта „Eastring”. То ще бъде изпълнено с финансовата подкрепа на програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF) във връзка с взето решение в рамките на CEF Call 2016-2.

### ***3. Проект за изграждане на газопровод/и за увеличаване на капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопрееносна мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД и газопрееносната мрежа на Трансгаз С.А. Румъния - преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия***

Проектът е част от концепцията за координирано развитие на газопрееносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия), предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните. Проектът на българска територия предвижда изграждане на нова инфраструктура и модернизация и разширение на съществуващата, с цел увеличаване капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопрееносна мрежата на „Булгартрансгаз” ЕАД и газопрееносната мрежа на **Трансгаз С.А.** Румъния. Изпълнението на българския участък, заедно със съществуващата газопрееносна инфраструктура, се очаква да осигури технически възможности за доставки на между 3-5 млрд. м<sup>3</sup>/г. природен газ между планираните входни точки на южната граница на България и между Румъния и Унгария, с възможност за достъп до Централноевропейския газов пазар.

### ***4. Междусистемна връзка България – Румъния (IBR)***

В края на 2016 г. е пусната в експлоатация реверсивната междусистемна връзка България - Румъния (IBR), която осигурява свързване на националните газопрееносни мрежи на България и Румъния. С финализирането на проекта се постигна диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Румъния, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на газопрееносната мрежа. Проектът е изпълнен съвместно от „Булгартрансгаз” ЕАД и Трансгаз С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г. Същевременно, за осигуряване на пълния проектен капацитет на доставки от Румъния към България е необходимо изграждането на компресорна станция на територията на Румъния (ангажимент на Румъния), с цел уеднаквяване наляганята в газопрееносните мрежи на двете страни.

### ***5. Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)***

Междусистемната връзка Турция - България е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопрееносните мрежи на „Булгартрансгаз” ЕАД, България и BOTAS, Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите, като по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км (приблизително 75 км от които на българска територия), с капацитет от 3 млрд. м<sup>3</sup>/г. Междусистемната връзка Турция - България е проект от „общ интерес” съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. За изпълнение на прединвестиционно проучване през 2015 г. е получено безвъзмездно финансиране в размер до 190 000 евро по програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF-

Energy). През 2016 г. е извършено цялостно проучване на осъществимостта на проекта Междусистемна връзка Турция - България, направени са препоръки за избор на газопроводно трасе, технически проучвания, оценка на разходите, оценка и анализ на пазарните нужди, анализ разходи-ползи, предварителна оценка на въздействието върху околната среда и на социалното въздействие, график за развитие на проекта, предварително задание за технически проект, оценка на рисковете и др. Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация на ИТВ е 2020 г.

#### **6. Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS)**

Междусистемната реверсивна газова връзка България - Сърбия има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Проектът е един от българските газови проекти от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и се реализира от Министерство на енергетиката, в качеството му на бенефициент по процедура на директно предоставяне на безвъзмездна помощ в рамките на ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика” 2007-2013 г. за дейностите, включени в Първа фаза на проекта.

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. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1.8 млрд. м<sup>3</sup>, а максималният е 3.2 млрд. м<sup>3</sup>. Строителството ще се реализира и финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014-2020 г.”. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е края на 2020 г.

#### **7. Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB)**

Междусистемната газова връзка Гърция - България е обявена за проект от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и е първи в листата от общо приоритетни проекти в рамките на инициативата за междусистемна свързаност между страните от Централна и Югоизточна Европа CESEC. 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 за стартиране на преговори с цел финансиране на фаза изграждане. За реализацията на проекта има предвидена държавна гаранция, която последователно се подновява през 2015 г., 2016 г. и 2017 г., чийто настоящ размер е 220 млн. лева. Според актуалния график на проекта, се очаква строителството да започне през първото тримесечие на 2018 г. и проектът да бъде въведен в експлоатация в началото на 2020 г.

#### **8. Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен”**

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен” се състои в поетапно увеличаване на капацитета на газохранилището - по-големи обеми съхраняван газ, респективно повишени резервоарни налягания и постигане на по-големи дебити при добив и при нагнетяване. Проектът е от „общ интерес”. През м. май 2016 г. са приключили дейностите по наземен газов анализ върху площта на Чиренската структура. През 2017 г. и 2018 г. се планира да бъдат изпълнени 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура. След тяхното изпълнение ще се премине към етап на окончателен избор на вариант за разширение на ПГХ „Чирен” и пристъпване към изпълнението му. С проекта за разширение на ПГХ „Чирен” се цели от една страна да бъдат създадени условия за гарантиране сигурността на доставките до българските потребители и потребителите в страните от региона, а от друга - развитието на ПГХ „Чирен” като търговско хранилище в един взаимосвързан регионален и общоевропейски пазар, тъй като ПГХ „Чирен” е неразделна част от регионалната газова система, състояща се от междусистемни връзки, LNG терминали, хранилища.

