



**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

Комисия за енергийно  
и водно регулиране



Вх. №...../.....2020 г.

ДО  
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ  
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КОМИСИЯТА  
ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

**ДОКЛАД**

от

дирекция „Правна” и  
дирекция „Природен газ“

**Относно:** *Одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД за периода 2020 – 2029 г.*

**УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,**

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. Е-15-45-11 от 23.04.2020 г. от „Булгартрансгаз” ЕАД с искане за одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 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 за развитие на преносната мрежа. При изготвянето на десетгодишния план, 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 проучване на представения Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. е установено следното:**

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. (Плана) е разработен и представен в КЕВР в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ. Планът е одобрен с Решение по Протокол УС № 430 от 18.03.2020 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 публикувало на интернет страницата си одобрения от Управителния съвет на дружеството проект на Десетгодишен план за развитие на мрежите, като е обявило публична консултация на същия в периода 20 март – 22 април 2020 г. В заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията са постъпили две становища от „Булармекс-ИК“ АД и „Овергаз Мрежи“ АД, като след анализ на становищата на заинтересованите страни са изпратени отговори с позицията на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Заявителят посочва, че Планът не е в противоречие с предложенията на „Булармекс-ИК“ АД и част от предложенията на „Овергаз Мрежи“ АД, а останалите предложения на „Овергаз Мрежи“ АД не са предмет на Плана, поради което същият не е бил изменен.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 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 2019 г. в България, основните участници на пазара на природен газ, пазарния потенциал и перспективи за развитие и е описано потреблението на природен газ в съседните на България държави: Гърция, Турция, Румъния, Северна Македония и Сърбия. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2010 – 2019 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 2018 г. и 2019 г.

В различен стадий на реализация са редица проекти, водещи до повишаване на степента на либерализация и ликвидността и диверсификацията на националния газов пазар, като към момента страната разполага с пет входни точки.

С въвеждането на новата точка на междусистемно свързване Странджа 2/Малкочлар на границата с Турция е осигурен капацитет за внос чрез нея, в размер на 577.1 GWh/d. Повишени са капацитетите за пренос в посока от Гърция към България в точката на междусистемно свързване Кулата/Сидирокастро до 64.7 GWh/d твърд капацитет и 6.3 GWh/d прекъсваем капацитет и в посока от България към Румъния в точката на междусистемно свързване Русе/Гюргево до 26.4 GWh/d, а от Румъния към България – до 26.8 GWh/d.

В рамките на инициативата CESEC е подписан Меморандум между операторите на газопреносни системи на Гърция, България, Румъния, Украйна и Молдова, за изпълнение на концепцията за реверсиране на Трансбалканския газопровод. Тя включва предлагане на капацитетни продукти по Трансбалканския газопровод в реверсивна посока, които са предложени за резервиране от 01.01.2020 г. като стандартни краткосрочни продукти, а от 01.10.2020 г. – като годишни продукти.

„Булгартрансгаз“ ЕАД има сключени договори за достъп и пренос и/или съхранение на природен газ с над 70 компании, търговци на природен газ.

Създаването на организиран пазар (борса) на природен газ е важна стъпка към либерализация на пазара на природен газ в България и в изпълнение на приоритетите заложи в Енергийната стратегия на България до 2020 г. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД учреди дъщерна компания „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, която е оператор на платформата

за търговия с природен газ в България. Платформата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД стартира работа на 9 декември 2019 г. със сегмента на Програмата за освобождаване на газ от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, като през 2020 г. общественият доставчик предлага на платформата не по-малко от 2 220 GWh природен газ. Количествата постепенно ще се увеличават до достигане през 2024 г. на 11 099 GWh. На 2 януари 2020 г. стартираха и краткосрочния и дългосрочния сегменти на платформата, на които се търгуват съответните стандартизирани продукти – годишен, месечен, седмичен, „ден напред“ и „в рамките на деня“.

Наличието на организиран пазар на природен газ подобрява условията за поддържане на конкурентна, прозрачна и недискриминационна търговия и постепенно отпадане на регулираната цена на природния газ. Създаването на борсов пазар на природен газ в България допринася за създаването на либерализиран пазара, реална конкуренция в сектора и съответно конкурентни цени, което ще подобри и конкурентноспособността на икономиката.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2020 – 2029 г., като са разгледани: прогноза за потреблението на природен газ за периода и пикови дневни нива на търсене през зимните месеци; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2020 – 2024 г. и прогноза за търсене на услуги по пренос на природен газ през инфраструктурата 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 в изпълнение на чл. 5 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010 (Регламент (ЕС) 2017/1938), 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. Резултатите от формулата N-1 за следващите 5 години са дадени в таблица в млн. м<sup>3</sup>/д, във връзка с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/1938. Изчисленията показват, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата съществуваща инфраструктура е в състояние да осигури необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на територията на Р България за един ден с изключително голямо търсене на природен газ.

В тази връзка в Плана се посочва, че „Булгартрансгаз“ ЕАД реализира значителен напредък в последните години за осигуряване на междусистемна свързаност с газопреносните системи на съседните страни, повишаване на капацитетите за пренос и осигуряване на възможност за снабдяване с природен газ в страната по различни маршрути. Дружеството разполага с алтернативни маршрути за доставка на природен газ, позволяващи, независимо един от друг, да бъде напълно задоволено търсенето на природен газ в страната. Развивайки газопреносната си инфраструктура и осигурявайки нови маршрути за доставка и трансграничен пренос на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е адекватен на тенденцията за увеличаващ се внос и диверсифициране на източниците на доставка.

Анализът на търсенето и предлагането, оценката на риска, както и задълженията на комбинирания газов оператор към обществото, определят необходимите инвестиции, планирани да бъдат извършени в периода 2020 - 2029 г. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предвидените за периода 2020 – 2029 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 маршрутите за доставка на природен газ и в резултат по-голяма енергийна независимост; 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) и Трансадриатически газопровод (TAP), 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, 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 2020 – 2022 г., проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето инвестиционно решение (Таблица № 1 и Таблица № 4);

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 2020 – 2029 г. (Таблица № 2);

3. Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 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, съдържаш:**

Проектите за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2022 г., за които е взето инвестиционно решение:

Таблица № 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2022 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение
<b>I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ В ПЕРИОДА 2020 – 2022 г.</b>	
<b>1. Инвестиции за Компресорни станции</b>	
<b>1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>	
Компресорна станция (КС) „Ихтиман” - учебно-практически център; Обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия”; КС „Ихтиман” и КС „Петрич” - ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман” и КС „Петрич“. Ремонт и супервизия при демонтаж и обратен монтаж на 4 бр. уплътнения Tandem T.28 BD - “John Crane” EAA; Реконструкция на обвръзка при КС „Странджа.	2018 – 2021 г.
Преоборудване на горивните системи на 1 брой газотурбокомпресорни агрегати – (ГТКА) тип ТНМ 1304/11 с ниско емисионни горивни камери и модернизация на система за автоматично управление (САУ), планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2018 – 2021 г.
Модернизация на 3 компресорни станции чрез интегриране на 4 броя ГТКА	2016 – 2021 г.
<b>1.2. Национална газопреносна мрежа</b>	
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2018 – 2022 г.
КС „Вълчи дол” - ремонт КРУ 6 kV	2018 – 2021 г.
<b>2. Инвестиции на съществуващи автоматични газорегулиращи станции (АГРС)</b>	
<b>2.1. Национална газопреносна мрежа</b>	
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, газорегулиращи станции (ГРС) и газоизмервателни станции (ГИС): АГРС „Ловеч”, АГРС „Самоков”, ГРС „Страшимирово”, ГРС „Плевен”	2018 – 2020 г.
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2020 – 2022 г.
<b>3. ПГХ „Чирен“</b>	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения - 3D полеве сеизмични проучвания; модернизация на телеметричната система на сондажите; обновяване на програмируем логически контролер.	2018 – 2020 г.
Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен” - намаляване на вибрациите в газомоторни компресори (ГМК) и технологичните линии от ГМК до П-ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК; изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри на 4 бр. ГМК“; внедряване на система за регулиране на производителността на 2 бр. ГМК	2016 – 2021 г.
<b>4. Национална газопроводна мрежа</b>	
Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол - Кранов възел (КВ) Преселка; Подмяна на преносен газопровод в участъка очистно съоръжения 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”; ГРС „Страшимирово“ - реконструкция и разширение.	2016 – 2022 г.
<b>5. Транзитни газопроводи</b>	
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод за Гърция и ремонт на очистно съоръжения „Стряма”	2018 – 2020 г.
Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци	2018 – 2021 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	2018 – 2022г.
Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница	2018 – 2021 г.
<b>2. Съхранение на природен газ</b>	
Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен“ и внедряването ѝ с надлежен хардуер; Проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дренване на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“	2018 – 2021 г.
<b>3. Инвестиции в спомагателни мрежи</b>	
Внедряване на ИТ платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2018 – 2023 г.
<b>III. 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 преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп, до Банско и Разлог	2018 – 2023 г.
<b>2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции</b>	
Изграждане на нови ГИС и АГРС - КВ и АГРС „Игнатиево“; изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2018 – 2022 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 2020 – 2029 г.:

