

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2017 – 2026 г.

10 април 2017 г.

**Одобрен с Решение по Протокол №200/10.04.2017 г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**

**Внесен за одобрение в КЕВР на 26 април 2017 г. със Заявление
вх. № Е-15-45-14/26.04.2017 г.**

СЪДЪРЖАНИЕ:

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ	4
ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ	6
ВЪВЕДЕНИЕ	8
ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	9
ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И	11
СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	11
ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА .	14
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ	14
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА	18
ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	33
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ.....	33
2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	34
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	36
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	38
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	38
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	39
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС ПРЕЗ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	41
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ	42
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2017-2026 Г.	45
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2017 – 2019 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ.....	47
2. ИНВЕСТИЦИИ 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.....	50
3. 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	51
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2017 – 2026 г.....	52
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ	56

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2017-2026 Г.....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76

ПРИЛОЖЕНИЯ:

1. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ
2. КАРТА

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ

За целите на този документ са използвани следните термини и съкращения:

АГРС – Автоматична газорегулираща станция

ВПГ/LNG – Втечен природен газ

ГИС – Газоизмервателна станция

ГО – Газопроводно отклонение

ГРС – Газорегулираща станция

Дружеството – „Булгартрансгаз“ ЕАД, е независим комбиниран газов оператор в Р. България

ЕС – Европейски съюз

ГРД – Газоразпределително дружество

МЕ – Министерство на енергетиката

КЕВР – Комисия за енергийно и водно регулиране (преди ДКЕВР)

БЕХ – „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД

КВ – Кранов възел

КЕП – Крайно енергийно потребление

КС – Компресорна станция

ОС – Очистно съоръжение

МГ – Магистрален газопровод

ТГ – Транзитен газопровод

МРа – Мегапаскал (единица мярка за налягане)

м³ или кубичен метър – единица мярка за обем, която в настоящия документ за целите на определяне на количество природен газ, представлява количеството природен газ в обем един кубичен метър при температура 293.15 К (20 градуса по Целзий) и абсолютно налягане 0.101325 МРа

МW - Мегават (единица мярка за измерване на мощност)

ОВОС – Оценка на въздействието върху околната среда

Пренос на природен газ – транспортиране на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД

ПЕП – Първично енергийно потребление

РС – Разрешение за строеж

СМР – Строително монтажни работи

МСП – Малки и средни предприятия

ЧТК – Черноморска Технологична Компания

ПГХ – Подземно газово хранилище

НГПМ – **Национална газопреносна мрежа** – газопреносна мрежа с основно предназначение пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към

нея, но така също и до точки на междусистемно свързване, която е собственост на преносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД и с която се осъществява услуга по пренос;

ГМТП – Газопреносна мрежа за транзитен пренос – газопреносна мрежа с основно предназначение транзитен пренос на природен газ от българо-румънската граница до границите с Турция, Гърция и Македония, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България или до точки на междусистемно свързване на територията на България, която е собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, и с която се осъществява услугата по пренос;

Газова инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД – включва НГПМ, ГМТП и ПГХ „Чирен“

ЕМОПС/ENTSOG – European Network of Transmission System Operators for Gas
Европейска мрежа на операторите на преносни системи

CEF – Connecting Europe Facility - Механизъм за свързване на Европа

CESEC - Central and South Eastern Europe Gas Connectivity - Инициатива за изграждане на газови връзки в Централна, Източна и Югоизточна Европа

BRUA – преносен газотранспортен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия

IAP – Йонийско - Адриатически газопровод

ТАП/ТАР – Трансадриатически газопровод

ТАНАП/TANAP – Трансанадолски газопровод

ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

- Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., от месец юни 2011 г.
- Министерство на Енергетиката на Р. България (www.me.government.bg)
- Комисия за Енергийно и Водно Регулиране (www.dker.bg)
- Данни за БВП, ПЕП, КЕП и др. от Национален статистически институт (www.nsi.bg)
- Данни за потреблението на природен газ, Eurostat (www.epp.eurostat.ec.europa.eu)
- Национален енергиен баланс на Република България за периода 2001-2014 г.
- Списък Проекти от „общ интерес“, Интернет страницата на Европейска комисия, Дирекция енергетика, (www.ec.europa.eu)
- Втори доклад за състоянието на енергийния съюз - Second Report on the State of the Energy Union
- Доклад на Световната банка, Economic Consulting Associates Ltd (ECA) и Infracore Consult Ltd „Bulgaria: Options to Improve Security of Gas Supply“
- Публична информация, свързана с развитието на газовия пазар в региона, публикувана на интернет страниците на следните компании:
 - Gazprom (www.gazprom.com)
 - DESFA S.A. (www.desfa.gr)
 - DEPA, S.A. (www.depa.gr)
 - Gastrade (www.gastrade.gr)
 - JP Srbijagas (www.srbijagas.com)
 - ГАМА АД (www.gama.com.mk)
 - ICGB AD (www.icgb.bg)
 - ITGI (www.edison.it)
 - TAP (www.trans-adriatic-pipeline.com)
 - Shah Deniz (www.bp.com)
 - ANRE - National Energy Regulatory Authority (www.anre.ro)
 - Transgaz S.A. (www.transgaz.ro)
 - Romgaz (www.romgaz.ro)
 - CEPA - Romania's Energy Crossroads – March 2016 – (www.cepa.org)
 - SOCAR – (www.socar.az)
 - BOTAS (www.botas.gov.tr)
 - Ministry of Foreign Affairs - Turkey's Energy Profile and Strategy (www.mfa.gov.tr)



- World bank (www.worldbank.org)
- ENTSOG (www.entsog.eu)
- Информация, свързана добива на природен газ в България, интернет страницата на Petroceltic International Plc (бившата „Мелроуз Рисорсиз“), (www.petroceltic.com)
- Бизнес програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017 – 2021 г., одобрена с Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД №181/16.12.2016 г. и Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 50/22.12.2016 г.
- Регионален Инвестиционен План „Централна и Източна Европа“ 2014-2023 г.
- Регионален Инвестиционен План „Южен коридор“ 2014-2023 г
- Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ENTSOG 2017-2026 г.
- GIE – Gas Infrastructure Europe
- IEA - International Energy Agency
- IGU – International Gas Union, Working committee 2 - UGS
- EIA – U.S Energy Information Administration
- IENE – Institute of Energy for South – East Europe
- BP Statistical Review of World Energy 2016
- Turkish Policy Quarterly – 2015
- Platts
- Gas in Focus 2015 /2016
- Eustream – Presentation – 21 st Annual BBSPA Conference – April 2015 Wien
- DEPA – Presentation – CEER Workshop – 12 September 2016 – Athens
- European Commission - Balkan Gas Hub Concept and its role in the EU's Internal Energy Market – 5 September 2016 – Varna
- Информация от други вътрешно - фирмени документи и кореспонденция със заинтересовани страни

ВЪВЕДЕНИЕ

Десетгодишният план за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработен за периода 2017 – 2026 г. и очертава визията за развитие на Дружеството в качеството му на независим газов оператор. Тя кореспондира с основните европейски, регионални и национални приоритети, а именно повишаване сигурността на доставките на природен газ, осигуряване на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка и трайно установяване на стабилен, либерализиран и взаимосвързан газов пазар, както и с представения през м. февруари 2016 г. от ЕК „зимен пакет от мерки за обезпечаване на енергийната сигурност на ЕС“.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017 – 2026 г. са насочени към подобряване и усъвършенстване на съществуващата основна и спомагателна газопреносна инфраструктура и прилежащите ѝ съоръжения, нейната модернизация, рехабилитация и разширение, развитието на междусистемната свързаност и разширението на капацитета за съхранение. С тяхното изпълнение България има потенциал да се превърне в значим регионален газов разпределителен център (газов хъб).

Основната цел на Плана е да даде максимална прозрачност за бъдещите перспективи за развитие на газопреносните мрежи и съоръженията за съхранение на природен газ на Дружеството. В него са посочени и анализирани тенденциите и факторите, обуславящи необходимостта от планираните инвестиции, както и времето им разпределение. По този начин всички участници на пазара ще бъдат информирани, което ще подпомогне взимането на дългосрочни инвестиционни решения.

Реализацията на инвестиционната стратегия, представена в настоящия План, ще осигури възможност за повишаване използването на природен газ в страната със съответните икономически, социални и екологични ползи, както и разнообразяване на източниците и маршрутите за доставка на газ. Тя ще способства също така за осигуряване на конкурентен пазар на природен газ и съответно по-голям избор за участниците в него, включително ценови. С оглед осъществяване на пълна прозрачност и баланс между интересите на преносните оператори и пазарните субекти Десетгодишният план е обект на иницирана от „Булгартрансгаз“ ЕАД публична консултация, на база на която в Плана могат да бъдат отчетени и синхронизирани взаимовръзките между проектите на Дружеството и плановете за развитие на заинтересованите страни. Всички мотивирани предложения ще бъдат разгледани и взети предвид.

Десетгодишните планове за развитие на мрежата се изготвят от газопреносните оператори на територията на Европейския съюз в изпълнение на чл. 22 от Директива (ЕО) 2009/73. Българският газопреносен оператор разработва Плана и в изпълнение на чл. 81 г., ал. 1 от Закона за енергетика (ЗЕ), обнародван в ДВ, бр. 54 от 17.07.2012 г., в сила от 17.07.2012 г.

Националните Десетгодишни планове за развитие на мрежата служат за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общността план за развитие на мрежата в ЕС, който се изготвя от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG).

ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД

„Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, регистрирано на 15.01.2007 г. с решение на Софийски градски съд. Собственик на 100 % от акциите му е „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, с принципал Министерство на енергетиката (МЕ).

С решение на Комисията за енергийно и водно регулиране „Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифициран като независим преносен оператор на газопреносната система на България, в съответствие с изискванията на Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ, Регламент (ЕО) №715/2009 относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и Глава осем „а“ от Закона за енергетиката. Решението е прието в съответствие с постъпилото становище на Европейската комисия от 22.04.2015 г.

С приетото от КЕВР решение се доказва, че „Булгартрансгаз“ ЕАД отговаря на критериите за сертифициране и са изпълнени изискванията за независимост, а именно:

- Управителният съвет на Независимия преносен оператор е компетентният орган, който взема решенията, свързани с текущите дейности на оператора, управлението на мрежата и дейностите, необходими за изготвяне на Десетгодишния план за развитие на мрежата;
- независимият преносен оператор има право да взема независими решения по отношение на активи, необходими за функционирането, поддръжката и развитието на преносната мрежа, както и по отношение на управлението на газовите режими;
- изискванията за професионална независимост на членовете на управителния орган и на членовете на надзорния орган на „Булгартрансгаз“ ЕАД са изпълнени;
- „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с всички човешки, технически, физически и финансови ресурси, необходими за изпълнение на задълженията за извършване на дейността по пренос на природен газ;
- има собствена идентичност, самостоятелни системи и оборудване за информационни технологии, самостоятелни помещения и системи за сигурност по отношение на достъпа до тях, както и различни външни изпълнители или външни консултанти за тези системи по отношение на достъпа до тях;
- при осъществяване на дейността си, независимият преносен оператор предоставя услуги, които са недискриминационни между различните ползватели на мрежата и не ограничава, не нарушава и не възпрепятства конкуренцията в производството или доставките.

В изпълнение на изискванията на Закона за енергетиката и Директива 2009/73 (ЕО), от м. март 2013 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД се ръководи от двустепенна организационно – управленска структура: Надзорен съвет и Управителен съвет.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ. Компанията е собственик и оператор на националната газопреносна мрежа (НГПМ), газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП) и на Подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“).

Дружеството притежава следните лицензии, издадени от ДКЕВР:

За пренос на природен газ: Лицензии № Л-214-06 и № Л-214-09 от 29.11.2006 г.

За съхранение на природен газ: Лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г.

Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и

подзаконовите нормативни актове, които следват европейското законодателство в тази област.

„Булгартрансгаз“ ЕАД има ключова роля и отговаря за единното управление, надеждното функциониране и ефективното използване на газопреносната система, в т.ч. газопроводите, компресорните станции, ПГХ „Чирен“, за развитието на мрежите в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газовия сектор, за преноса на природен газ при спазване на изискванията за качество и отчитането му, за развитието на мрежите в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването, за поддържането, експлоатацията, управлението и развитието на Подземно газово хранилище „Чирен“, за равнопоставеността на потребителите при преноса и съхранението на природен газ. Отделно от това в Дружеството се извършва инженерингова, инвестиционна и сервизна дейност.

В организационната структурата на Дружеството има Централно управление, четири експлоатационни района - Северозападен експлоатационен район „Ботевград“, Североизточен експлоатационен район „Вълчи дол“, Югоизточен експлоатационен район „Стара Загора“, Югозападен експлоатационен район „Ихтиман“, които отговарят за оперативното управление и поддръжката на мрежата на съответната територия, както и ПГХ „Чирен“ и „Ремонтна база Ботевград“:



От своето създаване, „Булгартрансгаз“ ЕАД се стреми непрекъснато да подобрява качеството на предлаганите услуги и да осигурява добавена стойност за развитието на газовия пазар в България, което е неразделна част от фирмената политика. Резултат от устойчивия бизнес модел са много добрите финансови резултати на Дружеството, които са с тенденция да се запазят в бъдеще и позволяват осигуряване инвестиции, които да бъдат вложени в надеждността и развитието на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ.

Дружеството следва политика на прозрачност, недискриминационност и социално - отговорно поведение. Работи за гарантиране на условия на сигурност и устойчиво развитие на пазара на природен газ в страната и региона. Като част от общоевропейската газова мрежа, „Булгартрансгаз“ ЕАД се ръководи от изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, европейското и българското законодателство.

ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



Компресорна станция „Странджа“

Газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД на територията на Република България се състои от национална газопреносна мрежа, осигуряваща природен газ за основната част от потребителите му в България, газопреносна мрежа за транзитен пренос, осъществяваща предимно пренос на природен газ за Турция, Гърция и Македония с обща дължина на газовата инфраструктура 2 765 км и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), което е пряко свързано с националната газопреносна мрежа.

Националната газопреносна мрежа (НГПМ), газопреносна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея, е изградена от приблизително 1 835 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане, три компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ с обща инсталирана мощност от 49 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. Техническият ѝ капацитет за пренос възлиза на 7,4 млрд. м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

Газопреносната мрежа за транзитен пренос (ГМТП), газопреносна мрежа с основно предназначение за транзитен пренос на природен газ, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България, се състои от 930 км газопроводи и шест компресорни станции – КС „Кардам-2“, КС „Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, с обща инсталирана мощност от 270 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения. През нея основно се транспортират основно количества природен газ от входна точка на българо-румънска граница до изходните точки към Турция, Гърция и Македония. Техническият ѝ

капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 17,8 млрд. м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

„Булгартрансгаз“ ЕАД изгради и от 10.01.2014 г. въведе в търговска експлоатация реверсивна станция за измерване на количествата природен газ между транзитната и националната газопреносни мрежи ГИС Ихтиман, с помощта на която Операторът може да пренася количества природен газ до ползвателите на двете мрежи.

Подземното газохранилище „Чирен“ е изградено в землището на с. Чирен на база вече изчерпаното едноименно газово - кондензатно находище. Оборудвано е със специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. ПГХ „Чирен“ разполага с 23 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с обща инсталирана мощност от 10 MW Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 млн.м³ природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовите налягания и други фактори, е от 0,5 млн. м³/д. (минимално) до 3.4 млн. м³/д. максимално за добив, а при аварийен добив максималния капацитет е до 4,2 млн. м³/д. при следните условия – аварийна ситуация, пълно газово хранилище и за кратък период от време (максимално до 30 дни), и от 0,5 млн. м³/д. (минимално) до 3,16 млн. м³/д. (максимално) за нагнетяване.

Основните входни и изходни точки от газопреносната система на Дружеството са:

Входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 1/ Кардам – връзка между националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), намираща се на българо-румънската граница в района на Негру Вода/ Кардам;

Входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 2, 3/ Кардам – връзка между газопреносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), на българо-румънската граница в района на Негру Вода/ Кардам;

Входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Кулата/ Сидирокастро – връзка между газопреносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от DESFA S.A. (Гърция), намираща се на българо-гръцката граница в района на Кулата/ Промахонас;

Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа/ Малкочлар – изходна, връзка между газопреносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от BOTAS (Турция), намираща се на българо-турската граница в района на с. Странджа, община Болярово.

Точка на междусистемно свързване (IP) Гюешево/ Жидилово – изходна, връзка между газопреносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от ГА-МА (Македония), намираща се на българо-македонската граница в района на с. Гюешево, община Кюстендил.

Входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Русе/ Гюргево – връзка между националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), на българо-румънската граница в района на Русе/ Гюргево (предстои изграждане на частта от газопровода под р. Дунав)

Входно-изходна точка ГИС Ихтиман – реверсивна измервателна станция, връзка на газопреносната мрежа за транзитен пренос и националната газопреносна мрежа,

позволяваща търговското измерване на количествата трансферирани между двете мрежи;

ГИС Провадия – входна точка от местен добив на националната газопреносна мрежа;

ГИС Долни Дъбник – входна точка от местен добив на националната газопреносна мрежа;

Входно-изходна точка ГИС Чирен - връзка между националната газопреносна мрежа и ПГХ „Чирен“.



Компресорна станция „Ихтиман“

1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ

1.1. Общ преглед на пазара

Дейностите по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД са регулирани и се извършват в съответствие с издадените от КЕВР лицензии. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, които стриктно се придържат към европейското законодателство в областта.

Потреблението на природен газ в България през 2016 г. е 3,068 млрд. м³, което бележи увеличение от 3,6% спрямо потреблението през 2015 г. (2,961 млрд. м³). Ръстът на потреблението е резултат от повишения износ от страна на промишлеността, както и понижаването на цените на природния газ, резултат от ниските цени на нефта и нефтопродуктите, които са основен ценообразуващ елемент в дългосрочните търговски договори с Руската Федерация.

По данни от Общия енергиен баланс на НСИ, делът на природния газ в крайното енергийно потребление (КЕП) е 14,4% за 2015 г., с което бележи ръст с около 1,2% спрямо 2014 г. (13,2%). Основни потребители на природен газ са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, както и операторите на газоразпределителни мрежи в качеството си на крайни снабдители.

Енергийната зависимост на България през 2016 г. по отношение доставките на

природния газ е много висока – 97,7%. През 2017 г. по прогнозни данни зависимостта от внос ще продължи да бъде в границите 97-98%.

В Република България досега няма открити значими находища на природен газ и потреблението на газ в страната се осигурява главно чрез внос от един основен източник - Руската Федерация. Природният газ достига до България основно по маршрута през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния.

Считано от 1 юли 2016 г., в резултат от сключването на Споразумение за междусистемна свързаност с DESFA S.A. за IP Кулата/ Сидирокастро, бе осигурена алтернативна възможност и беше осъществен в незначителни количества внос на газ в страната през IP Кулата/ Сидирокастро чрез реверсивни (виртуални) доставки на газ на търговска база (т.н. услуга backhaul). Общият капацитет за внос на газ от Гърция към момента е 3 млн. м³/д на прекъсваема база. Осигурена е и възможност за износ на газ, незначителен обем от който беше реализиран.

Считано от газова година 2017/2018, започваща на 1 октомври 2017 г., е осигурена възможност и за доставки на газ от Гърция на база твърд капацитет в размер на 1 млн. м³/д.

През 2016 г. количествата по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	Количество, млн.м ³	Относителен дял
1	Природен газ от внос	2 997	97,7%
2	Местен добив	72	2,3%
	ОБЩО	3 069	100%

Капацитетът за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ и местният добив са основните алтернативи по отношение на сигурността на доставките при прекъсване на вноса от основната входна точка Негру вода 1/Кардам, както и за посрещане на сезонната неравномерност в потреблението и покриване на зимните пикове, като капацитетът за съхранение е недостатъчен за цялостно гарантиране на сигурността на доставките при прекъсване на вноса (основния газов поток) на дневна база.

Тези фактори обуславят недостатъчна степен на либерализация и ликвидност на националния газов пазар и риск по отношение сигурността на доставките.

Основни участници на пазара на природен газ в България са:

- „Булгартрансгаз“ ЕАД - комбиниран газов оператор, отговорен за осъществяване на дейностите пренос и съхранение на природен газ;
- Газоразпределителни дружества – съвместявайки дейността обществено снабдяване с дейността разпределение на природен газ доставят природен газ до крайни потребители присъединени към техните мрежи. Техен ангажимент е изграждането и развитието на газоразпределителните мрежи, в съответствие с одобрени от КЕВР дългосрочни бизнес планове и условия;
- „Булгаргаз“ ЕАД - обществен доставчик на природен газ в България отговорен за осигуряването на доставката на природен газ при цени и условия одобрени от КЕВР;
- Търговци на природен газ - сключват сделки за доставка на природен газ с обществения доставчик, крайните снабдители, потребители, други

търговци на природен газ, добивни предприятия, предприятия за съхранение на природен газ и с комбинирания оператор;

- Небитови клиенти на природен газ, присъединени към газопреносни мрежи;
- Битови и небитови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителни мрежи.

Основни клиенти на Дружеството, използващи услугата пренос на природен газ, са общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, „Овергаз Инк.“ АД, като пренос осъществяват и няколко търговци на природен газ, ползватели на газопреносната мрежа, в т.ч. от/към Гърция. Ползватели на мрежата са и компании, които пренасят газ за собствените си присъединени обекти, най-големият от които е „Агрополихим“ АД.

По силата на дългосрочен договор, ООО „Газпром экспорт“ е резервирал значителна част от капацитета на транзитната газопреносна мрежа, като използва услугата пренос на природен газ през територията на България от входната точка на границата с Румъния до изходните точки на границите с Турция, Гърция и Македония.

Водещ клиент, използващ услугата съхранение на природен газ, е „Булгаргаз“ ЕАД като природен газ е съхранен през 2016 г. и за търговци на природен газ. ООО „Газпром экспорт“ е с най-голям обем природен газ, пренесен през територията на България за съседни държави, като пренос е осъществен и от частни търговци от/към Гърция.

Деятелностите по разпределение и снабдяване с природен газ на клиенти, присъединени към разпределителните мрежи, се извършват от регионални и локални газоразпределителни компании – предимно частни, работещи в условията на лицензионен режим и ценова регулация. С най-голям пазарен дял са „Овергаз Мрежи“ АД, „Аресгаз“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и др. Клиенти на газоразпределителните дружества са основно домакинства, обществено-административни потребители и малки и средни търговски и промишлени потребители.

Към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени добивните предприятия и две основни групи присъединени клиенти – газоразпределителни дружества и небитови потребители.

Делът на битовото газоснабдяване в страната все още се запазва твърде малък, в сравнение със страните от ЕС, но се очаква тренд на увеличение в следващите години. Темп на нарастване се отчита и при потреблението на компресиран природен газ.

Местният добив на природен газ в страната в периода 2000-2004 г. е символичен (под 1%) и е основно от находища на компанията „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. От 2004 г. „Петрокелик България“ (предишна „Мелроуз рисорсис“) започва местен добив на природен газ, първоначално от находище „Галата“, а след това и от новооткритите находища „Калиакра“ и „Каварна“, за които „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя достъп до националната газопреносна мрежа във входна точка ГИС Галата. В резултат на постепенното разработване и експлоатиране на находището, местният добив нараства значително и достига своя пик през 2011 г. – 443 млн. м³ или 14% от националното потребление. За сравнение през 2010 г. е едва 74 млн. м³ или 3% от националното потребление за същата година. От 2012 г. започва постепенно намаляване на добитите количества. Към момента добивът от концесии в страната е с ограничен ресурс, покриващ до около 2-3% от годишното потребление. Последните сеизмични изследвания на нови акватории в блок Галата показват 23% вероятност за наличието на нови ресурси от 3,5 млрд. м³ газ.

В страната има и множество издадени концесии за търсене на природен газ, като най-

добре проученото, с възможности за реален добив в следващите няколко години е газокондензатно находище „Койнаре“ на „Дайрект Петролеум“ (придобита от компанията Trans Atlantic), блок „А-Ловеч“.

1.2. Пазарен потенциал и перспективи за развитие

„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на добре развита газова инфраструктура, част от единната общоевропейската газова мрежа. Дружеството работи в условия на динамично променящ се световен и респективно европейски енергиен пазар.

Очаква се в близките години броят на входните точки, през които постъпва газ в газопреносната мрежа да се увеличи значително, във връзка с развитието на проектите за междусистемни връзки с Гърция, Турция, Сърбия и въведената в експлоатация в края на 2016 г. нова връзка с Румъния. Те ще осигурят възможност за доставки на природен газ от различни източници, което от своя страна ще допринесе за засилване на конкуренцията и ще окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ. Новите газови връзки значително ще увеличат входния капацитет към България от Гърция и Турция и ще осигурят възможност за достъп до и доставки на газ и от ВПГ терминалите.

На национално и корпоративно ниво приоритет е реализирането на Газов хъб „Балкан“, който има потенциала да свързва всички основни газопроводни проекти на Югоизточна Европа и да гарантира на европейските потребители прозрачен и недискриминационен достъп до широк кръг от източници на доставка. Идеиният проект е подкрепен от Европейската комисия.

В региона се разглеждат и следните други идейни газови проекти, които биха оказали влияние върху развитието на пазара, повишаване на диверсификацията и сигурността на газовите доставки и респективно върху развитието на инфраструктурата: проектът за реализиране на двупосочни доставки на природен газ през териториите на Словакия, Румъния, България, Унгария, Чехия и Австрия – „Eastring“; проекти от Южния газов коридор и др.

Във връзка със засилените работи по проучване на местни залежи от природен газ и предоставени концесии за разработка на находищата на територията на страната (както сухоземни, така и в шелфа на Черно море – Блок „Хан Аспарух“ и Блок „Силистар“ – през м. февруари 2016 г. бе подписан договор с компанията Shell за търсене и проучване на нефт и газ за срок от 5 години) очакванията са в следващите 10-15 години делът на местния добив да се повиши, в т.ч. и след доказването на ресурсите в блок „А-Ловеч“ – Койнаре, участък Девенци, чрез прокарване на сондажи и провеждане на изпитния в тях, както и след доказване на потенциала на блок „Галата“, отново чрез провеждане на изпитания в сондажите (новопрокарани и стари).

Към момента ПГХ „Чирен“ се разглежда предимно като хранилище с местно значение и като основен инструмент за гарантиране сигурността на доставките, но в по-дългосрочен времеви хоризонт перспективите са неговото превръщане в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване ползите за потребителите на природен газ в интегрирания и взаимосвързан регионален пазар. Развитието на планираните междусистемни връзки с Турция, Гърция и Сърбия ще повиши пазарната интеграция в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен“ да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопреносните системи. В тази връзка в ход е проект за неговото разширение, който се явява първа стъпка от концепцията за

разширение на капацитета за съхранение в региона и е определен като „проект от общ интерес“. През 2016 г. се прокара и въведе в експлоатация нов наклонено – насочен експлоатационен сондаж Е-72, с което бе поставено началото на процеса на модернизация и разширение на ПГХ „Чирен“. През 2016 г. беше прокаран още един нов наклонено – насочен експлоатационен сондаж Е-73, чието въвеждане в експлоатация се очаква да се състои през 2017 г.