На 23 октомври 2015 г. е подписано споразумение за безвъзмездно финансиране за „Провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура“. През 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е кандидатствал за съфинансиране на „Подготвителни дейности, част от проект от „общ интерес“ 6.20.2 Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ - „Внедряване на софтуерен продукт за моделиране и определяне на оптималните режим на експлоатация на ПГХ „Чирен“ във връзка с неговото разширение“. Грантовото споразумение е подписано и е в сила от 03.11.2016 г. и към момента действието се изпълнява.

**9. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения, които са в ход:** газопроводно отклонение Разлог - Банско; газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп; газопроводно отклонение до Свищов; газопроводно отклонение с автоматична газорегулираща станция (АГРС) до Сопот и Хисаря (в етап на проучвателни дейности).

**10. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура:** модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопрееносна инфраструктура; модернизация на съществуващите системи за автоматично управление на газокомпресорни агрегати и общостанционна система на компресорни станции КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“; изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник; изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ - очистно съоръжение „Недялско“ (част от първа фаза на проект за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопрееносна инфраструктура); подмяна на Преносен газопровод в участъка общостанционна система (ОС) Беглеж – кранов възел (КВ) Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово (част от втора фаза на проект от общ интерес Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопрееносна инфраструктура); 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“; увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“; основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70П, в т.ч. планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304; мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни, етап 2 - КС „Лозенец“, КС „Петрич“, КС „Ихтиман“ (част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопрееносна инфраструктура“); намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на газомоторни компресори (ГМК) и технологична линия от ГМК до II пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен“; подмяна тръби на открит цикъл на ГМК; изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията и внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет.

## **V. Развитие на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2017-2021 г.**

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва развитието на капацитета на газопрееносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизацията и рехабилитацията на съществуващата инфраструктура и съоръженията, в предвидения десетгодишен период.

Развитието на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2017-2021 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 6

Към 1 януари, в млн.м <sup>3</sup> /д	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Зона Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	29.1	29.6	29.6	39.92	57.44
Изходен капацитет	45.06	45.06	45.06	54.56	72.08
Зона Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	62.36	62.36	62.36	62.36	65.28
Изходен капацитет	61.33	61.33	66.13	66.13	69.05

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва очакваното развитие на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура в обхванатия период. Към настоящия момент е в процес изясняването на източниците и маршрутите, от които би достигнал природен газ до територията на България, поради което са възможни различни варианти на степента на използваемост на газопреносните мрежи на дружеството.

Планираните дейности в периода 2017-2021 г. целят осигуряване на необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци природен газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който да позволи разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в пряка зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната.

Реализирането на всички проекти в Десетгодишния план ще допринесе за ефективността и развитието на общоевропейската газова мрежа. Очакваният резултат от изпълнението на плана е значително повишаване на качеството и обема на предлаганите от „Булгартрансгаз“ ЕАД услуги, свързани с транспортирането и съхранението на природен газ и е в пряка връзка с превръщането на България в значим регионален газов център.

#### **VI. Анализ на дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2016 г.:**

С писмо с вх. № Е-15-45-17 от 28.04.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен финансов отчет за 2016 г. и годишен доклад за дейността на дружеството.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от ЗЕ, КЕВР наблюдава и контролира изпълнението на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Съгласно чл. 114, ал. 1 от НЛДЕ, Комисията извършва непрекъснат контрол и оценка относно изпълнението от преносния оператор на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Когато независим преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа е следвало да бъде извършена в следващите три години, Комисията изисква от оператора писмено обяснение за причините заедно с данни и документи, които го подкрепят (чл. 114, ал. 2 от НЛДЕ). Във връзка с цитираните разпоредби, с писмо с изх. № Е-15-45-14 от 11.05.2017 г. е изискано „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи следната информация: прогнозните и отчетните данни за 2016 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2016-2025 г.; отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2016 г., заедно с обяснение за неизпълнението, ведно със съответните данни и документи в тази връзка. На дружеството е указано, че към отчета следва да бъдат описани изрично и проектите с изтекъл срок на изпълнение към края на 2016 г., които са

включени за изпълнение в предложения за одобрение от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г.

С писмо с вх. № Е-15-45-14 от 19.05.2017 г. дружеството е представило изисканата информация, както следва:

Разпределението на вложените средства за 2016 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е посочено в следващата таблица:

*Таблица № 7*

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2016 г.	Инвестиции ПИП и ИП План (хил. лв.)	Инвестиции ПИП и ИП Отчет (хил. лв.)	Изпълнение, %
Пренос по транзитна газопреносна мрежа	54 059	26 148	48%
Пренос по национална газопреносна мрежа	28 838	14 981	52%
Съхранение на природен газ	23 619	22 934	97%
Общи за разпределяне по видове дейности	14 328	6 013	42%
Доставка на машини и оборудване	16 187	7 704	48%
<b>Общо</b>	<b>137 031</b>	<b>77 780</b>	<b>57%</b>

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за прединвестиционна подготовка и инвестиции за 2016 г. е в размер на 77 780 хил. лв., т. е. 57% изпълнение.