Таблица № 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение
<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 газопреносна мрежа	2019 – 2020 г.
Междусистемна газова връзка България - Сърбия (IBS)	2019 – 2022 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 г., за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:

Таблица № 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 г., за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение
<b>1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ</b>	
1.1. Преоборудване на горивните системи на 5 броя газотурбинни агрегати тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019 – 2022 г.
1.2. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Провадия“	2020
<b>2. Национална газопреносна мрежа</b>	
Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения/пускови и приемни камери/на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2018 – 2021 г.

<b>3. Общи за разпределение</b>	
Придобиване дялово участие в терминал за втечен газ в Александруполис	2020 г.
<b>4. Съхранение на природен газ</b>	
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“*	2020 – 2025 г.

\*Средствата, които „Булгартрансгаз“ ЕАД ще отпусне за изпълнение на проекта през периода 2021 – 2025 г. са 200 000 хил. лв. без ДДС. Общата прогнозна стойност на проекта е 238 млн. евро, като за разликата ще бъдат търсени различни форми и средства на финансиране, в това число посредством финансови инструменти и програми на ЕС.

## II. Инвестиционна програма за периода 2020 – 2029 г., съдържаща:

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2020 – 2022 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение (в хил. лв. без ДДС):

Таблица № 4

Програма/Раздел	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
<b>ОБЩО Годишна програма за инвестиции</b>	<b>1 489 665</b>	<b>1 014 027</b>	<b>58 977</b>
<b>РАЗДЕЛ I. 1. Изграждане на нови обекти</b>	<b>1 322 040</b>	<b>895 495</b>	<b>34 558</b>
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	3 092	4 174	821
Линейна част	134	64	64
КС, административни и експлоатационни райони	275	661	0
Комуникационни и информационни системи	2 683	3 449	757
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	1 315 801	885 011	13 341
Линейна част	1 310 979	883 267	12 721
КС, административни и експлоатационни райони	86	653	0
Комуникационни и информационни системи	3 826	465	0
АГРС и ГИС	910	626	620
<i>Съхранение на природен газ</i>	660	420	0
Сондажен фонд и шлейфи	480	0	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	180	420	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	2 487	5 890	20 396
КС, административни и експлоатационни райони	522	2 122	19 881
Комуникационни и информационни системи	1 965	3 768	515
<b>РАЗДЕЛ I. 2. Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	<b>158 300</b>	<b>111 032</b>	<b>16 419</b>
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	86 829	50 609	0
Линейна част	4 430	5 813	0
КС, административни и експлоатационни райони	82 399	44 796	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	58 627	55 694	14 939
Линейна част	54 129	51 095	12 539
КС, административни и експлоатационни райони	3 392	4 074	2 000
АГРС и ГИС	1 106	525	400
<i>Съхранение на природен газ</i>	12 266	2 195	0
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	6 024	0	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	5 542	2 195	0

Общи за разпределяне по видове дейности	578	2 534	1 480
Линейна част	389	1 920	0
КС, административни и експлоатационни райони	189	614	1 480
<b>РАЗДЕЛ I. 3. Доставка на машини и оборудване</b>	9 325	7 500	8 000

Инвестиционна програма за периода 2023 – 2029 г., включваща задължителни инвестиционни дейности за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите (в хил. лв. без ДДС):

Таблица № 5

Програма/Раздел	2023 г. хил. лв.	2024 г. хил. лв.	2025 г. хил. лв.	2026 г. хил. лв.	2027 г. хил. лв.	2028 г. хил. лв.	2029 г. хил. лв.
<b>ОБЩО Годишна програма за инвестиции</b>	66 591	56 830	39 312	41 598	43 096	45 698	48 767
<b>РАЗДЕЛ I. 1. Изграждане на нови обекти</b>	27 541	29 843	12 012	12 372	12 743	13 635	14 590
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	4 600	4 013	4 079	4 202	4 327	4 630	4 954
Национална газопреносна мрежа	8 141	10 830	5 392	5 553	5 720	6 120	6 548
Съхранение на природен газ	12 500	12 500	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 300	2 500	2 541	2 617	2 696	2 885	3 087
<b>РАЗДЕЛ I. 2. Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	31 550	18 987	19 300	20 926	21 553	23 063	24 677
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	12 900	11 200	11 385	11 726	12 078	12 924	13 828
Национална газопреносна мрежа	11 500	4 692	4 769	4 913	5 060	5 414	5 793
Съхранение на природен газ	5 200	953	969	998	1 028	1 100	1 177
Общи за разпределяне по видове дейности	1 950	2 142	2 177	2 243	2 310	2 472	2 645
<b>РАЗДЕЛ I. 3. Доставка на машини и оборудване</b>	7 500	8 000	8 000	8 300	8 800	9 000	9 500

### III. Пазарът на природен газ в региона

„Булгартрансгаз“ ЕАД представя подробно проучване относно развитието на пазара на природен газ в региона и очакваният ръст на консумацията на природен газ в съседните на България страни. Анализът се основава на очаквано повишено потребление, на възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор, „Турски поток“, както и на потенциала на местния добив. Направените допускания са с оглед плановете за изграждане на нови интерконекторни връзки между газопреносните системи на България и съседните страни, реализацията на газов хъб „Балкан“, както и с разширяването на газопреносната инфраструктура на дружеството, предвид адаптацията ѝ към значимите проекти в региона, част от които са класирани и в Четвъртия списък проекти от „общ интерес“ на ЕК.

„Булгартрансгаз“ ЕАД подробно анализира пазарите на природен газ в съседните на България страни, очертавайки основните тенденции в развитието на регионалния газов пазар в условията на диверсификация и все по-осезаема ценова конкуренция.

България е в процес на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ. „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с адекватна инфраструктура, способна да задоволи търсенето в страната по различни, независими един от друг, маршрути. Благодарение на осигурените нови капацитети за пренос към България, през 2019 г. са реализирани доставки от алтернативни източници, в т.ч. втечен природен газ от терминала в Ревитуса, Гърция.

Разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската до българо-сръбската граница е ключов проект за пазарната интеграция и за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона.

Приоритет е реализирането на проектите, част от концепцията за Газов хъб „Балкан“, който има потенциала да свърже основните газови проекти в Югоизточна Европа, гарантирайки прозрачен и недискриминационен достъп на всички потенциални участници на пазара.