За осъществяване на цялостния проект за разширение на ПГХ „Чирен“ е планирано да бъдат прокарани още 10 експлоатационни сондажа, включително да бъдат подменени част от надземните съоръжения. По този начин обемът на активния газ в газохранилището се предвижда да нарасне от 550 млн. м³ до 1 млрд. м³ газ. Наред с това ще бъде увеличен и дневният добив до 8 - 10 млн. м³/д.

Въпреки относително ниския дял в крайното енергийно потребление, газът е значим природен ресурс с потенциал за увеличаване на дела му в общото енергийно потребление на страната през следващите години. Делът на битовото газоснабдяване в страната все още е нисък, в сравнение с други газови пазари, но е с непрекъснат тренд на увеличение. Насърчаването на газификацията чрез разширяване на газопреносната мрежа до нови региони и осигуряване на достъп до природен газ на нови общини, разпределителни дружества и нови небитови потребители, е приоритет в Енергийната стратегия на Р. България, респективно в дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура и с изпълнението на планираните нови проекти, които са в ход, има потенциал да се превърне във важен фактор за постигане на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за региона.

Описаните перспективи са в основата на целите и инвестиционните планове на „Булгартрансгаз“ ЕАД и намират отражение в цялостната корпоративна политика.

2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА

Развитието на пазара на природен газ в региона е свързано с очаквания за ръст на консумацията на природен газ в съседните на България страни, основаващо се 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 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.

Отделно от това предимствата на природния газ (икономически, технологични и екологични) доведоха до сравнително бързо нарастване на потреблението му през последните тридесет години в световен мащаб. Това е залегнало в стратегия „Европа 2020“, като са набелязани и основните цели 20:20:20 на ЕС по отношение на климата и енергетиката, в основата, на които е водене на политика за насърчаване преминаването към малко отпадни и безотпадни технологии и в частност замаяната на енергийната база в голямата част от промишлените предприятия и тези в химическата индустрия в посока на използване на по-екологични горива, какъвто несъмнено е и природният газ. Нарастващата нужда от устойчиво развитие на транспортния отрасъл, също акцентира върху използването на метана като алтернативно гориво. Това изисква ускорено изграждане на компресорни станции на територията на паневропейските

транспортни коридори. Посочените мерки ще допринесат за преодоляване на последиците от замърсяване на атмосферния въздух, посредством намаляване емисиите на въглеродни и азотни окиси.

Прегледът на пазарите на природен газ в съседните страни очертава основните тенденции за развитие на регионалния газов пазар:

2.1 Гърция

Понастоящем страната ни има една точка на междусистемно свързване (IP) с Гърция - Кулата/ Сидирокастро. Тази връзка служи основно за входна точка, посредством която Гърция получава природен газ, а по време на кризата през януари 2009 г. бе осъществен и физически реверсивен пренос в посока към България. В резултат на сключеното през м. юни 2016 г. между „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA S.A. Споразумение за междусистемна свързаност за IP Кулата/ Сидирокастро и Протокол към дългосрочния договор за транзитен пренос с ООО „Газпром экспорт“, от 1 юли 2016 г. е осигурена алтернативна възможност за внос на газ в страната чрез реверсивни доставки на търговска база, т.нар. backhaul и реверсивен пренос в обратна посока чрез реверсивната свързаност на модернизираната КС Петрич.

Потреблението на природен газ в Гърция се е увеличило повече от два пъти през последното десетилетие, за да достигне до нива над 4 млрд. м³/г. за периода 2011 - 2012 г. През 2015 г. консумацията възлиза на 3.8 млрд. м³/г., като все още значителен дял запазва производството на електроенергия 58%.

Потреблението се покрива от внос от източници на ВПГ в местни терминали – 13%; от газопроводната връзка с Турция - 21% и от газопроводната връзка с България с източник на доставка Руската Федерация – 66%.

Съгласно прогнозите за търсенето на природен газ в Гърция, публикувани в Регионален Инвестиционен План „Южен коридор“ 2014 - 2023 г., се предвижда да бъдат достигнати нива до около 5,5 млрд. м³/г. към 2021 г.

Гръцката компания DEPA има три дългосрочни договора с чужди компании за доставка на природен газ - с руската ООО „Газпром экспорт“ - до 3 млрд. м³/г. със срок до 2026 г., алжирската „Sonatrach“ (LNG) - до 0.68 млрд. м³/г. със срок до 2021 г. и турската „BOTAS“ - до 0.75 млрд. м³/г. със срок до 2021 г., като общият обем за доставка по тези договори не надвишава 4,5 млрд. м³/г. Към момента над 90% от вноса на природен газ в страната се осъществява по дългосрочни договори. Освен със „Sonatrach“, DEPA S.A. има сключен договор и с италианската петролна и газова компания ENI за извънредни доставки на газ, в случаи на криза или форсмажорни обстоятелства. През миналата година DEPA S.A. обяви плановете си за разширяване на газоразпределителната мрежа в страната, за да отговори на непрекъснато нарастващия брой битови клиенти в периода до 2018 г.

За осигуряване нуждите си от природен газ, при растящо вътрешно потребление, Гърция има възможност да ползва различни източници за доставка, включително изградения терминал за втечен природен газ в Revithoussa с годишен капацитет 5 млрд. м³, който все още е частично използван и има резерв за увеличаване на количествата за съхранение и подаване на газ. Планирано е и неговото разширение до 7 млрд. м³ през 2016/2017 г.

Обявеният от гръцката компания Gastrade проект за изграждане на нов LNG терминал в Егейско море – Alexandroupolis се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на DESFA S.A. и е класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“. През м. февруари 2017 г. една от големите международни флотилии -

притежаващи танкери за транспортиране на втечен природен газ – Gas Log Ltd., придоби 20% от Gastrade и изрази намерение за инвестиции в проекта. Към строежа на този LNG-терминал интерес са проявили DEPA S.A., американската Cheniere Energy и България, която чрез „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД проучва възможността да придобие до 25% от проекта, но изчаква резултатите от предпроектното проучване, отнасящи се до техническите и финансови параметри на съоръжението. Терминалът е с проектен годишен капацитет 6.1 млрд. м³ и капацитет за съхранение 170 хил. м³. Тези количества природен газ ще балансират нуждите не само на местния пазар, но и на българския, румънския, македонския, сръбския и унгарския. Проектът се разглежда на фона на изграждащите се българо-гръцката газова връзка и Трансадриатическия газопровод. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като САЩ, Алжир, Катар и др., и евентуално Кипър и Израел в бъдеще.

Очаква се окончателното инвестиционно решение да бъде взето до края на 2017 г., а терминалът да бъде въведен в търговска експлоатация през 2019 г.

Другият проект Aegean LNG в района на Кавала, предложен от DEPA S.A., остана на ниво идеен и не получи подкрепа за финансиране от ЕК.

През м. май 2010 г. Гърция подписа необвързващ Меморандум за разбирателство с Катар за внос на ВПГ, който включва планове за внос на ВПГ от Катар и изграждането на терминал за ВПГ на стойност 3,5 милиарда евро, с капацитет 7 млрд. м³/г. в западна Гърция.

В рамките на тази година предстои да бъде обявена и нова процедура за приватизацията на гръцкия газопреносен оператор DESFA S.A., след неуспеха на сделката с азербайджанската държавна петролна компания SOCAR през 2016 г. Интерес към придобиване на процентен дял имат холандската газова компания Gasunie, белгийската Fluxys и румънската „TRANSGAZ“ S.A. Участието на SOCAR и италианската Snam към момента не е потвърдено. Намеренията са приватизацията да приключи до края на 2017 г.

Част от Южния газов коридор, свързващ Турция – Гърция – Италия, е проектът ITGI Poseidon с капацитет 15 млрд. м³/г. Реализирането на този проект ще даде възможност на Италия и Европейските страни за доставка на природен газ от Каспийско море или Близкия изток. Проектът се състои от следните газопроводни участъци:

Турска газопреносна мрежа - предстои да бъде модернизирана, за да осигури възможност за транзитиране на количествата природен газ предназначени за Италия и Гърция.

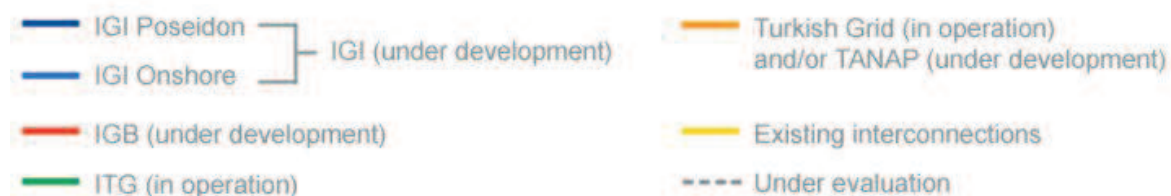
IGB – междусистемна газова връзка Гърция-България - При подписването на окончателното инвестиционно решение ще бъде предвидена възможност капацитетът на интерконектора с Гърция да се увеличи от първоначалните 3 млрд. м³/г. до 5.5 млрд м³/г. и да достигне на следващ етап до 10 млрд. м³/г., при доказан икономически интерес от страна на компаниите. При първата фаза на пазарния тест на „ICGB“ (съвместното инвестиционно дружество с акционерно участие „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД - 50% и „IGI Poseidon“ S.A. - 50%), постъпиха девет необвързващи оферти за общо около 4.3 млрд. м³/г. за пренос на природен газ от Гърция към България и приблизително 1 млрд. м³/г. за твърд реверсивен пренос в посока от България към Гърция. Сред компаниите подали заявки са български частни газоразпределителни дружества, румънската OMV Petrom, азербайджанската петролна компания SOCAR (която участва в разработването на „Шах Дениз II“) и др. От обявения във втората фаза капацитет 2.7 млрд. м³/г., с подадени обвързващи оферти от пет компании е резервиран 1.57 млрд. м³/г. Съгласно процедурата, пазарният тест ще

приключи с подписването на споразумения за предварително резервиране на капацитет от участниците, които са предоставили оферти, след одобрение на съответното разпределение от националните регулаторни органи на Гърция и България. Междусистемната газова връзка Гърция – България е обявена от Европейската комисия за проект от „общ интерес“ на ЕС. Строителството ще започне в началото на 2018 г. и ще свърже газовият коридор Север-Юг с Южния газова коридор, не по-рано от края на 2019 г.

ITG - междусистемната газова връзка Турция - Гърция, която е в експлоатация от ноември 2007 г., с капацитет за транспортиране на около 11.5 млрд. м³/г.

IGI - междусистемна газова връзка Гърция - Италия - проект за наземната част на газопровода, с възможност за доставка на около 12 млрд. м³/г., който ще бъде реализиран от DESFA.

IGI Poseidon - офшорната секция на ITGI през Йонийско море, за свързване на газопреносните системи на Гърция и Италия, в който Edison и DEPA S.A. са равностойни партньори. На 24.02.2016 г. в Рим между „Газпром“, DEPA S.A. и Edison SpA бе подписан Меморандум за разбирателство в областта на доставките на природен газ през Черно море от Русия през трети страни до Гърция и от Гърция до Италия по южния маршрут, за доставка на руски газ за Европа. Споразумението отразява интересите на страните в маршрута, като те се ангажират в най-голяма степен да се възползват от работата извършена от Edison и DEPA S.A., в рамките на проекта ITGI Poseidon.



Газова инфраструктура на ITGI, Източник Edison

Бъдещето на ITGI остана неясно, след инвестиционното решение за избор на проекта - Трансадриатически газопровод (TAP).

TAP е продължението на TANAP в западно направление. Газопроводът ще бъде присъединен към TANAP на турско-гръцката граница и ще преминава през Гърция, Албания, Адриатическо море и в крайната си точка ще достигне до южната част на Италия. Съгласно първоначално обявеното по него ще се пренасят 10 млрд. м³ газ. Акционери в проекта са BP (20%), SOCAR (20%), Snam S.p.A. (20%), Fluxys (19%),

Enagás (16%) и Ахро (5%). През м. март 2016 г. ЕК подкрепи изграждането на ТАР и потвърди, че Трансадриатическият газопровод отговаря на всички правила за свободна конкуренция в ЕС и значително ще подобри енергийната сигурност. От страна на „Газпром“ има заявен интерес, относно възможностите за използване на пазарния потенциал за доставка на руски газ за Европа чрез ТАР или чрез проекта за газопровод ITGI Poseidon. Планирано е първите обеми природен газ да бъдат транспортирани най-рано в края на 2019 г.

Разработени са планове за разклонение на ТАР в северозападно направление – Йонийско-Адриатически Газопровод (IAP), чрез който ще се доставя газ за Албания, Черна гора, Южна Хърватия и Босна и Херцеговина, за което консорциумът ТАР има подписан Меморандум за взаимно разбирателство и сътрудничество с газопреносните оператори на съответните държави (BH-gas, Plinacro и Geoplin Plinovodi), както и с енергийните министерства на Албания и Черна гора. Допълнителна подкрепа на политическо ниво за изграждането на отклонението ТАР-IAP датира от м. май 2013 г., когато правителствата на Албания, Босна и Херцеговина, Хърватия и Черна гора подписаха Меморандум за разбирателство в подкрепа на двата газопровода. За изграждането на IAP през м. август 2016 г. страните подписаха Меморандум за разбирателство с азербайджанската държавна петролна и газова компания SOCAR. През м. февруари 2017 г. Черна гора и Албания получиха съвместен грант в размер на 2,5 млн. евро от Инвестиционната рамка за западните Балкани (WBIF) за концептуален дизайн на проекта. Изпълнението на IAP е планирано да започне през второто тримесечие на годината.