С писмо с вх. № Е-15-45-14 от 19.05.2017 г. дружеството е представило информация за проектите от одобрения от Комисията Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2025 г., с взето инвестиционно решение, предвидени за изпълнение за 2016 г., които са изпълнени или са преходни и изпълнението им продължава през 2017 г. Тези проекти са представени в таблица, приложение № 1 към настоящия доклад. Дружеството посочва, че планираните за реализация през 2016 г. проекти, по които има неусвоени инвестиции, в основната си част са с преходен характер и тяхното изпълнение, респективно инвестициите за тях, ще бъдат осъществени през 2017 г.

Следва да се има предвид, че газопровод високо налягане Чирен - Козлодуй - Оряхово, АГРС „Козлодуй“ и АГРС „Оряхово“ не е включен в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г., поради спряното финансиране.

### **Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2016 г.**

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2016 г. е разгледано и анализирано въз основа на представените от дружеството годишни финансови отчети, като данните за 2016 г. са съпоставени с данните за 2015 г.

#### **1. 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“. Допълнително, като приход в отчета за всеобхватния доход е записана стойността на използвания природен газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос, който се получава безвъзмездно от ползвателите на мрежата, за които се извършва транзитен пренос. В тази връзка, в годишните финансови отчети, природният газ за технологични нужди е представен и в приходната, и в разходната част. За предоставения безвъзмезден 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 „Булгаргаз“ ЕАД от КЕВР.

Общата структура на приходите включва нетни приходи от продажби и финансови приходи. Общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2016 г. възлиза на 344 060 хил. лв., като е отчетено намаление спрямо 2015 г. от 12.16% или 47 610 хил. лв.

**Сравнението на приходите на дружеството за 2015 г. и 2016 г. е представено в следващата таблица:**

*Таблица № 8*

Показатели	2015 г. хил. лв.	2016 г. хил. лв.	Изменение в %
Нетни приходи от продажби	363 735	331 465	-8.87%
Финансови приходи	27 935	12 595	-54.91%
Общо приходи	391 670	344 060	-12.16%

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.

През 2016 г. нетните приходи от продажби представляват 96.34% от общия размер на приходите и са в размер на 331 465 хил. лв. или с намаление с 8.87% спрямо тези през 2015 г. В стойността на нетните приходи от продажби е осчетоводен и безвъзмездния горивен газ, предоставен по дългосрочния договор за транзитен пренос в размер на 54 328 хил. лв. Този газ се използва основно за гориво на компресорните станции по газопровода за транзитен пренос и не носи реален приход на дружеството.

При елиминиране на приходите от безвъзмездния газ, отчетени през 2015 г. и 2016 г. се забелязва, че приходите от продажби за 2016 г. са по-високи от отчетените през 2015 г. с 7534 хил. лв. (2.79%), като увеличение се наблюдава при приходите от всички лицензионни дейности на дружеството.

Най-голям относителен дял от 62.62% в нетните приходи от продажби през 2016 г. имат приходите от транзитен пренос на природен газ, съгласно сключено споразумение с ООО „Газпром экспорт“ – Русия, възлизащи на 207 547 хил. лв., увеличени с 0.74% спрямо 2015 г. Увеличението се дължи на по-големите транзитирани количества природен газ към съседните държави.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ за страната в нетните приходи през 2016 г. е 18.22%, като са реализирани приходи с 1653 хил. лв. повече от реализираните през 2015 г. Увеличението с 2,81% е вследствие на по-големите количества пренесен природен газ, предназначен за национално потребление през 2016 г. в сравнение с пренесените през 2015 г.

През 2016 г. са отчетени приходи от съхранение на природен газ в размер на 3 994 хил. лв., което представлява шест пъти повече от отчетените 589 хил. лв. през 2015 г. Увеличението се дължи на влязлото в сила от 01.04.2016 г. изменение на Плана за действие при извънредни ситуации, утвърден от министъра на енергетиката, съгласно който предприятията, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно потребление, са задължени да заплащат разходите за съхранение на природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението.

Другите приходи от дейността, които представляват 1.57% от нетните приходи от продажби, са се увеличили с 22.37% през 2016 г. спрямо предходната година или с 949 хил. лв. Увеличението се дължи основно на по-високите приходи от финансиране, които са 14 пъти повече от отчетените през 2015 г.

В общия обем приходи от дейността на дружеството са включени и финансовите приходи, които намаляват с 54.91% спрямо отчетените през 2015 г. или намалението е с 15 340 хил. лв. Намалението се дължи на по-ниските приходи от промяна на валутния курс през 2016 г. (в размер на 9 996 хил. лв., при реализирани 23 537 хил. лв. през 2015 г.). Приходите от валутни курсови разлики не

представляват реален паричен разход, а счетоводно записване на изменението на стойността на наличните парични средства във валута, което е в резултат на увеличението на курса на долара. По-ниски са и приходите от лихви в размер на 2 599 хил. лв. за 2016 г., при реализирани 4 398 хил. лв. през 2015 г., поради намаление на лихвените нива на банковия пазар.