Ускорено се изгражда необходимата инфраструктура за Газов хъб „Балкан“ - разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската до българо-сръбската граница; междусистемни газови връзки с Гърция и Сърбия, рехабилитация и модернизация на съществуващата мрежа, разширяване на ПГХ „Чирен“. Тези проекти осигуряват достъп до различни източници на природен газ, вкл. терминали за втечен природен газ, например бъдещия терминал за втечен газ край Александруполис, с проектен годишен капацитет 6,1 млрд. м<sup>3</sup> и капацитет за съхранение 170 хил. м<sup>3</sup>.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че 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, което ще доведе и до увеличаване на обемите газ, търгувани на газовата борса.

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

1. Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб в България - Газов хъб „Балкан“

Концепцията за изграждане на газов хъб включва съвкупност от елементи, които формират проекта чрез: нови източници на природен газ; оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен“; модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура; изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни; нова инфраструктура за газовия хъб; създаване на оптимална търговска среда чрез ликвидна газова борса. Изграждането на необходимата инфраструктура ще даде възможност за свързването на пазарите на страните от Балканския регион, Централна и Източна Европа с пазарите на Западна Европа. Газоразпределителният хъб „Балкан“ може да осигури природен газ чрез: руски природен газ през новоизградения морски газопровод, при съблюдаване на европейските изисквания на Трети либерализационен енергиен пакет и по действащото към момента трасе; природен газ, добиван в шелфа на Черно море, в българския и румънския участъци; природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие); LNG от терминалите в Гърция и Турция, в т.ч. терминала край Александруполис.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е възложило извършването на детайлно предпроектно проучване за Газов хъб „Балкан“, което е съфинансирано по Механизма за свързване на Европа (Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2016/1290649). В резултат от проучването е идентифицирана необходимата газова инфраструктура (съществуваща и нова) за реализиране на газовия хъб на база очаквани източници на доставка на природен газ. Газов хъб „Балкан“ е включен в четвърти списък с проекти от „общ интерес“ на ЕС от 31 октомври 2019 г., като клъстер за развитие и укрепване на инфраструктурата, който да позволи неговото изграждане (6.8 Cluster of infrastructure development and enhancement enabling the Balkan Gas Hub). В тази група попадат проектите за междусистемни връзки с Гърция и Сърбия, както и проектът за модернизация и рехабилитация на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

#### **1.1. Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)**

Междусистемната реверсивна газова връзка България – Сърбия има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия, като се използват планираните нови входни точки с

Турция и Гърция. Същевременно, в кризисна ситуация ще се използва за доставка на природен газ от Сърбия. През м. май 2018 г. от министъра на енергетиката на Р България и министъра на енергетиката и минното дело на Р Сърбия е подписана съвместна декларация относно изграждането на газовия интерконектор, чрез която декларация и със съгласието на Европейската комисия „Булгартрансгаз“ ЕАД е определен за организатор на проекта и бъдещ оператор на интерконектора. Поет е съвместен ангажимент от двете страни за изграждане на газопровода до средата на 2022 г. Първоначалните дейности за реализация на IBS на българска територия са изпълнявани от Министерство на енергетиката на Р България в качеството му на организатор на проекта. Съгласно постигнатите договорености в съвместната декларация, с получаването на проекта от Министерство на енергетиката „Булгартрансгаз“ ЕАД поема задължението да завърши проектирането на газопровода, да получи разрешение за строеж и след като осигури необходимото финансиране да изгради междусистемната връзка. Осигурено е финансиране по Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014 – 2020 (ОПИК) за завършване на подготвителните дейности с цел получаване на разрешение за строеж. Дружеството е подало документи за кандидатстване по Механизма за свързване на Европа за съфинансиране на доставки и строителни дейности. Разработен е подробен план за изпълнение на проекта с планиран краен срок за въвеждане в експлоатация – м. май 2022 г., съобразно графика за изпълнение на обекта на територията на Р Сърбия и Р България към съвместната декларация от 2018 г.

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

Междусистемната газова връзка Гърция - България се проектира за пренос на природен газ между Гърция и България, чрез свързване с националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора, с газопреносната мрежа на DESFA S.A. и с газопровода ТАР, в района на гр. Комотини, Гърция. Проектът се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с акционери Български Енергиен Холдинг ЕАД (50%) и гръцкото инвестиционно дружество IGI Poseidon (50%). Акционери с равни дялове в IGI Poseidon са DEPA S.A., Гърция и Edison, Италия. 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. м<sup>3</sup>/г., с възможност да се увеличи до 5 млрд. м<sup>3</sup>/г. чрез изграждане на компресорна станция. В програмата за прединвестиционна подготовка на „Булгартрансгаз“ ЕАД до 2020 г. са предвидени 8160 хил. лв. за присъединяване на IGB към Националната газопреносна мрежа. На територията на Гърция, във връзка с развитието на Южния газов коридор, се предвижда възможност за свързване на IGB с газопровода ТАР и с газопреносната инфраструктура на DESFA S.A.

### **1.3. Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница**

С реализацията на разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница ще се постигне: сигурност на доставките на природен газ за България; сигурност на доставките на природен газ за съседните балкански страни и региона, и откриване на допълнителни висококвалифицирани работни места.

С Решение № 847 от 22.11.2018 г. на Министерски съвет и с Решение от 28.11.2018 г. на Народното събрание е прието „Изменение и допълнение на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. За надеждна, ефективна и по-чиста енергетика“. За да изпълни своите ангажименти, залегнали в актуализацията на енергийната стратегия, съгласно решенията на двете институции, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предприело необходимите действия за реализацията на проекта за разширение на газопреносната мрежа на дружеството в участъка от българо-турската граница до българо-сръбската граница.

Проектът „Разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската граница до българо-сръбската граница“ е част от концепцията за Газов хъб „Балкан“ - „Балкански поток“, който ще допринесе за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, като същевременно ще допринесе за създаването реални условия за

диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ.

Първият етап от проекта включва преносен газопровод с дължина около 11 (единадесет) км и диаметър 1220 мм и газоизмервателна станция, разположена непосредствено до КС „Странджа“, които са въведени в експлоатация. През месец април 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е определил участникът Обединение „Консорциум Аркад“ за изпълнител на проекта и е сключил договор с него на 18.09.2019 г. За цялостната реализация на проекта ще бъдат изградени и две компресорни станции - КС „Нова Провадия“, в землището на с. Ветрино, област Варна и КС „Расово“, в района на с. Расово, община Медковец, област Монтана. След проведена открита процедура по Закона за обществените поръчки (ЗОП), за изпълнител на компресорните станции е определен участникът ДЗЗД „Фероштал Балкангаз“, с когото е сключен договор за проектиране, доставки и изграждане на 03.10.2019 г.

#### **1.4. Разширение капацитета на ПГХ „Чирен”**

Проектът за разширение на 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 дебити при добив и при нагнетяване. Изпълнението на проекта за неговото разширение цели, от една страна да бъдат създадени условия за гарантиране сигурността на доставките до българските и регионалните потребители, и от друга страна да се развие като търговско хранилище в един взаимосвързан регионален и общоевропейски пазар. Проектът е от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, като е включен в четвъртия списък на проектите от общ интерес на ЕС от 31 октомври 2019 г. През 2015 г. и 2016 г. са приключили дейностите по геомеханично симулиране на Чиренския резервоар и наземен газов анализ върху площта на Чиренската структура. В процес на изпълнение е предпроектно проучване „Провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура“, част от проект 6.20.2 Разширение на ПГХ „Чирен”, обхващащо изпълнението на следните дейности: провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура; контрол на качеството при извършване на 3D полеви сеизмични проучвания и обработка на получените данни. Размерът на безвъзмездните средства е 50% от стойността на проучването, до 3 900 000 евро. Предвижда се проучването да приключи през първата половина на 2020 г. Резултатите от него, както и от останалите извършени анализи и проучвания, ще служат като основа при определянето на окончателния вариант за разширение на ПГХ „Чирен” и на следващите стъпки, свързани с проектиране и строителство на наземни и подземни съоръжения. Очаква се след взимане на инвестиционно решение и осигуряване на финансиране, дейностите по разширение на ПГХ „Чирен“ да приключат до края на 2025 г.