Ключови за доставките на природен газ от находището „Шах Дениз II“ са както съществуващият газопровод между България и Гърция, който от 1 януари 2014 г., в изпълнение на изискванията на Регламент (ЕО) 994/2010, осигурява възможност (твърд капацитет) за пренос на газ в посока България, така и бъдещият интерконектор България-Гърция (IGB), предвид намеренията за свързване между ТАР и IGB в близост до гр. Комотини, Гърция. През 2013 г. общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД и консорциумът „Шах Дениз“ сключиха предварителен договор за доставката на 1 млрд. м³/г. газ за срок от 25 години, като първите количества за страната ще постъпят най-рано в края на 2019 г. Клаузите на контракта се задействат след подписаното на 17.12.2013 г. окончателно инвестиционно решение за втората фаза от разработването на находището „Шах Дениз II“ в Каспийско море.



Планирана газопреносна инфраструктура за свързване на Европа с находище Шах Дениз II
Източник ВР

2.2 Турция

Потреблението на Турция през 2015 г. възлиза на 43.6 млрд. м³, като до 2020 г. се очаква да достигне до 59 млрд. м³. ВOTAS планира в следващите години да увеличи дневния капацитет на турската газопреносна система до над 350 млн.м³/д, от досегашните около 200 млн. м³/д.

Природният газ съставлява 37.8% от общото производство на електроенергия през 2015 г. в страната, използвано основно за захранване на електрогенераторни мощности и промишлени, и битовите потребители, всеки от тях с дял от над 20 % от потреблението. Очаква се търсенето да продължи да се увеличава в бъдеще, тъй като Турция планира разработването на повече газови електроцентрали. Домакинското и промишлено потребление също се очаква да нараснат, наред с изграждането на повече разпределителни газопроводи и разширяването на съществуващите разпределителни мрежи след приватизирането на разпределителните компании.

Турция добива малки количества природен газ, които покриват незначителна част от вътрешното потребление (около 1 % през 2015 г.). Страната внася природен газ основно от Руската Федерация по два маршрута – „Транс Балканския Газопровод“ и през газопровода „Син поток“. Въпреки това, обаче, делът на внасяния от Русия газ в последните години намалява, тъй като Турция диверсифицира снабдяването си с газ, внасяйки от Иран и Азербайджан, така също и чрез ВПГ предимно от Алжир и Нигерия.

ВOTAS има сключени следните дългосрочни договори за доставка на природен газ с:

Алжир (LNG) – 4.4 млрд. м³/г., със срок до м. октомври 2024 г.;

Нигерия (LNG) – 1.3 млрд. м³/г., със срок до м. октомври 2021 г.;

Иран – 9.6 млрд. м³/г., със срок до м. юли 2026 г.;

Руска Федерация (Черно море) – 16 млрд. м³/г., със срок до края на 2025 г.;

Руска Федерация (Западен маршрут) – 4 млрд. м³/г., със срок до края на 2021 г.;

Азербайджан (Фаза I) – 6.6 млрд. м³/г., със срок до м. април 2021 г.;

Азербайджан (Фаза II) – 6.0 млрд. м³/г., считано от 2018 г. със срок до 2033 г.;

Азербайджан – 0.15 млрд. м³/г., със срок до 2046 г.

През 2015 г. износът на природен газ от Русия към Турция достигна 55,3% от общия внос на природен газ в Турция (48,4 млрд. м³), от Иран (16.2%), Азербайджан (12,7 %), Алжир (8,1% през LNG), Нигерия (2,6% през LNG), от Spot пазар за втечен природен газ и други източници (5.1 %).

Съществуващата газова инфраструктура в страната е с трансграничен капацитет за внос от 53 млрд. м³/г. През 2015 г. внесените количества природен газ по газопроводи представляват 39.7 % и са разпределени както следва: 5.3 млрд. м³/г. от Азербайджан, 7.8 млрд. м³/г. от Иран, 15.2 млрд. м³/г. от „Син поток“, 11.4 млрд. м³/г. от Русия през България и около 7.5 млрд. м³/г. от ВПГ (от Алжир 3.8 млрд. , от Катар 1.7 млрд. м³/г. и от Нигерия 1.5 млрд м³/г. и др.). Турция е една от страните, получаващи втечен природен газ и от терминала на Cheniere Energy - Sabine Pass в Луизиана. Това би било достатъчно да покрие нивата на търсене до 2018 г.

За компенсирание на все по-голямото търсене на природен газ, Турция ще разчита на изграждането на Трансанадолския газопровод (TANAP), предвиждащ транспортирането на газ от азербайджанското находище „Шах Дениз II“ от грузинско-турската граница до западната граница на Турция (1850 km, DN 1200). Капацитетът на първия етап е 16 млрд. м³/г., от които 10 млрд. м³ ще бъдат транзитирани до европейските пазари, а за задоволяване на вътрешното потребление в Турция са договорени 6 млрд. м³ природен газ. Планирано е развитие на проекта чрез поетапно увеличение на капацитета съответно до 23 млрд. м³ г. до 2023 г., 31 млрд. м³/г. до 2026 г. и през последната фаза да достигне до 60 млрд. м³/г. Акционерното участие в TANAP е 58% - държавната петролна компания на Азербайджан (SOCAR), 30% - турската компания BOTAS и 12% - British Petroleum (BP). През м. януари 2016 г. консорциумът по осъществяване на проекта TANAP определи състава на съвместното предприятие, което ще изгражда участъка от турската провинция Ескишехир до границата с Гърция, а в края на 2016 г. Световната банка одобри отпускане на заем в размер на 800 млн. долара, като компаниите, които са ангажирани с изпълнението на проекта - азербайджанската Southern Gas Corridor (SGC) и турската BOTAS в началото на 2017 г. получиха съответно по 400 млн. долара за реализацията на TANAP.

Планирано е изграждането и въвеждането на газопровода в експлоатация през 2018 г.

След изявленията на политическо ниво от руска страна за спиране на проекта „Южен поток“, на 01 декември 2014 г. ОАО „Газпром“ и турската компания BOTAS сключиха Меморандум за разбирателство относно възможността за строителство на нов морски газопровод - „Турски поток“. През м. декември 2016 г. Турция и Русия подписаха закона за ратифициране на Споразумението за изграждане на газопровода „Турски поток“. През м. февруари 2017 г. Русия официално ратифицира Споразумението, като преди това то беше одобрено от Руския парламент и от Съвета на Федерацията. От турска страна са издадени всички необходими разрешителни и е изразена готовност за започване на работата по проекта. Газопроводът е с проектен капацитет 31.5 млрд. м³/г. Трасето ще преминава през акваторията на Черно море от Русия до приемен терминал на турския бряг и първоначално ще се състои от два газопровода, всеки един от тях с капацитет от 15,75 млрд. м³/г., за които компанията South Stream Transport B.V. (100% собственост на „Газпром“) има сключени договори за строителство с швейцарската Allseas Group. Предвиден е вариант морският участък от газопровода да бъде разширен до четири тръби и да достигне максималния планиран капацитет от 63 млрд. м³/г. Обсъждат се и варианти, отклонения от „Турски поток“ да бъдат изградени

към България и Гърция. Планирано е строителството на офшорната секция да започне до няколко месеца, а газопроводът да бъде въведен в експлоатация в края на 2019 г.

Наскоро Русия изрази готовност да преразгледа всеки проект и не изключи нито един маршрут, който ще е икономически изгоден за бъдещи доставки на природен газ до страните от ЕС.

В случай, че останалите планирани нови проекти бъдат реализирани (например нов газопровод от Ирак (10 млрд. м³/г.), проектите от Южния газов коридор и новия терминал за ВПГ на Южния бряг (10 млрд. м³/г.), Турция ще има съществена роля не само като транзитираща каспийски газ държава, но също и като страна доставчик и/или транспортър на допълнителни количества газ за съседните страни в Европа, поради благоприятното ѝ географско положение, тъй като се намира в непосредствена близост до над 70% от доказаните световни запаси на природен газ. При непрекъснато увеличаващо се потребление, в обозримо бъдеще Турция ще се нуждае от около 6.0-7.0 млрд. м³ активен газ, който да бъде съхраняван в подземни газови хранилища. В тази връзка страната от години изпълнява амбициозна програма по разширение на действащи газохранилища и изграждане на нови такива на своя територия. Наред с двата изградени и действащи LNG терминала (Marmara Ereğlisi с годишен капацитет след разширението до 8.2 млрд. м³ и дневен капацитет 18 млн. м³ и Aliiaga с годишен капацитет 6 млрд. м³ и дневен капацитет 16.5 млн. м³), съответно с капацитети на съхранение на газа - 172.2 и 156.8 млн. м³. Предвижда се дневният капацитет на Marmara Ereğlisi в следващите три години да достигне до 27 млн. м³. Към момента общият дневен капацитет на двата терминала възлиза на около 34.5 млн. м³ и ще се работи в посока да бъде значително увеличен до 43.5 млн. м³ в периода до 2019 г.

В края на 2016 г. Турция анонсира първия плаващ LNG регазификационен терминал - ETKİ (LNG), разположен в близост до Измир, разработван съвместно с френската компания ENGIE. Съоръжението е с планиран годишен капацитет 5 млрд. м³, дневен капацитет от 14 млн. м³ и възможност за съхранение на 143 млн. м³ газ. Очаква се да подпомогне доставките на втечен природен газ, главно през зимните месеци.

В страната работят и 2 газови хранилища – Sultanhanı (Aksaray) и Silivri (Marmara), съответно с капацитет 1.5 и 2.66 млрд. м³, като общият обем активен газ, който може да се съхранява в Турция към момента е около 4.5 млрд. м³. Освен това, Турция изгражда и 3 нови газови хранилища ПГХ „Tuz Golu 1“ в солни каверни – 960 млн. м³, ПГХ „Tuz Golu 2“ в солни каверни – 2.040 млрд. м³, ПГХ „Tarsus“ – 1 млрд. м³. Предвижда се първата фаза на ПГХ „Tuz Golu“ да бъде завършена до края на 2017 г., с капацитет 20 млн. м³/д., а след приключване на втората фаза през 2019 г. дневният капацитет ще достигне до 40 млн. м³.

Работи се по разширяването на газохранилище Silivri (Marmara) първоначално до 2.84, а в последствие до 4.3 млрд. м³. Стратегическият план на Министерството на енергетиката и природните ресурси на Р. Турция за периода 2015-2019 г. предвижда да се достигне съхраняем обем – 10% от еквивалента на годишната консумация на природен газ, който по предварителни разчети ще възлиза на около 5.6 млрд. м³ през 2019 г. След 2020 г., общият обем съхраняван газ в подземни газови хранилища, заедно с капацитетите на двата LNG - терминала, се очаква да достигне до около 8.0 млрд. м³. Програмата за развитие на хранилищата, която Турция изпълнява е във връзка и с обезпечаването на очакваните допълнителни газови потоци, които страната би могла да получи от Русия.

Основен консуматор на природен газ се явява северозападната част на Р. Турция. Към настоящия момент, основен проблем на газопреносната система на Турция е осигуряването на заявените количества природен газ за района на Истамбул. В

страната се отчита сезонна потребност на природния газ, като през зимния период се осигуряват допълнителни количества газ от балканското направление, което е в следствие на недостатъчния капацитет за съхранение.

В допълнение към горното, е налице допълнителен потенциал за разширение на междусистемната свързаност между България и Турция, за което е подписан Меморандум за разбирателство през м. март 2014 г. между Министерството на енергетиката на Р. България и Министерството на енергетиката и природните ресурси на Р. Турция. Икономически целесъобразният размер на допълнителния капацитет на ИТВ по предварителна оценка е в рамките на 3 млрд. м³/г. Реализацията на този проект би допринесла съществено за икономическия растеж на двете страни, тъй като Турция е важен транзитен център в преноса на газ от Каспийския регион, Средна Азия и Близкия Изток.

2.3 Румъния

Румъния се характеризира с добре развита газопреносна инфраструктура, висока степен на развитие на разпределителните мрежи и подземни съоръжения за съхранение на природен газ. Отличава се с газова промишленост с отдавна установени традиции, както и е налице значителен местен добив (над 85% от потреблението) и наличие на 8 газохранилища: Tirgu-Mures – с обем на активния газ 300 млн. м³., Nades-Prod-Seleus – 50 млн. м³, Sarmasel – 950 млн. м³, Cetatea de Balta – 100 млн. м³, Bilciuresti – 1.31 млрд. м³, Urziceni – 360 млн. м³, Ghercesti – 150 млн. м³ и Balanceanca – 50 млн. м³. Планирано е разширение на Tirgu-Mures Nades-Prod-Seleus. Румъния разполага с газохранилища с обем за съхранение на природен газ надвишаващ 3 млрд. м³ активен газ. Газохранилище Roman-Margineni е в проектна фаза.