## 2. Анализ и динамика на структурата на разходите

Структурата на общите разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД съдържа оперативни, други и финансови разходи. Оперативните разходи включват: технологични разходи за пренос на природен газ по националната и транзитната газопреносни мрежи, технологични разходи за съхранение на природен газ и разходи по икономически елементи.

**Сравнението на разходите на дружеството за 2015 г. и 2016 г. е посочено в следващата таблица:**

Таблица № 9

Показатели	2015 г. хил.лв.	2016 г. хил.лв.	Изменение в %
<b>Технологични разходи</b>	<b>106 641</b>	<b>61 155</b>	<b>-42.65%</b>
за пренос на природен газ до клиенти в страната	10 726	5 487	-48.84%
за трансграничен пренос на природен газ	94 132	54 328	-42.29%
за съхранение на природен газ	1 783	1 340	-24.85%
<b>Разходи по икономически елементи в т.ч.:</b>	<b>166 555</b>	<b>200 746</b>	<b>20.52%</b>
<i>Разходи за материали</i>	<i>6 823</i>	<i>5 911</i>	<i>-13.37%</i>
<i>Разходи за външни услуги</i>	<i>14 824</i>	<i>11 730</i>	<i>-20.87%</i>
<i>Разходи за амортизации</i>	<i>72 187</i>	<i>85 511</i>	<i>18.46%</i>
<i>Разходи за персонал</i>	<i>47 037</i>	<i>50 461</i>	<i>7.28%</i>
<i>Разходи за социално осигуряване</i>	<i>6 728</i>	<i>6 909</i>	<i>2.69%</i>
<i>Други разходи</i>	<i>18 956</i>	<i>40 224</i>	<i>112.20%</i>
<b>Оперативни разходи</b>	<b>273 196</b>	<b>261 901</b>	<b>-4.29%</b>
<b>Разходи в т. ч.: от промени в салда на прод. и незавършено строителство, отчетна стойност на продадени активи, разлика на природен газ в транзитния газопровод в края на годината.</b>	<b>304</b>	<b>293</b>	<b>53.80%</b>
<b>Финансови разходи</b>	<b>14 656</b>	<b>8 135</b>	<b>-44.49%</b>
<b>Общо разходи</b>	<b>288 156</b>	<b>270 329</b>	<b>-6.19%</b>

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2016 г. са с 11 295 хил. лв. или с 4.13% по-малко в сравнение с отчетените през 2015 г. Намалението на оперативните разходи се дължи на намаление на: технологичните разходи с 45 486 хил. лв. (42.65%), на разходите за външни услуги с 3 094 хил. лв. (20.87%) и на разходите за материали с 912 хил. лв. (13.37%).

Технологичните разходи за пренос на природен газ по националната и транзитната газопреносни мрежи и за съхранение на природен газ са в размер на 61 155 хил. лв. или намаление с 42.65% спрямо 2015 г. През 2016 г. има намаление на технологичните разходи при лицензионните дейности, което се дължи на по-ниската среднопретеглена цена, по която е осчетоводен природният газ за всяка от дейностите. Използваните количества природен газ за технологични нужди по преноса по националната и транзитната газопреносни мрежи са по-ниски от тези през 2015 г.

Технологичните разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната намаляват от 10 726 хил. лв. за 2015 г. на 5 487 хил. лв. за 2016 г., или намаление с 48.84%. Причината е по-ниската среднопретеглена цена, по която са осчетоводени технологичните разходи за пренос на природен газ в страната, която за 2016 г. в



размер на 368.75 лв./1000 нм<sup>3</sup>, в сравнение с 2015 г., когато е била в размер на 557.48 лв./1000 нм<sup>3</sup>.

Технологичните разходи за транзитен пренос бележат намаление от 42.29%, като от 94 132 хил. лв. за 2015 г. намаляват на 54 328 хил. лв. за 2016 г., в резултат на по-ниската среднопретеглена цена в размер на 306.73 лв./1000 нм<sup>3</sup>, по която е осчетоводен природния газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос, който се получава безвъзмездно от ползвателите на мрежата за 2016 г., сравнена с тази за 2015 г., когато е в размер на 468.64 лв./1000 нм<sup>3</sup>.

Технологичните разходи за съхранение са в размер на 1 340 хил. лв. и са по-ниски спрямо 2015 г. с 443 хил. лв. или с 24.85% поради по-ниската среднопретеглена цена, по която са осчетоводени технологичните разходи за съхранение на природен газ. Тази цена е в размер на 344.32 лв./1000 нм<sup>3</sup> за 2016 г., а през 2015 г. е в размер на 542.42 лв./1000 нм<sup>3</sup>.