#### **1.5. Независима система за природен газ Александруполис (Терминал за втечен природен газ край Александруполис, Гърция)**

Проектът е включен в четвъртия списък на проектите от общ интерес. Инфраструктурата включва плаващ терминал (Floating, storage and regasification units - FSRU) за приемане, складиране и повторно регазифициране на LNG, който ще бъде позициониран в крайбрежната зона на Александруполис. Независимата система за природен газ Александруполис се реализира от проектната компания „Gastrade” S.A. Съоръжението ще бъде свързано с националната система за пренос на природен газ на Гърция, по която природният газ ще може да се пренася до потребителите в Гърция и други страни. За България природният газ може да постъпва посредством газовата връзка Гърция - България (IGB) или през съществуващата междусистемна свързаност с Гърция. Терминалът е с проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция на 6,1 млрд. м<sup>3</sup> годишно. Капацитетът за съхранение е 170 хил. м<sup>3</sup>.

В Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. е предвидено 20% акционерно участие на българския газопреносен оператор „Булгартрансгаз” ЕАД в проектната компания. С решение на МС № 6 от 08.01.2020 г. е потвърдено придобиването на

20% от акционерния капитал на „Gastrade” S.A. Предвижда се търговската експлоатация на съоръжението да започне през 2022 г.

## **2. Други проекти за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД в ранен етап на развитие.**

### **2.1. Eastring - България**

Eastring - България е подпроект на проекта „Eastring”, който 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 междусистемно свързване Velké Karuřany/Veké Zlievce на територията на Словакия и точка на междусистемно свързване с външна граница на ЕС на територията на България. „Булгартрансгаз” ЕАД е дружеството, ангажирано за реализацията на българския участък от Eastring. Изпълнено е „Предпроектно проучване за проекта Eastring” през 2018 г. което показва, че двупосочният газопровод с диаметър 1400 мм и работно налягане от 100 бара ще има капацитет до 20 bcm на година на първия етап, с потенциално повишаване до 40 bcm на година в следващата фаза. Капиталовите разходи за Фаза 1 на проекта са оценени на 2,6 млрд. евро. Съгласно резултатите от проучването, на територията на Р България, при доказване на икономическата целесъобразност и ефективност на проекта, се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 262 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на Р България. Предвижда се изграждането на 1 нова компресорна станция и една нова газоизмервателна станция.

### **2.2. Междусистемна връзка България - Северна Македония**

Проектът е в идейна фаза и предвижда изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р България и Р Северна Македония. Развитието на междусистемната свързаност между Р България и Р Северна Македония ще допринесе за повишаване на енергийната сигурност и за интегриране на енергийните пазари. В тази връзка са подписани: Меморандум за разбирателство и сътрудничество в областта на природния газ между Министерство на енергетиката на Р България и Министерство на икономиката на Р Северна Македония и Споразумение между „Булгартрансгаз” ЕАД и Акционерно дружество за извършване на енергийни дейности „Македонски Енергийни Ресурси” за провеждане на предпроектно проучване относно изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р България и Р Северна Македония. Един от вариантите, които ще бъдат разгледани, е за изграждане на връзката по трасето Петрич - Струмица.

### **2.3. Възможности за нови газови хранилища в България**

За гарантиране сигурността на доставките и стимулиране либерализацията на газовия пазар в България, се планира проучване на възможностите за изграждане на ново газово хранилище. Развитието на газовата инфраструктура в региона, включително проектите от Южния газов коридор, планираните междусистемни газови връзки и други големи трансгранични газови проекти, обосновават необходимостта от осигуряването на допълнителен капацитет за съхранение. Заедно с действащото подземно газово хранилище „Чирен”, едно ново хранилище би могло да обслужва не само националния, но и регионалния газов пазар след планираното изграждане на новите междусистемни връзки със съседните страни. То би могло да бъде изградено в подходяща геоложка структура - в изтощени газови находища (на сушата или в морето), в солни тела (каверни) или във водоносен пласт. Трябва да се има предвид, че изграждането на едно ново подземно газово хранилище, от началото на геолого-проучвателните дейности до влизането му в редовна експлоатация, би отнело значителен период от време.

## **3. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения, които са в ход**

„Булгартрансгаз” ЕАД посочва, че в момента са в процес на изграждане следните газопроводни отклонения:

- *газопроводно отклонение Разлог - Банско* - Газопроводът е с планирана дължина около 37 км, максимален дебит 30 000 м<sup>3</sup>/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Подписан е договор за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС, който е в процес на изпълнение. Има издадено решение по ОВОС. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2023 г.

- *газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп* - Планирано е газопроводът да бъде с дължина около 62 км, максимален дебит 25 000 м<sup>3</sup>/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Изпълнено е предпроектното проучване. Приключена е процедурата по правилата на Европейска банка за възстановяване и развитие (ЕБВР) за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС и е подписан договор за консултантски услуги за проектиране, който е в процес на изпълнение. Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на ЕБВР. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

- *газопроводно отклонение до Свищов* - Газопроводът е с очаквана дължина 42 км., диаметър DN 200 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се захранването да бъде извършено от КВ Патреш, разположен на Северния полупръстен на МГ до АГРС, разположена южно от гр. Свищов. Изпълнено е предпроектното проучване. Избран е проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост), като договорът е в процес на изпълнение. Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на ЕБВР. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

Предвидена е възможност за изграждане на *ново газопроводно отклонение с АГРС Граф Игнатиево до Хисаря - Баня - Карлово - Сопот*. Газопроводът е с очаквана дължина 54 км, като захранването му се предвижда да бъде извършено от съществуващия магистрален газопровод Южен полупръстен, между пътя Пловдив - с. Строево - с. Малък чардак - с. Голям чардак и газопроводното отклонение за гр. Пловдив, което се намира на около 4 км в източна посока от главен път гр. Карлово - гр. Пловдив. АГРС са предвидени в околностите на гр. Сопот и гр. Карлово (или обща за двата града). Предвидени са отклонения за гр. Хисаря, гр. Баня и с. Калояново. С отклонението биха могли да се захранят общините Сопот и Хисаря, гр. Баня, гр. Карлово и с. Калояново. За проекта ще бъдат изпълнени проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение. Реализацията му зависи до голяма степен от оценката за неговата целесъобразност, като се отчита и социалния и икономическия ефект за региона и страната от реализирането му. „Булгартрансгаз“ ЕАД заявява, че при наличие на мотивирани и икономически обосновани проекти, същите ще бъдат включени в Прединвестиционната или Инвестиционната програми на Плана при последваща актуализация.

#### **4. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газова инфраструктура:**

Модернизация, рехабилитация и разширение на българската газопреносна система чрез проект „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“ който е проект от „общ интерес“ (ПОИ 6.8.2); подмяна на Преносен газопровод в участъка очистно съоръжение Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово (част от втора фаза на проект от общ интерес „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“); подмяна на Преносен газопровод в участъка очистно съоръжение Вълчи дол – линеен кранов възел ЛКВ Преселка (Част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“); 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 газопреносна инфраструктура“); Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник; 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 и планови ремонти и инспекции на ГТКА; намаляване на вибрациите в тръбната обвързка на ГМК и технологична линия от ГМК до II пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен”; подмяна тръби на открит цикъл на ГМК; ГРС „Страшимирово” - реконструкция и разширение; Ремонт на очистно съоръжение „Стряма”; 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 2020 – 2024 г.**

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизацията и рехабилитацията на съществуващата инфраструктура и съоръжения.