През територията на Румъния преминават девет трансгранични газопровода – 5 с Украйна, 3 с България и 1 с Унгария, от които 6 представляват входни трансгранични точки, а 3 са изходни. Наличният импортен капацитет на румънската газопреносна система възлиза на 14.37 млрд. м³ /г. Към момента ограничени количества природен газ могат да се експортират през междусистемните връзки Унгария - Румъния и Румъния – Молдова, а след доизграждането на инфраструктурата на IBR и към България. Румънската част на Транс Балканския Газопровод, чрез която Русия изнася газ през Украйна към Румъния и респективно в посока към България, Гърция и Турция се състои от три транзитни линии с общ капацитет 25.18 млрд. м³ /г. (Транзит 1, Транзит 2 и Транзит 3), като Транзит 2 и Транзит 3 са свързани с общи технологични връзки и работят в единен газотранспортен режим. За осъществяване на двупосочния пренос на природен газ през Транс Балканския Газопровод през м. септември 2016 г. е подписан Меморандум за разбирателство в рамките на инициативата CESEC между DESFA S.A., „Булгартрансгаз“ ЕАД, NGTC TRANSGAZ S.A. и PJSC „Ukratransgaz“.

Страната разполага с големи запаси природен газ, около 600 млрд. м³, което я нарежда на четвърто място в ЕС като страна производител на природен газ след Великобритания, Холандия и Германия. Тези количества биха били достатъчни да задоволят потреблението на Румъния за 50 години напред, като същевременно добивът на дневна база не е достатъчен за покриване на цялото годишно потребление.

В напреднал процес на проучване е находището „Нептун“ в Черно море, което се разработва от румънската компания OMV Petrom (дъщерна на OMV Австрия), съвместно с американската компания ExxonMobil. По данни от първоначалния сондаж „Домино-1“, запасите на находището са оценени в диапазона от 42 до 84 млрд. м³, с очаквани годишни нива на добив от 6,5 млрд. м³. През 2018 г. Румъния планира да започне добив на природен газ от черноморския шелф, който по данни от предварителните проучвания ще гарантира енергийната независимост на страната за най-малко 10

години. Разглеждат се и възможности количествата да бъдат реализирани на пазара в Централна Европа и Турция.

Балансът на търсенето се постига посредством внос на газ от Русия, на базата на дългосрочни договори с „Газпром“. Вносът на природен газ от Русия е около 10% от общото потребление в страната.

През последните десет години търсенето намалява от 18 млрд. м³ /г. през 2006 г. до едва 10.3 млрд. м³ през 2015 г. Съгласно прогнозите за търсенето на природен газ в Румъния, публикувани в Регионален Инвестиционен План „Южен коридор 2014-2023 г.“, се очаква то да се запази в границите до 13 млрд. м³/г.

Съществуващите договори за доставка с „Газпром“ са с прогнозен максимален годишен обем от 7,5 млрд. м³/г.

Програмата за развитие на газовата инфраструктура в Румъния е обвързана до голяма степен с развитието на находищата в Черно море. В тази връзка е планирана модернизация и разширение на съществуващия газов коридор, свързващ румънската газопреносна мрежа с унгарската, включващ газопроводи и компресорни станции (проектът е включен в Десетгодишния план за развитие на румънския газов оператор TRANSGAZ S. A.). С изпълнението му ще бъде осигурен маршрут за пренос на природен газ от находищата в Черно море, през територията на Румъния и Унгария до хъб Баумгартен в Австрия, както и реверсивност на междусистемна връзка на Румъния с Унгария.

Проектът е част от концепцията за координирано развитие на газопреносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия - BRUA), предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните от източници на Южния газов коридор и от находищата в Черно море, както и за пренос на централноевропейски газ към Югоизточна Европа. Съществена част от този коридор е новата междусистемна връзка Русе-Гюргево, която бе въведена в експлоатация в края на 2016 г., а първите количества природен газ от България бяха пренесени през м. януари 2017 г. Като част от BRUA на румънска територия предстои да бъдат изпълнени различни дейности, в т.ч. изграждане на нова компресорна станция в района на Подишор, с които се цели достигане на работното налягане на българската газопреносна мрежа и осигуряване на необходимите технически параметри за функциониране в оптимални размери на изградената междусистемна връзка България-Румъния, в посока към България. Проектът е в изпълнение на изискванията на Европейския енергиен съюз и на Европейската енергийна стратегия за междусистемна свързаност на газопреносните системи между страните от региона.

През следващите години плановете за развитие на газовата инфраструктурата в Румъния предвиждат и пълно използване на капацитета на съществуващия интерконектор с Унгария (4 млрд. м³/г.), проектът за ВПГ AGRI (Азербайджан-Грузия-Румъния) с капацитет 7 млрд. м³/г. (от които 2 млрд. м³ са предвидени за Румъния), ще бъдат проучени и възможностите за доставка на втечен природен газ при изграждане на планираните LNG терминали в Гърция и Хърватска, газопроводът Eastring - транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, и България, както и проектът „Бял поток“ – отклонение от Южно Кавказкия газопровод за доставки на каспийски газ директно през Черно море от Грузия.

2.4 Македония

Пазарът на природен газ в Македония е в процес на развитие и само северната част на страната е газифицирана. Единствената междусистемна газова връзка на Македония е с транзитната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, с проектен капацитет 1

млрд. м³/г., чрез която понастоящем се доставя руски природен газ за нуждите на страната. Дейността по пренос на газ се извършва от компанията „ГА-МА“ АД, която е акционерно дружество с двама акционери, притежаващи равно дялово участие (50%) - македонската държава и македонската компания „Макпетрол“ АД.

„ГА-МА“ АД има сключен дългосрочен договор с ООО „Газпром экспорт“ с възможност за доставка до 800 м³/г. природен газ със срок 2030 г. Настоящата газова инфраструктура на Македония е с капацитет 800 млн. м³/г., слабо натоварена, с коефициент на натоварване на газопровода от около 18%. Планира се да бъде разширена до 1.2 млрд. м³/г.

През последните години консумацията на природен газ в страната бележи плавен ръст, в сравнение с предходни години, но все още остава на ниско ниво и в края на 2015 г. достига до 140 млн. м³/г., като очакванията са за съществено повишаване на потреблението. Природният газ се използва предимно в промишлеността (като крайно потребление) и от областните топлофикационни дружества (производство на топлинна енергия). Понастоящем в Македония няма изградена газоразпределителна мрежа. Министерството на икономиката на Македония прогнозира, че потреблението на природен газ ще нарасне значително през следващите години, след изграждането и въвеждането в експлоатация на нови ко-генериращи мощности за производство на топло и електроенергия (CHP) в страната. Отделно се предвижда и увеличение на потреблението на газ от домакинствата. Прогнозите сочат, че търсенето на природен газ за периода до 2020 г. би могло по най-оптимистични оценки да достигне до около 1 млрд. м³/г. В рамките на инициативата CESEC в идейна фаза е предложен проект за интерконектор, свързващ съществуващите газопреносни системи на Македония, България и Гърция. Друг потенциален проект, преминаващ през територията на Македония е TESLA, който на идейна фаза предвижда пренос на газ по направлението Гърция – Македония – Сърбия – Унгария – Австрия.

Предвид изложеното, за разглеждания период в Плана не е констатирана потребност от допълнителен капацитет за тази страна и не се предвижда развитие на междусистемната свързаност с нея.

2.5 Сърбия

През 2015 г. потреблението на природен газ в Сърбия е 2,87 млрд. м³/г., което е с 18% повече спрямо 2014 г. Промислените потребители съставляват 63 % от общото потребление, следвани от домакинствата (20%) и регионалните топлофикационни компании (17%).

Проучване, финансирано от Световната банка (Изследване на регионалното газифициране в Югоизточна Европа), предвижда търсенето на газ през 2020 г. да достигне 3,4 млрд. м³/г. То ще бъде повлияно от увеличената консумация на домакинствата и промишленото търсене, посредством планирано развитие на разпределителните мрежи. Това се подчертава от съществуващата енергийна стратегия на сръбското правителство.

Доставките на природен газ за Сърбия се осъществяват през Унгария и Украйна предимно чрез внос от Русия, който е над 80% от общия внос на природен газ. През 2012 г. страната подписа дългосрочен договор за доставка с „Газпром“, с максимален годишен обем от 2,5 млрд. м³/г. и срок до 2021 г. Въз основа на Междуправителствено споразумение от м. март 2013 г., ООО „Газпром экспорт“ и „YugoRosGaz“ (50% собственост на „Газпром“ и акционери JP „Srbijagas“ - 25% и Central ME Energy & Gas AG - 25%), подписаха контракт за доставка на природен газ за Сърбия до края на 2021 г., по силата на който в рамките на 2015 г. са постъпили 1.68 млрд. м³.

За осигуряване на достатъчни количества природен газ, Сърбия планира разширение на съществуващото подземно газохранилище „Банатски двор“ от настоящите 450 млн. м³ до 1,2 млрд. м³ газ годишно, което ще покрива приблизително половината от годишното потребление в страната. Към момента максималният дневен добив възлиза на 5 млн. м³/д. Ако този проект бъде осъществен заедно с руските партньори от „Газпром“, които притежават контролния пакет акции в компанията „Банатски двор“ – (51 % „Газпром“ и 49 % JP „Srbijagas“), Сърбия ще бъде в състояние да компенсират евентуален недостиг на природен газ в периода до края на 2019 г. Държавната газова компания JP „Srbijagas“ обсъжда и възможността за резервиране на допълнителни количества природен газ от газохранилищата в Унгария. Сърбия проявява интерес към различни други алтернативи за диверсификация на източниците и маршрутите на доставка посредством нови междусистемни връзки със съседните газови пазари, както и към проекта за изграждане на нов LNG терминал в Хърватска.

Важен проект в тази посока е планираната Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS), която е обявена от Европейската комисия за проект от „общ интерес“ на ЕС. През м. януари 2017 г. между енергийните министри на двете страни беше подписан Меморандум за разбирателство. Изпълнението на първата фаза по проекта на българския участък приключи в края на м. декември 2015 г. с финансиране от ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика 2007-2013 година“. За втората му фаза е предвидено финансиране в размер на 45 млн. евро по процедура за директно предоставяне на средства по ОП „Иновации и конкурентоспособност 2014-2020 година“. Бенефициент по програмата е Министерството на Енергетиката на Р. България. От сръбска страна също е отбелязан значителен напредък за обезпечаване финансирането по проекта. Финализират се преговорите с Европейската комисия за осигуряване на необходимите средства по линия на предприєдинителните инструменти на ЕС.

Предвижда се интерконекторът да бъде изграден и въведен в експлоатация до края на 2020 г.

В средносрочен план газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД се очаква да бъде в състояние да осигури капацитет и възможност за доставка на алтернативни количества, при реализацията на другите планирани интерконекторни връзки и международни проекти за газопроводи в региона.

2.6 Изводи

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. 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 SOCAR, Азербайджан и „Булгартрансгаз“ ЕАД от м. септември 2014 г.

През последните години България направи значителни инвестиции в рехабилитацията, модернизацията и повишаването на капацитета на съществуващата газова инфраструктура и ще се стреми да бъде използвана в максимална степен. Дейностите свързани с развитието на газопреносната система ще продължат и през периода на настоящия Десетгодишен план.

В концепцията за повишаване на енергийната сигурност на ЕС е заложено подобряване на снабдяването на страните членки с LNG, чрез изграждането на инфраструктура и осигуряване достъп на вътрешните пазари до глобалния пазар на втечен природен газ. Към момента годишният импортен капацитет на LNG терминалите в Европа възлиза на 208.96 млрд. м³ и не е изцяло запълнен. Планирано е разширение на съществуващите съоръжения с 76.85 млрд. м³, както и изграждането на нови. Сега нивото на натоварване на приемните терминали за LNG в Европа е около 30 до 40%. Втечен природен газ на европейския пазар постъпва предимно от Алжир, Катар, Оман, Йемен, Либия, Нигерия, Египет, Тринидад и Тобаго и др., а през последните години се наблюдава експанзия и от страна на САЩ.

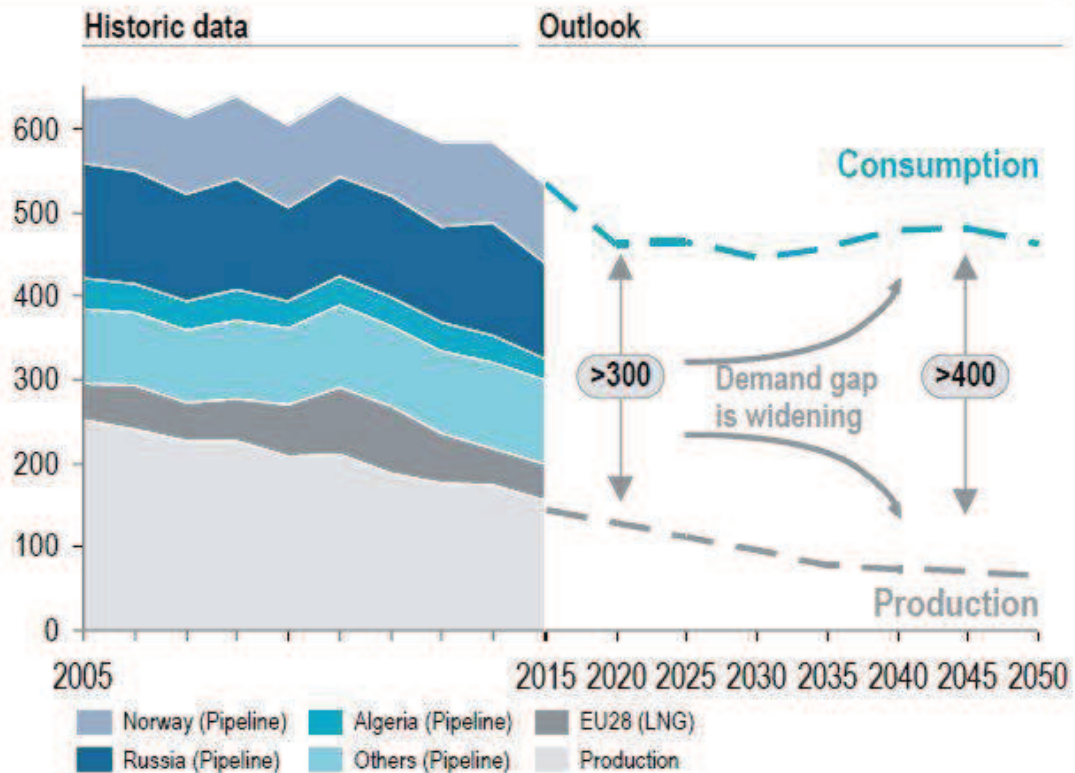
Мерките на ЕК в т. нар. „зимен пакет“ също така предвиждат стимулиране и по-ефективно използване на съществуващите газохранилища, чрез въвеждането на подобри правила за експлоатация и оптимизиране при трансграничния пренос на природен газ. По данни за 2015 г. Европа разполага с капацитет за съхранение на около 146 млрд. м³ активен газ.