Разходите по икономически елементи за 2016 г. са в размер на 200 746 хил. лв. и представляват 76.65% от оперативните разходи. Общо разходите по икономически елементи бележат ръст с 20.53% или с 34 191 хил. лв. спрямо 2015 г. Разходите за амортизации се увеличават с 18.46%, разходите за персонал - с 7.28%, разходите за социално осигуряване - с 2.69% и другите разходи - с 112.20%. Основна причина за увеличението на разходите за амортизации е извършената към края на 2015 г. преценка на дълготрайните материални активи въз основа на доклад от независим лицензиран оценител, както и на въведените в експлоатация нови нискоемисионни агрегати на компресорни станции по мрежата за транзитен пренос на природен газ. Разходите за персонал са по-високи от реализираните през 2015 г. в резултат на извършената актуализация на основната заплата в „Булгартрансгаз“ ЕАД, съгласно изискванията на подписания Колективен трудов договор. Другите разходи, като част от оперативните разходи, са в размер на 40 224 хил. лв. за 2016 г. и се увеличават спрямо 2015 г. Причината е основно поради увеличението на разходите за обезценка с 15 647 хил. лв. и в които са включени разходи за загуба от обезценка на вземанията от „Корпоративна търговска банка“ АД („КТБ“ АД). Обезценката за 2016 г. е в размер на 22 895 хил. лв. и е извършена на база прието Решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД от Протокол на УС № 194 от 01.03.2017 г. Обезценката на вземанията от „КТБ“ АД през 2015 г. е в размер на 6 300 хил. лв. и е извършена въз основа на прието Решение от Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг“ ЕАД („БЕХ“ ЕАД) с Решение по т.1.9.2. от Протокол № 11-2016 от 01.03.2016 г.

Разходите за материали са в размер на 5 911 хил. лв. за 2016 г. спрямо 6 823 хил. лв. за 2015 г. или бележат спад с 13.37%. Намалението се дължи основно на по-ниските разходи за електроенергия, вода и топлинна енергия, в резултат на по-малко изразходваните количества електрическа енергия от компресорните станции, както и на по-ниската цена на електрическата енергия, поради излизането на дружеството на свободния пазар на електроенергия. Разходите за външни услуги за 2016 г. са в размер на 11 730 хил. лв. и са с 20.87% по-ниски разходи спрямо 2015 г., което се дължи основно на намалелите разходи за инспекция на газопровод с 3 097 хил. лв. и тези за застрахователни услуги с 465 хил. лв.

През 2016 г. са извършени разходи по направени вноски за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ на обща стойност 6 917 хил. лв., които представляват 5% от приходите за достъп, пренос и съхранение на природен газ без ДДС, съгласно допълнение на чл. 36е, ал.1 от ЗЕ, в сила от 21.06.2016 г.

Финансовите разходи през 2016 г. намаляват с 44.49% спрямо 2015 г. или с 6 521 хил. лв., което се дължи основно на реализираните по-ниски разходи от промяна на валутния курс лев/долар. През 2015 г. финансовите разходи са били в размер на 14 656 хил. лв., а през 2016 г. са в размер на 8 135 хил. лв.

Общо разходите през 2016 г. намаляват с 17 827 хил. лв. спрямо 2015 г. или с 6.19%.

От извършения анализ на приходите и разходите е видно, че приходите от лицензионните дейности покриват извършените от „Булгартрансгаз“ ЕАД разходи.

#### Анализ на активите, пасивите и собствения капитал

Таблица № 10

Показатели	2015 г. (хил. лв.)	2016 г. (хил. лв.)	Изменение, %
Нетекущи активи	1 846 824	1 815 766	-1.68%
Текущи активи	330 666	394 754	19.38%
<b>Общо активи</b>	<b>2 177 490</b>	<b>2 210 520</b>	<b>1.52%</b>
<b>Обща сума на капитал и резерви</b>	<b>2 001 158</b>	<b>2 040 040</b>	<b>1.94%</b>
Нетекущи пасиви	133 166	156 123	17.24%
Текущи пасиви	43 166	14 357	-66.74%
<b>Общо пасиви</b>	<b>176 332</b>	<b>170 480</b>	<b>3.32%</b>
<b>Общо собствен капитал и пасиви</b>	<b>2 177 490</b>	<b>2 210 520</b>	<b>1.52%</b>

Към края на 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 2 210 520 хил. лв., като стойността им се е увеличила с 33 030 хил. лв. или с 1.52% спрямо 2015 г.

Нетекущите активи представляват 82.14% от общата стойност на активите на дружеството. През 2016 г. стойността на нетекущите активи е намаляла с 31 058 хил. лв. или с 1.68% спрямо стойността им към края на 2015 г. Понижението на стойността на нетекущите активи се дължи на намалението на дългосрочните вземания от свързани лица и други дългосрочни вземания спрямо 2015 г. Намалението на дългосрочните вземания от свързани лица се дължи на сключеното през 2015 г. споразумение с „Булгаргаз“ ЕАД за изплащане на задълженията за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ. Намалението на дългосрочните вземания в частта други е в резултат на извършена обезценка на вземанията от обявената в несъстоятелност „КТБ“ АД. Дългосрочните вземания включват освен вземането от обявената в несъстоятелност „КТБ“ АД и вземания от Агенция „Митници“ и други дългосрочни вземания. Вземането от Агенция „Митници“ е в размер на 67 хил. лв., представляващо платен депозит, а другите вземания са в размер на 53 хил. лв. Най-голям дял в нетекущите активи (79.40%) имат „имоти, машини, съоръжения и оборудване“, които са увеличени с 0.29% в сравнение с 2015 г. или с 5 054 хил. лв. Балансовата стойност на нематериалните дълготрайни активи се увеличава от 2 099 хил. лв. за 2015 г. на 4 547 хил. лв. за 2016 г. Увеличението се дължи на закупения през 2016 г. софтуер за управление на интегритета на газопроводите – PIMS.