Развитието на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2020 – 2024 г. е посочено в следващата таблица:

*Таблица № 6*

Към 1 януари, в MWh/d	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	307 251	402 381	402 381	460 299	460 299
Изходен капацитет	459 179	480 319	480 319	538 237	538 237
Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМПП)					
Входен капацитет	1 264 941	1 264 941	1 264 941	1 264 941	1 264 941
Изходен капацитет	774 498	1 044 331	1 044 331	1 044 331	1 044 331

Планираните дейности в периода 2020 – 2024 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.

С реализирането на плановете на дружеството газовата инфраструктура на България ще свърза общият европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток, Източния средиземноморския басейн и Северна Африка. Като резултат ще бъдат гарантирани доставките на природен газ за страната и за региона, като се създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България. 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 2019 г.:**

С писмо с вх. № Е-15-45-10 от 09.04.2020 г. „Булгартрансгаз” ЕАД е представило годишен доклад за дейността на дружеството и годишен финансов отчет за 2019 г.

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-15-45-11 от 11.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи следната информация: прогнозните и отчетните данни за 2019 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2019 – 2028 г.; отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2019 г., заедно с обосновка за неизпълнението, ведно със съответните данни и документи в тази връзка. С писмо с вх. № Е-15-45-11 от 21.05.2020 г. дружеството е представило изисканата информация, както следва:

Разпределението на вложените средства за 2019 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е посочено в следващата таблица:

*Таблица № 7*

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2019 г.	Инвестиции План (хил. лв.)	Инвестиции Отчет (хил. лв.)	Изпълнение, %
Пренос по транзитна газопреносна мрежа	65 575	108 396	165%
Пренос по национална газопреносна мрежа	67 689	24 246	36%
Съхранение на природен газ	7 449	284	4%
Общи за разпределяне по видове дейности	3 344	222	7%
Доставка на машини и оборудване	9 310	5 789	62%
<b>Общо:</b>	<b>153 367</b>	<b>138 937</b>	<b>91%</b>

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за инвестиции за 2019 г. е в размер на 138 937 хил. лв., т.е. 91% изпълнение.

„Булгартрансгаз“ ЕАД с писмо с вх. № Е-15-45-11 от 21.05.2020 г. е представило информация, както следва:

1. Отчет за неизвършени инвестиции по проекти с взето инвестиционно решение, които е следвало да бъдат извършени през 2019 г., както и причините за тяхното неизвършване – приложение № 1 към доклада.

2. Информация за изпълнение на следните проекти:

- Обект: *КС „Провадия“ склад с локални очистни съоръжения за свежо и отработено масло* - не е включен в Годишната програма за прединвестиционна подготовка (ГПИП) 2020 – 2022, тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта, поради което не е посочен в Десетгодишния план 2020 – 2029.

- Обект: *КС „Кардам“ - навес за двигатели на компресори и дървени контейнери с резервни части* - не е включен в ГПИП 2020 – 2022, тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта, поради което не е посочен в Десетгодишния план 2020 – 2029.

- Обект: *Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70 II и АИ-336-2-8* - не е включен в ГПИП 2020 – 2022, тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта, поради което не е посочен в Десетгодишния план 2020 – 2029;

3. Становище относно причините за повишаване на стойността на инвестицията на изброените по-долу проекти спрямо посочените инвестиции в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2019 – 2028:

- *Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“;*

- *КС „Вълчи дол“ - ремонт КРУ 6 kV;*

- *Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС;*

- *Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод за Гърция и ремонт на ОС „Стряма“.*

В Десетгодишния план за периода 2019 – 2028 г. е посочена необходимата инвестиция за периода 2019 – 2021 г., като тази за 2022 г. не е включена в посочената стойност, тъй като

същата не е била предмет на ГПИП 2019 – 2021 г. Освен това планираните за усвояване през 2019 г. средства са частично усвоени и неусвоената част от средствата е прехвърлена за усвояване през 2020 г., като е включена и стойността за 2022 г.

4. Становище относно причините за повишаване на стойността на инвестицията и удължаване на срока за изпълнение на проекта „Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп и до Банско и Разлог“ - в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2019 – 2028 г. е посочен очакван размер на инвестицията 27 218 хил. лв. с краен срок до 2020 г., а в Десетгодишния план за периода 2020 – 2029 г. - 58 461 хил. лв. с краен срок 2023 г., съгласно което:

През 2019 г. е проведена тръжна процедура във връзка с доставките, изграждането и въвеждане в експлоатация на строеж: „Преносен газопровод до Свищов“, като 50% от общата сума е следвало да бъдат заплатени със средства на Международен фонд „Козлодуй“ - ЕБВР, а останалите 50% - със средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Получените оферти за изпълнение на строежа надвишили планираният финансов ресурс в инвестиционната програма на дружеството с около 4 000 000 (четири милиона) евро.

За проектите „Преносен газопровод до Панагюрище - Пирдоп“ и „Преносен газопровод до Разлог и Банско“ е било невъзможно да се завършат всички процедури по координиране и одобрение на ПУП-ПП, получаване на положителни становища от централните и териториалните администрации в рамките на предвидения срок, тъй като е променен компетентният орган, поддържащ динамичния регистър и цифрови модели на имотите. Поради тази причина, срока за изпълнение на договора е удължен.

5. Причини, които налагат удължаване на срока за изпълнение на посочените проекти спрямо посочения срок за изпълнение в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2019 – 2028 г.:

В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 г. периодът за изпълнение е удължен с една година поради отлагане във времето на част от дейностите за изпълнение на обектите.

*- Преоборудване на горивните системи на 1 брой ГТКА тип ТИМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на СА У. планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТИМ 1304*

Проектът е с променен обхват, тъй като е в пряка зависимост и технологично обвързан с изпълнение на други обекти от системата за пренос на природен газ, които обстоятелства оказват влияние върху реализацията му. Към настоящия момент на КС „Странджа“, няма неотложна необходимост от възстановяване работоспособното състояние на ГТКА № 4, както и преоборудването му с ниско емисионна камера, като необходимите дейности по изпълнение на услугите, се отлагат в краткосрочен план.

*- Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч“, АГРС „Самоков“, ГРС „Страшимирово“, ГРС „Плевен“*

Срокът е актуализиран съобразно изпълнените дейности към момента на изготвяне на ГПИП 2020 – 2022 г., респективно очаквания срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на подобектите. Към момента на изготвяне на Десетгодишния план за периода 2020 – 2029 г. за някои от подобектите има сключени договори, които се изпълняват, а за други има обявени обществени поръчки и предстои сключване на договори. За АГРС Самоков са извършени съгласувателни процедури за ПУП - ПП и се е очаквало плана да се одобри и влезе в сила до края на 2019 г., но това не се случило и средствата са прехвърлени в 2020 г.

*- Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС*

Обектът е с цел обезпечаване на евентуални разходи при необходимост от модернизация на съществуващи ГРС и реконструкция и основни ремонти на АГРС, т.е. всяка година се прави ревизия и се предвиждат средства при необходимост. В случая такива средства са предвидени за 2020 и 2021 години.

*- Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник*

Срокът е актуализиран съобразно изпълнените дейности към момента на изготвяне на ГПИП 2020 – 2022 г., респективно очаквания срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на подобектите. Към момента на изготвяне на Десетгодишния план за периода 2020 – 2029 г. за някои от подобектите има сключени договори, които се изпълняват, а за други има обявени обществени поръчки и предстои сключване на договори. За ОС Девня е необходимо да се проведат съвместни градоустройствени процедури с тези за ГРС Девня, като са налице проблеми с изготвянето на актуални документи за собственост на имота, в който е изграден ГРС-а. Включен е в горски фонд, без знание и/или съгласие на „Булгартрансгаз“ ЕАД, поради което изпълнението на обекта е изместено спрямо първоначалния план. За ОС Перник е закупен терена, необходим за изграждане на приемна камера и са проведени градоустройствени процедури. През м. октомври на 2019 г. е одобрено прединвестиционно проучване за обекта. Изготвят се задания за ПУП, проектиране и изграждане на строежа.

*- Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен” и внедряването ѝ с надлежен хардуер; 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”*

През 2018 г. е проведена обществена поръчка за възлагане изпълнението на проекта, която е прекратена на 16.11.2018 г. на основание чл. 110, ал. 1, т. 1 от ЗОП, тъй като в определения срок няма нито една подадена оферта. Предстои организирането, откриването и провеждането на нова обществена поръчка.

*- Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет*

В обхвата на обект „Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет” е предвидена за изпълнение поръчка: „Доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание““. Откритата процедура за доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание“ е прекратена от „Булгартрансгаз“ ЕАД, на основание чл. 110, ал. 1, т. 2 от ЗОП, тъй като всички заявления за участие са неподходящи, съгласно легалната дефиниция, съдържаща се в § 2, т. 25 от Допълнителните разпоредби на ЗОП. Решението за прекратяване на процедурата е обжалвано пред Комисията за защита на конкуренцията (КЗК) от единствения участник в процедурата. С Решение № 599/23.05.2019 г. на КЗК, жалбата на участника остава без уважение и решението за прекратяване е влязло в сила. „Булгартрансгаз“ ЕАД е стартирало нова открита процедура за възлагане на обществена поръчка по ЗОП за доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание“. В резултат на горепосочените дейности срокът за изпълнение на поръчката се удължава във времето.

*- Изграждане на нови ГИС и АГРС - КВ и АГРС „Игнатиево” и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар*

За проект: „КВ и АГРС „Игнатиево” е сключен договор, който се изпълнява към момента. Срокът е актуализиран съобразно изпълнените дейности към момента на изготвяне на ГПИП 2020 – 2022 г., респективно очаквания срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на обекта.

За проект: „Изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар“ при ежегодното изготвяне на годишни програми за инвестиции се предвиждат средства, които в случай на необходимост да обезпечат изпълнението на обекта.

**VII. Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018 – 2019 г.**

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018 – 2019 г. е разгледано и анализирано въз основа на представените от дружеството годишни финансови отчети, като данните за 2019 г. са съпоставени с данните за 2018 г.

**1. Анализ и динамика на структурата на приходите.**

Основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ по газопреносните мрежи до страната, до границите с Гърция, Турция и Северна Македония, „съхранение на природен газ“, както и от дейността балансиране. Приходите от достъп и пренос на природен газ включват достъп и пренос на природен газ по входни и изходни точки/зони по националната газопреносна мрежа в страната, както и изходни и входни точки/зони по транзитната газопреносна мрежа. Допълнително, в стойността на приходите за пренос на природен газ до трети страни, се включва и сумата на непаричното възнаграждение под формата на безвъзмезден газ от клиент ООО „Газпром экспорт“. Във връзка с Правилата за балансиране на пазара на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва търговско балансиране на пазара на природен газ, като купува и продава природен газ за балансиране с цел покриване на индивидуалните дисбаланси на ползвателите на газопреносните мрежи. Дружеството реализира приходи от балансиране, съответстващи на балансовите зони на газопреносните мрежи на територията на Р България.

Общата структура на приходите включва нетни приходи от продажби и финансови приходи. Общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2019 г. възлиза на 403 649 хил. лв., като е отчетено увеличение спрямо 2018 г. от 1,11% или с 4448 хил. лв.

**Сравнението на приходите на дружеството за 2018 г. и 2019 г. е представено в следващата таблица:**

*Таблица № 8*

Показатели	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	Изменение в %
Приходи от пренос на природен газ до страната	84 604	85 924	1,56%
Приходи от пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония	202 894	224 682	10,74%
Приходи от съхранение на природен газ	5228	6195	18,50%
Приходи от балансиране	13 215	12 682	-4,03%
Други приходи от дейността, в т.ч.:	66 887	28 473	-57,43%
приходи от финансиране	6570	5722	-12,91%
<b>Нетни приходи от продажби</b>	<b>372 828</b>	<b>357 956</b>	<b>-3,99%</b>
Финансови приходи	26 373	45 693	73,26%
<b>Общо приходи</b>	<b>399 201</b>	<b>403 649</b>	<b>1,11%</b>

Нетните приходи от продажби включват приходи от: пренос на природен газ до клиенти в страната, пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония, съхранение на природен газ, балансиране и други приходи (включващи и приходи от природен газ за технологични нужди). Приходите от пренос на природен газ по договор с ООО „Газпром экспорт“ са 205 682 хил. лв., а приходите по сключени договори за транзитен пренос с други ползватели на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД са 19 000 хил. лв..

През 2019 г. нетните приходи от продажби представляват 88,68% от общия размер на приходите и са в размер на 357 956 хил. лв. или намаление с 3,99% спрямо тези през 2018 г. В нетните приходи от продажби с най-голям относителен дял от 62,77% през 2019 г. имат приходите от пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония, възлизащи на 224 682 хил. лв. Увеличението на тези приходи с 10,74% спрямо 2018 г. се дължи на по-високия курс на щатския долар през 2019 г.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ до страната в нетните приходи от продажби през 2019 г. е 24,00%, като са реализирани приходи по-високи с 1320 хил. лв. или 1,56% повече в сравнение с реализираните през 2018 г. В приходите от пренос през 2019 г. са включени и приходи, реализирани в резултат от резервиране на капацитет и пренос на природен газ към Румъния през Междусистемна газова връзка България – Румъния.

Относителният дял на приходите от съхранение на природен газ през 2019 г. е 1,73% от нетните приходи от продажби, като тези приходи са в размер на 6195 хил. лв., или увеличение от 18,50% спрямо отчетените през 2018 г.

През 2019 г. са реализирани приходи от балансиране в размер на 12 682 хил. лв., като относителния дял на тези приходи е 3,54% от нетните приходи от продажби и са в резултат на сключени нови договори за балансиране.

Другите приходи от дейността, които представляват 7,95% от нетните приходи от продажби, са с 38 414 хил. лв. или 57,43% по-малко от реализираните през 2018 г. Намалението се дължи основно на отчетените приходи от непарично възнаграждение под формата на безвъзмезден газ от клиент ООО „Газпром экспорт“. В други приходи е осчетоводен и безвъзмездния горивен газ, предоставен по дългосрочния договор за пренос, които през 2019 г. са с 38 469 хил. лв. по-малко от отчетените 58 695 хил. лв. през 2018 г. Този газ се използва основно за гориво на компресорните станции по газопроводната система за пренос до границите с Гърция, Турция и Северна Македония и не носи реален приход на дружеството.

В общия обем приходи от дейността на дружеството са включени и финансовите приходи, които се увеличават с 73,26% спрямо отчетените през 2018 г. или с 19 320 хил. лв. Увеличението се дължи на по-високите приходи от промяна на валутния курс през 2019 г. в размер на 39 571 хил. лв. спрямо отчетените 23 652 хил. лв. през 2018 г. Отчетени са и по-високи приходи от лихви в размер на 6122 хил. лв. спрямо отчетените 2721 хил. лв. през 2018 г. Приходите от валутни курсови разлики не представляват реален паричен приход, а счетоводно записване на изменението на стойността на наличните парични средства във валута, което е в резултат на промяна на курса на долара. Преизчислението се извършва в края на всеки месец, с цел коректно представяне на левовата равностойност на валутните средства.

## 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 до клиенти в страната и до границите с Гърция, Турция и Северна Македония, технологични разходи за съхранение на природен газ и разходи по икономически елементи.