По данни на ЕК в периода до 2030 г. се очаква леко понижение в търсенето на природен газ в Европа, свързано с EU 2030 energy and climate targets, като същевременно темпът на спад в местния добив ще бъде по-голям. Това обуславя необходимостта от нови източници на доставка, което е допълнителен аргумент за изграждането на нови големи инфраструктурни проекти и терминали за втечен природен газ. Изграждането на нова инфраструктура е необходимо условие и за намаляване на зависимостта от един източник и един маршрут и гарантиране сигурността на доставките, повишаване на пазарната интеграцията и конкуренцията.

Данни за потреблението, местния добив и източниците на доставка в Европа за периода 2005-2015 г. и прогноза за същите за периода 2015-2050 г. са изобразени на следната графика:



Natural gas consumption and production in Europe (in bcm/a)



Източник: Презентация на ЕК и Eurostat

В Общностния Десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ENTSOG за периода 2017-2026 г. са залегнали общо 234 проекта, като 13% е дялът на проекти за LNG (общо 25 проекта, за 5 от които е взето окончателно инвестиционно решение), 8 % за съоръжения за съхранение на природен газ (общо 28 проекта, за 3 от които е взето окончателно инвестиционно решение) и 79% за проекти, отнасящи се до газопреносната инфраструктура (общо 186 проекта, за 26 от които е взето окончателно инвестиционно решение).

От всички 234 проекта, 101 от тях са класирани от Европейската комисия като проекти от „общ интерес“, от които само за 10 има взето окончателно инвестиционно решение. Структурното разпределение е следното: проекти за LNG – 8, проекти за газохранилища – 6 и проекти за газопреносна инфраструктура – 87. През 2018 г. предстои да бъде приет от Европейската комисия Трети списък с проектите от „общ интерес“.

От публикувания през м. февруари 2017 г. Втори доклад на Европейската комисия за състоянието на енергийния съюз е отчетено, че Европа все повече се приближава към постигнати на поставените цели в периода до 2020 г. по отношение на емисиите парникови газове, енергийната ефективност и възобновяемата енергия.

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 улеснени достъпа до източниците от Южния газов коридор. Ще бъдат създадени и благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост.

ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ

За осъществяване на дейността пренос на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД е издадена Лицензия № Л-214-06/29.11.2006 г. със срок 35 г.

В качеството си на лицензиран газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД осигурява:

- Единното управление и надеждно функциониране на газопреносните мрежи за осигуряване преноса на природен газ при съблюдаване изискванията за качество и надеждност на услугата;
- Поддръжка, рехабилитация и модернизация на обектите и съоръженията на газопреносните мрежи в съответствие с националните и европейските технически изисквания, правилата за безопасност при работа и условията за опазване на околната среда, съблюдавайки за прилагане на добрите практики в тези области;
- Развитието на газопреносните мрежи при отчитане на икономическата целесъобразност и социално-икономическата потребност на страната ни;
- Достъпа на клиенти до услугите по пренос на газ при условия на прозрачност и равнопоставеност, съобразно изискванията на националното и общностното законодателство и добрата европейска практика.

Пренесените количества природен газ по газопреносната мрежа за страната през 2016 г. са 3 387 млн. м³ (с включени количества пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което е ръст от 4% спрямо предходната 2015 година (3 256 млн. м³), резултат от повишеното потребление.

За последните десет години пренесените количества природен газ (в т.ч. с количества, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“) са изобразени на графиката:



Посочените като доставени количества природен газ в страната от внос и местен добив (3 069 млн. м³) и съответно - реално пренесените количества природен газ (3 387 млн. м³) се различават поради факта, че в дейността пренос влизат и:

1. Количества, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“;
2. Разлика между добити и нагнетени количества в ПГХ „Чирен“;
3. Разлика в количеството природен газ, което се намира под налягане в газопреносната система (лайнпек);
4. Технологични загуби, технологични разлики в от класа на точност на измервателните уреди и др.

Техническият проектен капацитет на мрежата за пренос на природен газ до основната част от потребителите в страната възлиза на 7,4 млрд. м³/г.

2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНΟΣ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



Компресорна станция „Лозенец“

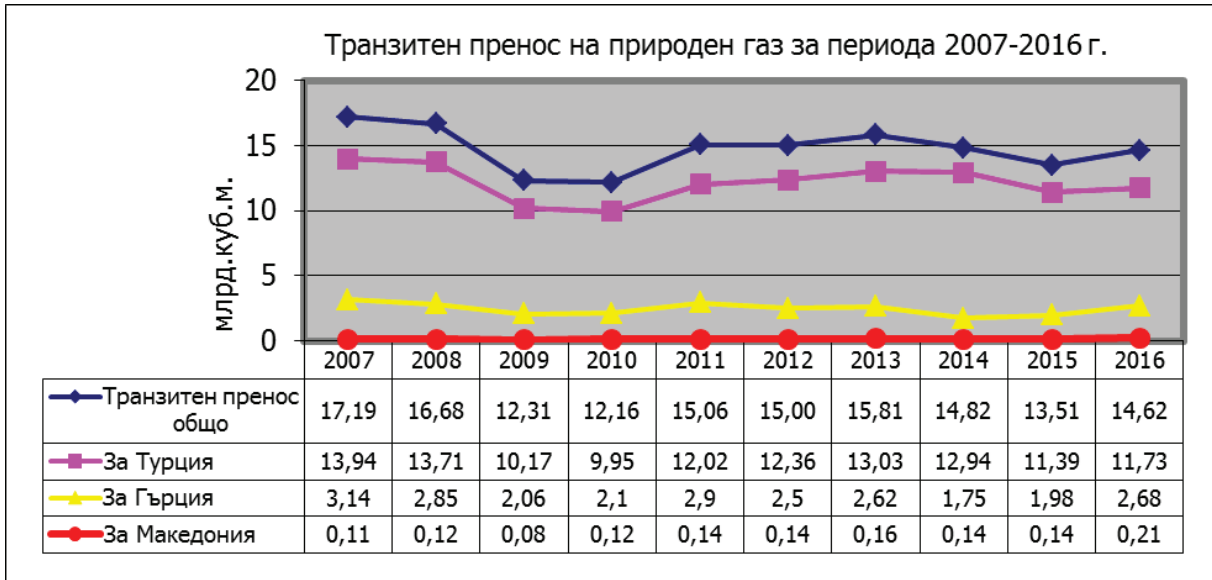
Дейността по транзитен пренос на природен газ „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва въз основа на притежавана Лицензия за пренос № Л-214-09/29.11.2006 г., издадена от ДКЕВР със срок от 35 години.

Пренасяните количества задоволяват 100 % от потреблението в Македония, около 70% от потреблението на Гърция и около 35 % - 40 % от потреблението в Турция.

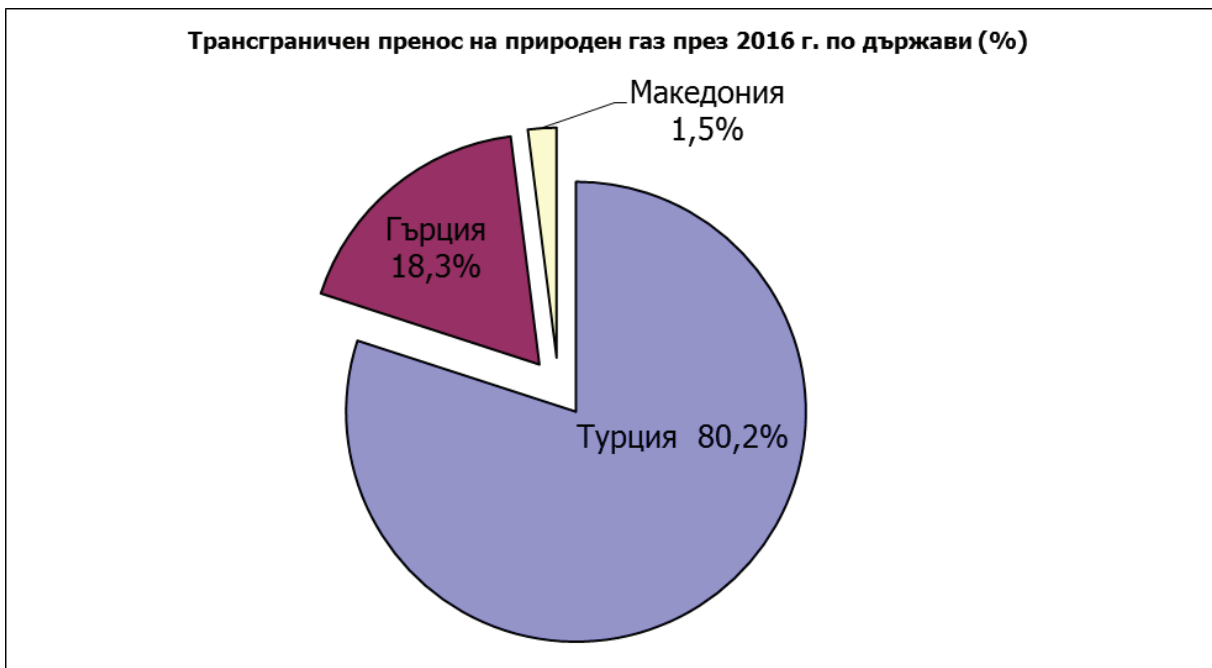
Транзитираните количества природен газ през 2016 г. са 14,62 млрд. м³ или с 8,2 % повече в сравнение с 2015 г. (13,51 млрд. м³). Максималният технически капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 17,8 млрд. м³, като за съответните държави е както следва: Турция 14 млрд. м³/г; Гърция

3,0 млрд. м³/г; Македония 0,8 млрд. м³/г.

Транзитният – пренос през територията на България за периода 2007-2016 г е представен на следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2016 г. по държави е:



3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



ПГХ „Чирен“ – експлоатационен сондаж

Въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г., издадена от ДКЕВР, „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, чрез собствено подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ в близост до с. Чирен, община Враца. Хранилището разполага с 23 експлоатационни сондажи, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и спомагателни технологични съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания природен газ. Чрез съхраняваните в ПГХ „Чирен“ количества природен газ се компенсират главно сезонните неравномерности в потреблението в страната и при случаите на изменени договорени доставки на природен газ. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен“ е в състояние да покрива около 25-30% от дневните нужди през студените зимни месеци. Нагнетените / добитите количества природен газ в/от газохранилището зависят от пазарната конюнктура и оптималните технически възможности на ПГХ „Чирен“, при спазване на правилата за безопасна експлоатация. „Булгартрансгаз“ ЕАД и предприятията за природен газ, които имат клиенти с неравномерно потребление, са длъжни да поддържат стратегически резерв, свързан със сигурността на доставките и покриване на сезонната неравномерност.

През 2016 г. са нагнетени 319 млн. м³ природен газ и са добити 342 млн. м³. Информация за извършеното нагнетяване и добив на природен газ по месеци е представена в табличен вид.