Текущите активи се увеличават от 330 666 хил. лв. през 2015 г. на 394 754 хил. лв., в края на 2016 г., или увеличение с 19.38%, в резултат на увеличението на паричните средства и еквиваленти от 165 534 хил. лв. за 2015 г. на 240 353 хил. лв. за 2016 г. Материалните запаси се увеличават на 108 137 хил. лв. ли с 0.21% , търговските и други краткосрочни вземания са в размер на 22 788 хил. лв. или намаление с 23.23%, вземанията от свързани лица са 23 110 хил. лв. или намаление с 13.30%.

Общо дългосрочните и краткосрочни вземания от свързани лица на „Булгартрансгаз“ ЕАД възлизат на 47 819 хил. лв. към края на 2016 г. и бележат спад с 19 263 хил. лв. спрямо 2015 г. Дългосрочните вземания от свързани лица от 40 426 хил. лв. през 2015 г. намаляват на 24 709 хил. лв. през 2016 г. или с 38.88%. Краткосрочните вземания от свързани лица от 26 656 хил. лв. за 2015 г. намаляват на 23 110 хил. за 2016 г., или с 13.30%. Намалението се дължи на споразумение с „Булгаргаз“ ЕАД за разсрочено изплащане на натрупаните задължения за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ.

Основните вземания са от „Булгаргаз“ ЕАД за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ, включително просрочените вземания. Към края на 2016 г. те са в размер на 47 551 хил. лв. и представляват 99.44% от вземанията от свързани лица на дружеството. През 2015 г. между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД е сключено споразумение и подписан погасителен план за разплащане, с цел намаляване на вземанията.

Акционерният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД от 799 492 хил. лв. за 2015 г. е увеличен на 841 414 хил. лв. за 2016 г., или с 5.24%. С Решение № 30-2016 от 14.05.2016 г. на Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД, акционерният капитал на дружеството е увеличен с 41 922 хил. лв. за сметка остатъка от нетната печалба на дружеството за 2015 г. Собственият капитал на дружеството е в размер на 2 040 040 хил. лв. и се е увеличил с 38 882 хил. лв. спрямо отчетения през 2015 г., в резултат от увеличения основен капитал на дружеството, законовите резерви и неразпределената печалба на дружеството.

Нетекущите пасиви се увеличават от 133 166 хил. лв. за 2015 г. на 156 123 хил. лв. за 2016 г., или с 17.24%, като основно се дължи на увеличението на отсрочените приходи от финансиране.

Текущите пасиви намаляват от 43 166 хил. лв. през 2015 г. на 14 357 хил. лв. за 2016 г. или с 66.74%, в резултат на намаление на краткосрочни задължения на гаранции по договори. Съществена част от тези гаранции са задържани суми по договори за строителство, които се изпращат в зависимост от етапа на изпълнение на обектите.

Сравнението на финансовите показатели на дружеството за 2015 г. и 2016 г. показва следното:

Коефициентът на обща ликвидност от 7.66 за 2015 г. се увеличава на 27.50 за 2016 г. и показва колко лева от краткотрайните активи се падат на 1 лев текущо задължение. Високият коефициент на обща ликвидност осигурява добри възможности за погасяване на текущите задължения.

Коефициентът на бърза ликвидност е 5.16 за 2015 г. и се увеличава на 19.96 за 2016 г., и показва нивото на най-ликвидната част от краткотрайните активи към краткосрочните задължения.

Коефициентът на рентабилност на приходите от продажби (печалба преди данъци/нетен размер на приходите от продажби) е 0.35 за 2015 г. и намалява на 0.24 за 2016 г.

Коефициентът на рентабилност на собствения капитал намалява от 0.05 за 2015 г. на 0.03 за 2016 г.

Коефициентът на ефективност на разходите е 1.50 за 2015 г. и намалява на 1.33 за 2016 г. Той показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1.33 лв. приходи за 2016 г.

Коефициентът на ефективност на приходите нараства от 0.67 за 2015 г. на 0.75 за 2016 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал от 1.08 за 2015 г. се увеличава на 1.12 за 2016 г. и показва, че дружеството разполага със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на финансова автономност от 11.35 за 2015 г. се увеличава на 11.97 за 2016 г. и показва степента на финансова независимост от ползване на чужди средства. Стойностите на коефициента над единица показват добра финансова автономност.

Коефициентът на финансова задължнялост е 0.08 за 2015 г., като стойността му се запазва и през 2016 г. Той определя колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал.