Сравнението на разходите на дружеството за 2018 г. и 2019 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 9

Показатели	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	Изменение в %
<b>Технологични разходи</b>	<b>65 914</b>	<b>28 637</b>	<b>-56,55%</b>
за пренос на природен газ до клиенти в страната	5 642	6 700	18,75%
за пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония	58 574	19 653	-66,45%
за съхранение на природен газ	1 698	2 284	34,51%
<b>Разходи по икономически елементи в т.ч.:</b>	<b>250 192</b>	<b>213 183</b>	<b>-14,79%</b>
<i>Разходи за материали</i>	<i>6 286</i>	<i>6 020</i>	<i>-4,24%</i>
<i>Разходи за външни услуги</i>	<i>7 573</i>	<i>10 983</i>	<i>45,03%</i>
<i>Разходи за амортизации</i>	<i>91 491</i>	<i>104 456</i>	<i>14,17%</i>
<i>Разходи за персонал</i>	<i>57 610</i>	<i>60 788</i>	<i>5,52%</i>
<i>Разходи за социално осигуряване</i>	<i>7 530</i>	<i>8 395</i>	<i>11,49%</i>
<i>Други разходи</i>	<i>79 702</i>	<i>22 541</i>	<i>-71,72%</i>
<b>Оперативни разходи</b>	<b>316 106</b>	<b>241 820</b>	<b>-23,50%</b>
<i>Разходи в т. ч.: промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство, себестойност на природен газ, вложен за балансиране и продадените стоки</i>	<i>13 155</i>	<i>11 834</i>	<i>-10,04%</i>
<b>Финансови разходи</b>	<b>11 970</b>	<b>33 639</b>	<b>181,03%</b>
<b>Общо разходи</b>	<b>341 231</b>	<b>287 293</b>	<b>-15,81%</b>

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2019 г. са с 74 286 хил. лв. или с 23,50% по-малко в сравнение с отчетените през 2018 г. Намалението на оперативните разходи се дължи, както на отчетените по-ниски технологични разходи, така и на по-ниските разходи по икономически елементи.

Технологичните разходи са в размер на 28 637 хил. лв. за 2019 г. или намаление с 37 277 хил. лв. (56,55%) спрямо 2018 г. Намалението се дължи на по-малкото технологични разходи за пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония. Технологичните разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната се увеличават от 5642 хил. лв. за 2018 г. на 6700 хил. лв. за 2019 г. или увеличение с 18,75%. Технологичните разходи за съхранение са в размер на 2284 хил. лв. и са по-високи спрямо 2018 г. с 586 хил. лв. или с 34,51%.

Разходите по икономически елементи за 2019 г. представляват 88,16% от оперативните разходи и са в размер на 213 183 хил. лв. спрямо 250 192 хил. лв. за 2018 г. Намалението от 14,79% се дължи на направените по-малко „други разходи за дейността“ и разходи за материали. Увеличението на разходите е, както следва: разходи за външни услуги - с 45,03%, разходи за амортизации - с 14,17%, разходи за персонал - с 5,52% и разходи за социално осигуряване - с 11,49%. Намалението на разходите за материали е в резултат на отчетените по-ниски стойности на разходите за електроенергия, вода и топлинна енергия с 18,17%, дължащи се на по-малкия брой отработени машиночасове от газо-компресорните агрегати в КС „Вълчи дол“. Отчетено е и намаление при разходите за авточасти, принадлежности и гуми с 14,24% и разходи за стопански инвентар с 24,75%. Увеличението на разходите за външни услуги се дължи предимно на по-високите разходи за инспекция на газопроводи, за абонаментен сервиз, за консултантски услуги и разходи за ремонт. Отчетени са по-ниски разходи за други външни услуги с 13,65% или с 40 хил. лв., както и по-ниски с 2,98% разходи за данък сгради, такси битови отпадъци, винетки, данък МПС и други местни данъци и такси с 18 хил. лв. Основна причина за увеличените разходи за амортизации с 14,17% е извършения към края на 2018 г. преглед на отчетните стойности на дълготрайните материални активи от независим оценител. Разходите за персонал и социално осигуряване възлизат на 69 183 хил. лв. през 2019 г. спрямо 65 140 хил. лв. за 2018 г. Другите разходи, като част от оперативните разходи, са в размер на 22 541 хил. лв. за 2019 г. и бележат намаление с 57 161 хил. лв. спрямо 79 702 хил. лв. за 2018 г. Причина за по-високите други разходи през 2018 г. е наложената от Европейската комисия глоба на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 77 068 000 евро за блокиране на достъпа на конкуренти до ключова газова инфраструктура в България, в нарушение на антиitrustовите правила на Европейския съюз, като частта на „Булгартрансгаз“ ЕАД представлява 1/3 от общия размер на глобата и възлиза на 50 244 хил. лв. През 2019 г. са направени разходи за провизии по правни задължения в размер на 593 хил. лв.

Друга причина за намалението в частта „други разходи за дейността“ е отчетените по-ниски разходи за обезценка на финансови активи и разходи за акциз, което е в резултат на по-ниските разходи за технологични нужди. По-малко са и реализираните други разходи в размер на 71 хил. лв., които са по-малко от отчетените 1505 хил. лв. през 2018 г., в които е включен размерът на изплатеното обезщетение и разносните по арбитражно дело № 7/2017 г., заведено от S.A.L.P. S.p.A – Италия срещу „Булгартрансгаз“ ЕАД, по което всички извършени разходи са в размер на 1378 хил. лв.

Отчетени са също така по-ниски разходи за обезценка на финансови активи с 5922 хил. лв., както и по-малки разходи за акциз, които са в размер на 3316 хил. лв. спрямо отчетените 5035 хил. лв. през 2018 г. или намаление с 65,85%, което е в резултат на по-ниските разходи за технологични нужди. Отчетени са с 65,40% по-малко разходи за обучение и квалификация на персонала. През 2019 г. няма отчетени разходи за служебни карти и билети.

Отчетени са по-високи разходи за фонд „Сигурност на енергийната система“ с 8,23% и за брак и липси на имоти, машини и съоръжения и материални запаси с 97,22% спрямо 2018 г.

Финансовите разходи през 2019 г. нарастват с 181,03% спрямо 2018 г. или с 21 669 хил. лв., което се дължи основно на отчетените по-високи разходи за валутни курсови разлики. През 2018 г. финансовите разходи са били в размер на 11 970 хил. лв., а през 2019 г. са в размер на 33 639 хил. лв.

Общо разходите през 2019 г. са намалели с 53 938 хил. лв. спрямо 2018 г. или с 15,81%.

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	2018 г. (хил. лв.)	2019 г. (хил. лв.)	Изменение, %
Нетекущи активи	2 117 121	2 579 861	21,86%
Текущи активи	660 665	686 740	3,95%
<b>Общо активи</b>	<b>2 777 786</b>	<b>3 266 601</b>	<b>17,60%</b>
<b>Собствен капитал</b>	<b>2 454 360</b>	<b>2 534 158</b>	<b>3,25%</b>
Нетекущи пасиви	284 461	287 612	1,11%
Текущи пасиви	38 965	444 831	1041,62%
<b>Общо пасиви</b>	<b>323 426</b>	<b>732 443</b>	<b>126,46%</b>
<b>Общо собствен капитал и пасиви</b>	<b>2 777 786</b>	<b>3 266 601</b>	<b>17,60%</b>

Към края на 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 3 266 601 хил. лв., като стойността им се е увеличила с 488 815 хил. лв. или с 17,60% спрямо 2018 г.

Нетекущите активи представляват 78,98% от общата стойност на активите на дружеството. През 2019 г. стойността на нетекущите активи е в размер на 2 579 861 хил. лв., като се е увеличила с 462 740 хил. лв. или с 21,86% спрямо стойността им към края на 2018 г. Увеличението на нетекущите активи се дължи основно на по-голямата стойност на „имоти, машини и съоръжения“ и на инвестициите в размер на 500 хил. лв. в дъщерното предприятие „Газов Хъб Балкан“ ЕАД. Най-голям дял в нетекущите активи (78,72%) имат „имоти, машини и съоръжения“, които са се увеличили с 22,47% в сравнение с 2018 г. или с 471 766 хил. лв., в резултат на преглед от независим оценител на отчетните стойности на дълготрайните материални активи. Към края на 2019 г. балансовата стойност на дългосрочните вземания е в размер на 184 хил. лв. и представляват внесени гаранционни депозити от дружеството и предплатени разходи за абонаментно обслужване.