Добити и нагнетени количества природен газ през 2015 г. и 2016 г.,млн. м³				
Месец	Добив		Нагнетяване	
	2015 г.	2016 г.	2015 г.	2016 г.
Януари	80	93	-	-
Февруари	73	83	-	-
Март	63	67	-	-
Април	3	1	-	3
Май	-	-	-	50
Юни	-	-	17	-59
Юли	-	-	96	85
Август	10	3	55	62
Септември	-	17	67	35
Октомври	-	-	58	25
Ноември	10	21	2	-
Декември	52	57	-	-
Общо:	291	342	295	319

СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

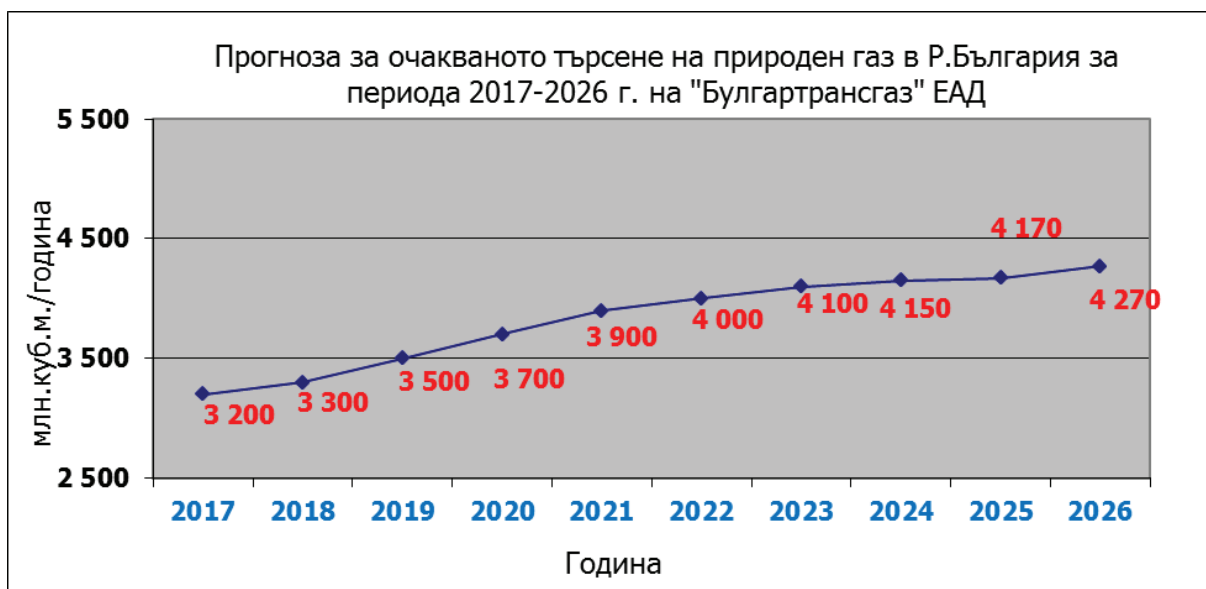
Сценарият на „Булгартрансгаз“ ЕАД за търсенето на природен газ е разработен на база на макроикономически модел, показващ зависимостта на потреблението в страната от основните макроикономически показатели, сравнителен анализ на пазара на газ в ЕС и този в България и очакваното повишено потребление, в резултат от присъединяване на нови потребители и разширяване на производствените мощности от съществуващите.

Анализирана е връзката между крайното и първичното енергийно потребление (КЕП и ПЕП) и ръстът на БВП за минали периоди¹.

Основните допускания, направени въз основа на анализ на изминалия десетгодишен период, сравнителен анализ на пазара на природен газ в Европейския съюз и целите на Енергийната стратегия на Република България², са следните:

- Устойчив икономически растеж на БВП - между 2 и 3 % годишно;
- Съотношението КЕП/ПЕП достига до и над 60 % през 2024 г.;
- Делът на природния газ в ПЕП през 2025 г. достига 19%, при 14 % през 2015 г.

Прогнозата за потреблението на природен газ, изготвена от „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода и очакваните максимално пикови дневни нива на търсене през зимните месеци, е представена на графиките:



¹ Национален статистически институт, www.nsi.bg; Eurostat, www.epp.eurostat.ec.europa.eu

² Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., www.mi.government.bg

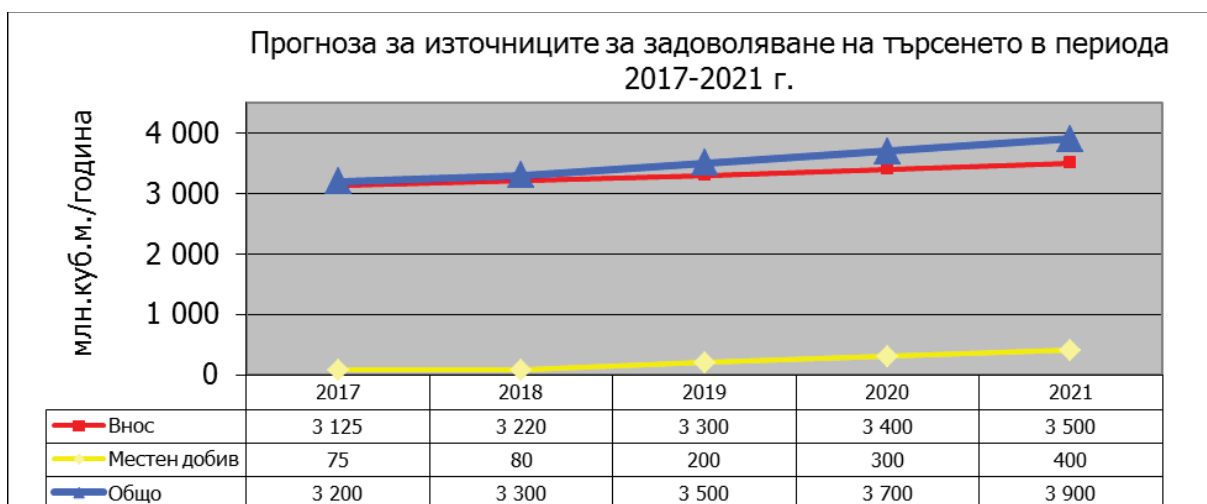


2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2016 г. търсенето на природен газ е задоволявано, както следва:

- Внос – 2 997 млн. м³ (97,7 %);
- Местен добив – 72 млн. м³ (2,3 %).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ за периода 2017-2021 г. е представена на графиката:



2.1 Внос

Към 2016 г. основната част от вноса на природен газ в страната е от Русия през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния. Незначителни количества са внесени и от Гърция. Миксът на природния газ от внос поетапно ще се допълва с такъв от нови източници, постъпващ по нови маршрути и доставчици, в резултат от реализацията на планираните нови газови проекти и разработваните находища.

Основните алтернативни източници за внос, които се очаква да станат достъпни в рамките на разглеждания период са:

- Природен газ от източници на Южния газов коридор - Каспийския регион,



Близък Изток и Източно Средиземноморие, посредством реализацията на проектите за интерконекторни връзки Гърция-България и Турция-България и изпълнението на проектите ТАП и ТАНАП;

- ВПГ от разнообразни източници, посредством съоръженията за ВПГ в Гърция и Турция и плановете за увеличаване на капацитета на съществуващите терминали, както и за изграждане на нови;
- Природен газ от газовите хъбове в Западна и Централна Европа, посредством планираните нови газови коридори между Балканите и Централна и Западна Европа;
- Местен добив в България;
- Местен добив в Румъния;
- Руски природен газ през нов морски газопровод и руски газ по действащото към момента трасе;
- Природен газ добиван от Черно море.

С реализацията на проектите за междусистемни връзки и увеличаване на източниците на природен газ от местен добив, ще се създадат условия за реална конкуренция на газовия пазар и диверсификация на източниците и маршрутите, благоприятстващи реализацията на концепцията за Газов хъб „Балкан“ в България. Това на практика ще даде възможност за навлизането на нови пазарни участници - търговци на природен газ, което ще допринесе за създаването на конкурентни пазарни условия, нови услуги и конкурентни цени.

2.2 Местен добив³

През следващите 2 години местният добив се очаква да се задържи на нивата около 75-80 млн. м³/г в резултат от частичното изчерпване на съществуващите находища. Прогнозата за нарастване на местния добив след 2019 г. се базира на очакванията за нарастване на потреблението на природен газ в страната и региона, както и на големия брой нови концесии за проучване на находища, като вероятността за значителни залежи е насочена по-специално към находища в акваторията на Черно море.

Прогнозите се базират и на очакванията за разработване на съществуващите находища в страната на следните компании:

- Мелроуз Рисорсес (Придобита през 2012 г. от Petroceltic Ирландия) – блок Галата, поле Каварна и поле Калиакра, с общ обем газ от 1,7 млрд. м³ и дневен капацитет за добив достигащ до 1,2 млн. м³. /д. (440 млн. м³/г.), като трябва да се отбележи, че към настоящия момент капацитетът на морските находища „Каварна“ и „ Калиакра“ е силно намален в резултат от изчерпването на находището;
- Газокондензатно находище „Койнаре“ на Дайрект Петролеум (придобита от канадската компания TransAtlantic), блок „А-Ловеч“, включващо 4 участъка. Очакваните ресурси според одобрено инвестиционно предложение от страна на

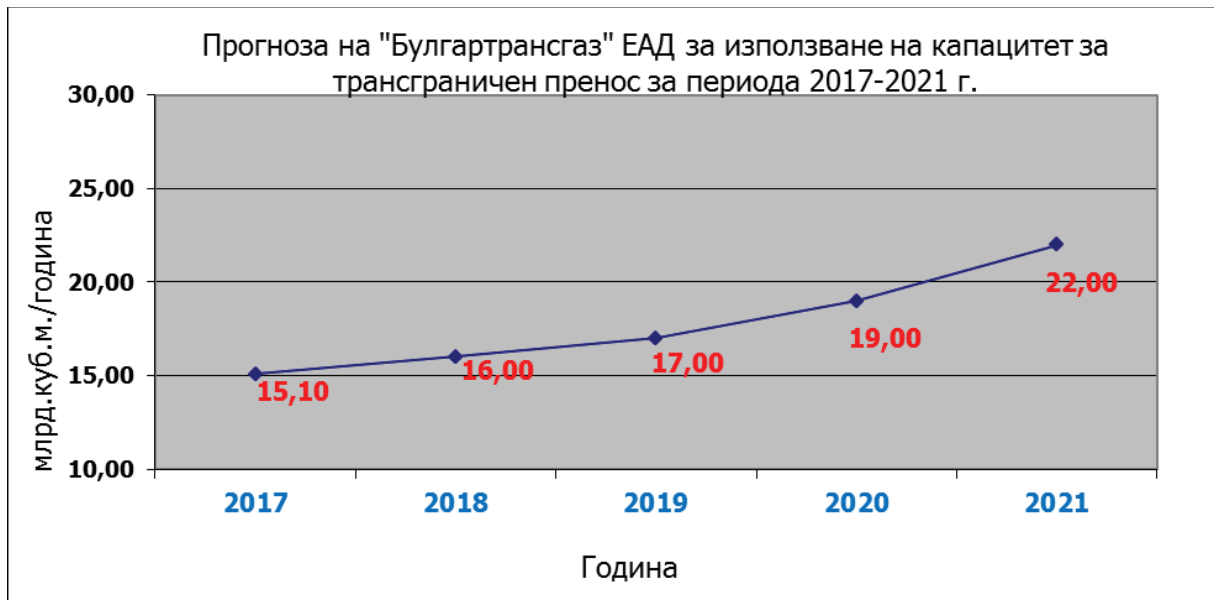
³ Информацията за местния добив е от интернет страницата на Petroceltic International Plc, както и съгласно вътрешнофирмени документи и кореспонденция на „Булгартрансгаз“ ЕАД със заинтересовани страни, в т.ч. с „Проучване и добив на нефт и газ“ АД



Министерството на околната среда и водите са до 36 млрд. м³, като до момента е проучен изцяло само блок „А-Ловеч“ с прогнозиран ресурс от 13,7 млрд. м³. Очакваните максимални ресурси на другите блокове са около 22 млрд. м³. (по предварителни данни). Предстои изграждане на връзка между находището и националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС ПРЕЗ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД

Прогнозата за търсене на капацитет за трансграничен пренос през следващите 5 г. е на база действащите към момента дългосрочни договори за транзитен пренос и очакваните нови резервации на капацитет, в резултат от създаване на нови капацитети и трансгранични входно/изходни точки, в т.ч. от проектите ITB, IGB, IBS и IBR. Прогнозата е показана на следващата графика:



СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ

Изчислението на стандарта N-1 е изготвено за периода 2017-2021 г., в изпълнение на чл. 9 от Регламент (ЕС) №994/2010, относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета, (Регламента).

Формулата N-1 описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на газ в района на изчислението, в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително високо търсене, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

Съгласно Регламента, най-късно до 3 декември 2014 г., в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на общото търсене на газ в района на изчислението за един ден на изключително голямо търсене на газ, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години, т.е. $N-1 > 100\%$.

Разработени са два основни сценария за изпълнението на стандарта за инфраструктура – **базов** (включващ съществуваща и предстояща да бъде въведена в експлоатация до 01.01.2017 г. инфраструктура), както и базова оценка за очакваните нива на местен добив (на база на капацитета на действащите находища към 2017 г.) и **целев** (при който са отчетени планираните за изграждане и пускане в експлоатация в рамките на периода на изчисление проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета, относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и други проекти), както и оптимистична оценка за очакваните нива на местен добив (на база на издадени концесии за проучване и добив).