**Сравнението на финансовите резултати за 2015 г. и 2016 г. е посочено в следващата таблица:**

Таблица № 11

Финансови показатели	2015 г. хил. лв.	2016 г. хил. лв.	Изменение в %
ЕБИТДА - печалба преди лихви, данъци и амортизации	162 422	154 782	-4.70%
ЕБИТ - печалба преди лихви и данъци	90 235	69 271	-23.23%
ЕБТ - печалба преди данъци	103 514	73 731	-28.77%
<b>Нетна печалба за периода</b>	<b>93 162</b>	<b>66 342</b>	<b>-28.79%</b>

**Въз основа на анализ на горепосочените показатели може да се направи извода, че финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД е стабилно, че дружеството е в състояние да продължава да изпълнява задълженията си съгласно чл. 170 от ЗЕ и разполага с финансови възможности да изпълни инвестиционната си програма.**

На основание чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ КЕВР провежда консултации с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа по открит и прозрачен начин, като организира обществено обсъждане на плана. На заинтересованите лица се дава срок за представяне на становища и предложения, който не може да е по-кратък от 14 дни. След обществено обсъждане с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата Комисията извършва проучване дали десетгодишният план за развитие на преносната мрежа обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации и дали той е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

Резултатите от извършения анализ на представения със заявление с вх. № Е-15-45-14 от 26.04.2017 г. Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. са отразени в Доклад с вх. № Е-Дк-365 от 22.06.2017 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 147 от 06.07.2017 г., т. 1. Съгласно чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ, на 13.07.2017 г. е проведено обществено обсъждане, на което са присъствали представители на заявителя, на Министерство на енергетиката (МЕ), на „Булгаргаз“ ЕАД и на Българска газова асоциация (БГА). Представителите на МЕ и „Булгаргаз“ ЕАД не са направили възражения по доклада и по Десетгодишния план.

Представителят на БГА е изразил становище, че приемането на Десетгодишния план следва да се осъществи съгласно чл. 81г от ЗЕ, след провеждане на обсъждане от „Булгартрансгаз“ ЕАД със заинтересованите страни. Счита, че операторът трябва да аргументира причините за залагане на определени трасета в развитието на газоразпределителната мрежа. Предлага „Булгартрансгаз“ ЕАД да планира мероприятия за измерване на всички входни и изходни точки, от вход в страната до ПГХ „Чирен“ и до всяка компресорна станция, с оглед неизграждане на баланса на база разходна норма.

Отделно от гореизложеното, в предоставения на заинтересованите лица 14-дневен срок, БГА е представила в Комисията писмо с вх. № Е-04-41-3 от 17.07.2017 г., в което изразява следното становище: Посочва, че в доклада не е оценено изпълнението на Десетгодишния план от предходния период, както и че разработката на плана като дългосрочен документ следва да се основава на Националната програма за развитие: България 2020 и Енергийната стратегия на Република България. Според БГА, „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да планира развитието на националната газопреносна мрежа като преносна мрежа, а не като разпределителна. В тази връзка са изложени твърдения, че чрез приложения в Десетгодишния план подход газопреносната мрежа се развива като газоразпределителна предвид присъединяването на големи индустриални потребители и планираните за изграждане газопроводи до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог, Сопот и Хисаря, част от които ще функционират като

разпределителни, като в част от териториите няма изградени газоразпределителни мрежи. Според БГА, по отношение газификацията на териториите от Подбалкана аналогично решение е развиването на газоразпределителните мрежи на „Ситигаз“ АД. От друга страна, „Булгартрансгаз“ ЕАД не планира присъединяване на съществуващите газоразпределителни мрежи в Свиленград, Карлово, Чепеларе и Пампорово. Предвид изложеното БГА счита, че операторът на газопрееносна мрежа не само превръща мрежата в газоразпределителна, но и стагнира развитието в сектор „Природен газ“, тъй като присъединява големите индустриални клиенти, а останалите клиенти са поставени в икономически неизгодни условия. БГА приема за логично планирането в Десетгодишния план на изграждане на средна тангента по протежението на Подбалкана, свързваща КС „Ихтиман“ с КС „Лозенец“, която ще увеличи обема на лайн-пека и ще подобри балансирането на газопреносната система, но от друга страна, посочва, че това ще обезсмисли пресичания на Средна гора до Пирдоп, Сопот, Карлово, Калофер и други. Направено е предложение разширението на газопреносната мрежа в нови региони и включването им в Десетгодишния план да се планира след извършване на експертиза с прилагане на методи за оценка на алтернативни инвестиционни проекти. БГА отново е изразила становище, че е налице пропуск в Десетгодишния план във връзка с липсата на конкретни мероприятия за подобряване на системата за контрол и мониторинг на всички изходни точки от преносната мрежа. В заключение, БГА предлага обществено обсъждане за оценка на състоянието на националната и транзитната газопреносни мрежи и изпълнението на Десетгодишните планове на оператора, както и за приемане на перспективи за развитието на мрежите в условията на либерализация на газовия сектор и в съответствие с Националната програма за развитие: България 2020 и Енергийната стратегия на Република България.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е изразило становище и е представило информация в хода на проведеното обществено обсъждане, както и с писмо с вх. № Е-04-41-3 от 24.07.2017 г. Въз основа на представената информация е установено, че Десетгодишният план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. е бил подложен на обществено обсъждане от „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 10-25 април, като е бил публикуван на интернет страницата на дружеството. В предоставения срок за провеждане на публичното обсъждане не са постъпили предложения. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че при подготовката на Десетгодишния план са спазени изискванията на европейското и българското законодателство, като във всички изготвени от 2013 г. насам планове са описани дейностите на дружеството за следващите десет години и са отчетени насоките и целите, заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г., както и основните регионални и общоевропейски приоритети, в т.ч. регионалните и Общностния десетгодишни планове за развитие на мрежите. Относно оценката на изпълнението на плана за предходен период, следва да се има предвид, че операторът на газопреносна мрежа е представил изисканата от КЕВР информация относно изпълнението на заложената в предходния Десетгодишен план инвестиционна програма за 2016 г., въз основа на която в приетия от КЕВР доклад е направен обстоен анализ на изпълнението. По отношение твърдението на БГА за превръщане на националната газопреносна мрежа в газоразпределителна, чрез присъединяване на големи индустриални потребители, „Булгартрансгаз“ ЕАД счита същото за невярно и неоснователно. В тази връзка операторът се позовава на разпоредбата на чл. 197, ал. 2 от ЗЕ, съгласно която към преносната мрежа могат да се присъединяват и обекти на небитови клиенти на природен газ, както и на обстоятелството, че не може да отказва присъединяване на обект на небитов клиент на основания извън тези по чл. 197, ал. 5 от ЗЕ.