На основание чл. 99, ал. 4 от Закона за банковата несъстоятелност синдиците на „КТБ“ АД са започнали изплащане на суми, включени в първата частична сметка за разпределение на приети вземания към „КТБ“ АД и през м. май 2019 г. на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изплатена сума в размер на 6 818 133,00 лв.

Текущите активи се увеличават от 660 665 хил. лв. през 2018 г. на 686 740 хил. лв. в края на 2019 г., или увеличение с 3,98%. Увеличението на стойността на текущите активи се дължи на увеличението на паричните средства и еквиваленти с 25 075 хил. лв. или 3,95%, материални запаси с 6842 хил. лв. или 6,53% и търговски и други вземания с 3656 хил. лв. или 15,71% повече спрямо 2018 г.

Вземанията от свързани лица бележат намаление и са в размер на 4544 хил. лв. за 2019 г. или 68,95% по-малко спрямо отчетените през 2018 г. Дългосрочните вземания от свързани лица от 26 хил. лв. през 2018 г. нарастват на 131 хил. лв. през 2019 г. Краткосрочните вземания от свързани лица са намалели от 14 610 хил. лв. за 2018 г. на 4413 хил. лв.

Регистрираният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД от 874 524 хил. лв. за 2018 г. е увеличен на 1 225 519 хил. лв. през 2019 г. в резултат на увеличение на капитала с 350 994 900 лв., представляващ неразпределената печалба от минали години чрез издаване на 350 994 900 нови обикновени поименни акции с право на глас с номинална стойност в размер на 1

лев всяка. Увеличението на капитала е одобрено от министъра на енергетиката с Протокол № Е-РД-21-20 от 02.10.2019 г.

Собственият капитал на дружеството е в размер на 2 534 158 хил. лв. и се е увеличил с 79 798 хил. лв. (3,25%) спрямо отчетения през 2018 г., в резултат от увеличение на регистрирания капитал. Преоценъчният резерв към 31.12.2019 г. възлиза на 1 062 635 хил. лв. спрямо 1 116 684 хил. лв. за 2018 г. Съгласно политиката на дружеството, той се разпределя към неразпределената печалба ежегодно на база отчетените разходи за амортизация на преоценъчния резерв. Резервите за 2019 г. са в размер на 86 852 хил. лв., като през 2018 г. са 88 139 хил. лв. Неразпределената печалба за 2019 г. е в размер на 159 152 хил. лв., като през 2018 г. е в размер на 375 013 хил. лв.

Нетекущите пасиви се увеличават от 284 461 хил. лв. за 2018 г. на 287 612 хил. лв. за 2019 г. или с 1,11%, което е в резултат от увеличението на отсрочени приходи от финансиране с 6192 хил. лв. В края на 2018 г. в балансовата стойност на нетекущите задължения са отчетени провизии в размер на 50 244 хил. лв. за издаване и управление на банкова гаранция в евро. В края на 2019 г. балансовата стойност на провизиите по правни задължения са в размер на 50 837 хил. лв.

Текущите пасиви се увеличават от 38 965 хил. лв. през 2018 г. на 444 831 хил. лв. за 2019 г. в резултат на получени кредити от банкови институции и други задължения.

Към края на 2019 г. задълженията към свързани лица (текущи и нетекущи) са в размер на 11 184 хил. лв. (341 хил. лв. дългосрочни задължения и 10 843 хил.лв. краткосрочни) и са намалели с 941 хил. лв. или намаление с 7,76% спрямо 2018 г.

**Сравнението на финансовите показатели за 2018 г. и 2019 г. е посочено в следващата таблица:**

*Таблица № 11*

<b>Показатели</b>	<b>2018 г. отчет</b>	<b>2019 г. отчет</b>
<b>Показатели за ликвидност</b>		
<i>Коефициент на обща ликвидност</i>	16,96	1,54
<i>Коефициент на бърза ликвидност</i>	14,26	1,29
<b>Показатели за рентабилност</b>		
<i>Коефициент на рентабилност на приходите от продажби</i>	0,15	0,31
<i>Коефициент на рентабилност на собствения капитал</i>	0,02	0,04
<i>Коефициент на рентабилност на активите</i>	0,02	0,03
<b>Показатели за ефективност</b>		
<i>Коефициент на ефективност на разходите</i>	1,16	1,44
<i>Коефициент на ефективност на приходите</i>	0,86	0,69
<b>Показатели за финансова автономност</b>		
<i>Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал</i>	1,16	0,98
<i>Коефициент на финансова автономност</i>	7,59	3,46
<i>Коефициент на задлъжнялост</i>	0,13	0,29

Коефициентът на обща ликвидност от 16,96 за 2018 г. намалява на 1,54 за 2019 г. и показва колко лева от краткотрайните активи се падат на 1 лев текущо задължение. Коефициентът на обща ликвидност означава, че дружеството притежава достатъчно оборотни средства за погасяване на текущите задължения.

Коефициентът на бърза ликвидност е 14,26 за 2018 г. и намалява на 1,29 за 2019 г., като 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 0,15 за 2018 г. и се увеличава на 0,31 за 2019 г. Коефициентът показва, че всеки 1 лев приходи носи 0,31 лв. печалба.

Коефициентът на рентабилност на собствения капитал е 0,02 за 2018 г., като стойността му се увеличава на 0,04 за 2019 г.

Коефициентът на рентабилност на активите също е 0,02 за 2018 г. и стойността му се увеличава на 0,03 за 2019 г.

Коефициентът на ефективност на разходите е 1,16 за 2018 г. и се увеличава на 1,44 за 2019 г. Той показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1,44 лв. приходи за 2019 г.

Коефициентът на ефективност на приходите е 0,86 за 2018 г. и намалява на 0,69 за 2019 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е 1,16 за 2018 г. спрямо 0,98 за 2019 г. и показва, че дружеството разполага със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на финансова автономност от 7,59 за 2018 г. намалява на 3,46 за 2019 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 от 0,13 за 2018 г. се увеличава на 0,29 през 2019 г. и показва степента на зависимост на дружеството от своите кредитори за покриване на задълженията си. Стойността на коефициента определя колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал.

**Сравнението на финансовите резултати за 2018 г. и 2019 г. е посочено в следващата таблица:**

*Таблица № 12*

Финансови показатели	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	Изменение в %
ЕБИТДА - печалба преди лихви, данъци и амортизации	135 058	208 758	54,57%
ЕБИТ - печалба преди лихви и данъци	43 567	104 302	139,41%
ЕВТ - печалба преди данъци	57 970	116 356	100,72%
<b>Нетна печалба за периода</b>	<b>47 138</b>	<b>104 654</b>	<b>122,02%</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.

Съгласно чл. 14 от Закона за енергетиката Комисията провежда процедура за обществено обсъждане със заинтересованите лица по въпроси от обществена значимост за развитие на енергийния сектор, какъвто е Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. В тази връзка следва да бъде проведено обществено обсъждане на доклада и на заинтересованите лица да бъде предоставен срок за изразяване на становища и предложения по доклада не по-кратък от 14 дни.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 14 и чл. 81г, ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 113, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката и чл. 43 и чл. 49 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да вземе следните

#### **РЕШЕНИЯ:**

**1. Да приеме настоящия доклад;**

**2. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г., които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията; Общественото обсъждане да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1 на Комисията за енергийно и водно регулиране.**

**3. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. всички заинтересовани лица – настоящи или бъдещи ползватели на мрежата;**

**4. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г.**