Относно изразеното от БГА мнение, че редица населени места по протежение на Подбалкана следва да бъдат газифицирани чрез изграждане на газоразпределителни газопроводи и посочения в тази връзка пример с реализираното

решение от „Ситигаз“ АД за община Казанлък, операторът пояснява, че основното захранване към гр. Казанлък е осъществено чрез стоманен присъединителен газопровод DN350 високо налягане (5,4 МПа), присъединен към газопреносната мрежа в изходна точка АГРС „Калитиново“. От това трасе се захранва газоразпределителната мрежа, изградена от полиетилен висока плътност. В тази връзка счита, че приведения от БГА пример е използван некоректно в контекста на необходимите инвестиционни разходи и е несериозно от техническа гледна точка коментирани на възможността за захранване на населени места в Средногорието посредством „разпределителни трасета“, изградени от полиетилен висока плътност, присъединени към газопреносната мрежа. По отношение на всички изброени от БГА населени места, за които се твърди, че са изключени от инвестиционните планове, „Булгартрансгаз“ ЕАД отбелязва, че преди стартирането на определено инвестиционно намерение се извършва предварителен анализ, свързан с наличната и необходимата инфраструктура за конкретното географско положение. В тази връзка операторът посочва, че плановете му са съобразени с конфигурацията на газопреносната система в страната и бизнес плановете на лицензиантите за съответните територии, като са отчетени и прогнозираните нива на потребление на природен газ. Конкретно, по отношение на примера за община Карлово, следва да се отбележи, че в рамките на плановете за изграждане на преносен газопровод за Хисаря и Сопот се предвижда и захранване за гр. Карлово, отчитайки и разположението на прилежащите промишлени зони.

Основно място в плановете за развитие на газовата инфраструктура заема също изграждането на нови газопроводни отклонения, газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови клиенти – общини, разпределителни мрежи, промишлени консуматори и населението, с оглед което са предвидени значителни инвестиции.

По отношение на твърденията на БГА за необходимост от подобряване на системата за контрол и мониторинг на всички изходни точки на газопреносната мрежа, следва да се отбележи, че според „Булгартрансгаз“ ЕАД се осъществява мониторинг в реално време и се извършва измерване на пренесените количества природен газ във всяка една изходна точка, като количествата природен газ за собствени нужди, в т.ч. и тези, използвани за моторно гориво на компресорните мощности подлежат на измерване чрез монтираните средства за измерване, собственост на оператора и се контролират в реално време от Агенция „Митници“. Операторът посочва, че услугите по преноса се фактурират на база стриктно разпределение на пренесените количества на входни и изходни точки, в съответствие с Правилата за търговия с природен газ и другите относими нормативни документи, както и че ежедневно се извършва баланс на количествата природен газ, измерени на входни и изходни точки на газопреносната система. В тази връзка, в хода на общественото обсъждане представител на „Булгартрансгаз“ ЕАД изрично е изразил становище, че е невярно твърдението, че разходът за технологични нужди се определя по разходна норма.

С оглед горното, след проучване на необходимостта от инвестиции, Комисията приема, че представеният от независимия преносен оператор Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. обхваща всички нужди от инвестиции, както и че същият е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. Планът е изготвен при съобразяване с наличната информация за предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, като са взети предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. Десетгодишният план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. е съобразен и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от Закона за енергетиката, чл. 112 и чл. 113 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**РЕШИ:**

Одобрява Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г.

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

**ЗА ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**АЛЕКСАНДЪР Я. ЙОРДАНОВ**

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

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**РОСИЦА ТОТКОВА**