Формулата за изпълнение на стандарта за инфраструктура, е както следва:

$$N - 1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^6 EP_m + S_{\max} + P_{\max} - I_{\max}}{D_{\max}} \times 100, \quad N-1 \geq 100 \%$$

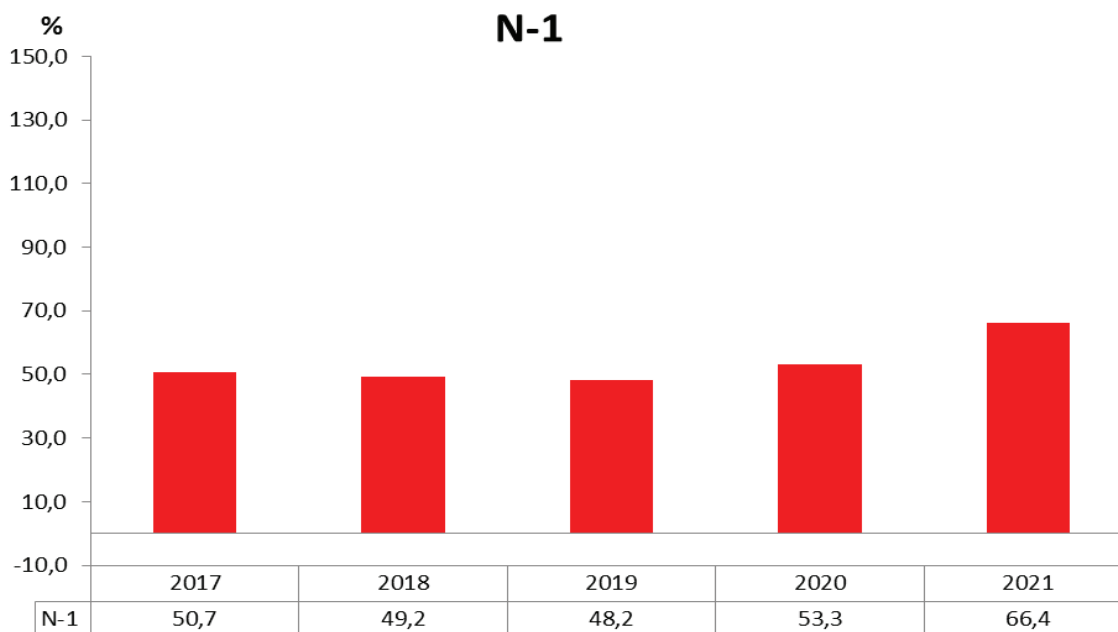
Където:

EP₁	Технически капацитет на ГИС „Негру вода“ 1, млн. м ³ /д
EP₂	Технически капацитет за внос по интерконектор България-Сърбия, млн. м ³ /д
EP₃	Технически капацитет за трансфер от Газопреносната мрежа за транзитен пренос - ГИС Ихтиман, в т.ч. от Кулата/Сидирокастро, млн. м ³ /д
EP₄	Технически капацитет за внос по интерконектор Турция-България, млн. м ³ /д
EP₅	Технически капацитет за внос по интерконектор България-Румъния, млн. м ³ /д
EP₆	Технически капацитет за внос по интерконектор Гърция-България, млн. м ³ /д
S_{max}	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен, млн. м ³ /д

Pmax	Национално производство на природен газ – максимален възможен добив, млн. м ³ /д
Dmax	Национално потребление - пиково потребление, млн. м ³ /д
Imax=EP₁	Най-голямата единична газова инфраструктура – ГИС „Негру вода” 1, млн. м ³ /д

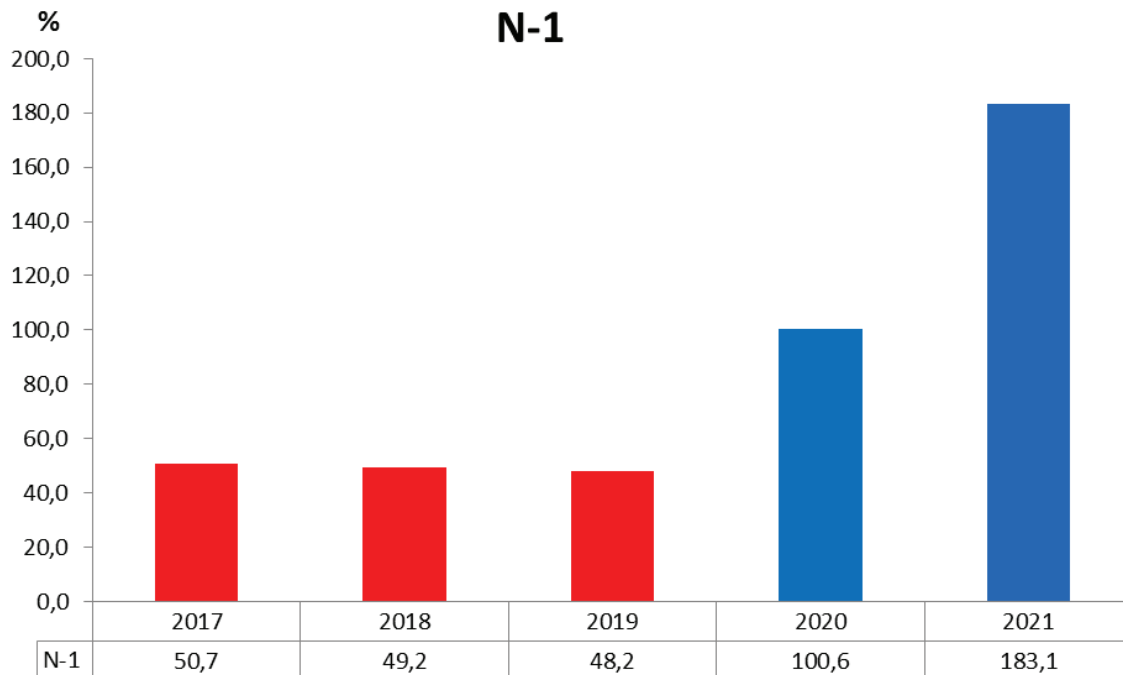
Резултатите от формулата N-1 за базовия сценарий за следващите 5 години, са следните:

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	Dmax	EP1=Imax	N-1
2017	0,21	5,0	0,0	3,08	0,0	0,15	0,0	16,7	20,27	50,7
2018	0,22	5,0	0,0	3,08	0,0	0,15	0,0	17,2	20,27	49,2
2019	0,55	5,0	0,0	3,08	0,0	0,15	0,0	18,2	20,27	48,2
2020	0,82	5,0	0,0	3,08	0,0	1,37	0,0	19,3	20,27	53,3
2021	1,10	5,0	0,0	6,00	0,0	1,37	0,0	20,3	20,27	66,4



Резултатите от формулата N-1 за целевия сценарий за следващите 5 години, са следните:

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	Dmax	EP1=Imax	N-1
2017	0,21	5,0	0,0	3,08	0,0	0,15	0,0	16,7	20,27	50,7
2018	0,22	5,0	0,0	3,08	0,0	0,15	0,0	17,2	20,27	49,2
2019	0,55	5,0	0,0	3,08	0,0	0,15	0,0	18,2	20,27	48,2
2020	0,82	5,0	0,0	3,08	0,0	1,37	9,1	19,3	20,27	100,6
2021	1,10	5,0	5,5	6,00	9,1	1,37	9,1	20,3	20,27	183,1



Изчисленията по формулата N-1 за стандарта за инфраструктура 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 територията на Р. България за един ден на изключително голямо търсене на природен газ.

Същевременно, 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 – проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура (вкл. модернизация на компресорни станции), проекти за изграждане на междусистемни газови връзки със съседните страни и на връзки между НГМП и ГПМТП и проект за разширение на ПГХ „Чирен“ и/или за ново газохранилище.

ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2017-2026 Г.



Заваряване на газопровод високо налягане

Националният комбиниран газов оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД носи отговорност за сигурността, надеждността, развитието и свободния равнопоставен достъп до националната газова инфраструктура – преносната мрежа за транспортиране на природен газ до потребители в страната, подземното хранилище за съхранение на природен газ и преносна мрежа, основно предназначена за транзитен пренос на газ през територията на Р. България. Състоянието и развитието на газовата инфраструктура е съществена предпоставка за развитието и либерализацията на вътрешния газов пазар. Същевременно, в качеството си на комбиниран газов оператор в държава-членка на ЕС, съгласно енергийното законодателство, произтичат задълженията на Дружеството за интегриране на националната газопреносна система с регионалната и европейската, с цел създаване на единен, конкурентен общоевропейски газов пазар.

Анализът на търсенето и предлагането, оценката на риска, изискванията на европейското енергийно законодателство, както и задълженията на комбинирания газов оператор към обществото определят необходимите инвестиции, планирани да бъдат извършени в периода 2017 - 2026 г.

Предвидените за периода 2017 - 2026 г. инвестиции ще допринесат за постигането на следните основни цели:



1. 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 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.

2. Осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и пътищата за доставка на природен газ, в резултат по-голяма енергийна независимост, възможност на местните търговци за достъп до 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 (TAP Трансадриатически газопровод, TANAP – Трансанадолски газопровод, както и други паневропейски проекти), които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа;
- присъединяване на газопроводната мрежа на добивните предприятия в страната;
- изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите;

3. Гарантиране на сигурността на газовите доставки за страната чрез:

- Инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с газопреносни мрежи, разположени извън територията на страната;
- 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.

4. Достъп до природен газ на нови общини, както 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;
- изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители или на газоразпределителни мрежи.

В настоящата глава от Плана е структурирана информация за основната инфраструктура, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години и обхваща периода 2017 – 2026 г.

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

- инвестиции, за които вече е взето решение за изпълнение през периода 2017 – 2019 г. - Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето инвестиционно решение – таблица 1;
- 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;
- 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, в т. 5 от настоящия раздел 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.

1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2017 – 2019 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ

Инвестициите, за по-съществените обекти от мрежата, за които е взето решение и които са предвидени за изпълнение в периода 2017 – 2019 г. в окрупнен вид са представени в следващата таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнато преди 2017 г., но работата по тях продължава и през периода 2017 – 2019 г. За такива обекти в таблицата е посочена само очакваната стойност на инвестициите, през посочения тригодишен период. Посочените средства представляват финансирането, което ще бъде осигурено от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Таблица 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017 – 2019 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв. (без ДДС)
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2017-2019 Г.		
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос		
<p>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“</p>	2017-2019	11 626
<p>Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70П, в т.ч. планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304</p>	2017-2019	19 501
1.2. Национална газопреносна мрежа		
<p>Модернизация на САУ на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“</p>	2017	4 727
<p>Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“</p>	2017-2018	7 660
2. Инвестиции на съществуващи АГРС		
2.1. Национална газопреносна мрежа		
<p>Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч“, ГРС „Девня“, АГРС „Септември“, ГРС „София-4“ Иваняне“, ГРС „Исперих“, ГРС „Разград 1“, ГРС „Добрич“, ГРС „Попово“ и др.</p>	2017-2018	3 857
<p>Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС</p>	2017-2019	1 320

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017 – 2019 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв. (без ДДС)
3. ПГХ Чирен		
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения – 3D полеви сеизмични проучвания ⁴ ; профилактика на продуктивната зона на сондажи; проект за модернизация на телеметричната система на сондажите	2017 - 2019	9 912
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	4 542
4. Национална газопроводна мрежа		
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	66 867
5. Транзитни газопроводи		
Реконструкция на защитни съоръжения и ремонт на ОС „Стряма“	2017-2018	2 642
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА		
1. Национална газопреносна мрежа		
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник	2017 – 2019	5 560
2. Съхранение на природен газ		
Изграждане на нов сондаж и шлейф към него	2017	691
Система за контрол на технологичните параметри на 8 бр. 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	2017 – 2019	5 350

⁴ 3D полевите сеизмични проучвания са част от ПОИ 6.20.2 Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“. За тях е получено безвъзмездно финансиране по програма „Механизъм за свързване на Европа“.

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017 – 2019 г. по окупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв. (без ДДС)
на ПГХ „Чирен“		
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2017-2019	4 938
III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ		
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“	2017-2019	38 227
IV. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ		
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната		
Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп, и до Банско и Разлог ⁵	2017-2019	27 012
2. Инвестиции за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции		
Изграждане на нови ГИС и АГРС – КВ и АГРС „Игнатиево“; ГИС „Чирпан“, и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2017-2019	4 707

Инвестициите, чието изпълнение е в зависимост от развитието на международни проекти, изпълнявани на територията на страната, са представени в следващата таблица 2.

- ИНВЕСТИЦИИ 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

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017 – 2026 г. по окупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв. (без ДДС)
I. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ГАЗ		
1. Междусистемни газови връзки		
1.1. Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB) към националната	2018-2019	8 160

⁵ За изпълнение на проектите е получено съфинансиране по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) - Договор за безвъзмездна финансова помощ 057.

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017 – 2026 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв. (без ДДС)
газопреносна мрежа		
1.2. Свързване с националната газопреносна мрежа на Междусистемна газова връзка България - Сърбия	2018-2019	3 950
1.3. Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB) ⁶	2017-2020	146 657

Посочените средства по позиции 1.1. и 1.2. от Таблица 2 представят финансирането, което ще бъде осигурено от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

По отношение на проекта от „общ интерес“ по позиция 1.3. - Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB), в таблицата са посочени 50 % от общата прогнозна стойност на проекта. За съфинансиране на проекта до 100 % ще бъдат търсени различни форми и средства на финансиране, в това число посредством финансови инструменти и програми на ЕС.

3. 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

С цел определяне на последващата реализация на изброените по-долу основни обекти, предстои да бъдат извършени предварителни проучвания относно целесъобразността и начина на изпълнение и финансиране, принципни технически решения, обхват, разположение и др.

Таблица 3

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	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ		
1.1. Мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни – етап 2 – КС „Ихтиман“, КС „Лозенец“ и КС „Петрич“ ⁷	2017-2021	77 932
1.2. Преоборудване на горивните системи на 4	2018 - 2020	20 000

⁶ ITB е проект от „общ интерес“ по смисъла на Регламент (ЕС) 347/2013, включен под номер 7.4.2 във втори списък с проекти от „общ интерес“.

⁷ Дейностите са част от Фаза 2 на ПОИ „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“, включен под номер 6.8.2 във втори списък с проекти „от общ интерес“. Стойността на дейностите е потвърдена от проведено през 2016-2017 г. прединвестиционно проучване с технико-икономически анализ, за което е осигурено финансиране по линия на програма МСЕ (Грантово споразумение INEA/CEF/ENER/M2015/1119568).

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	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
броя ГТА тип ТНМ 1304/11 на КС „Провадия“ с нискоемисионни горивни камери		
2. Национална газопреносна мрежа		
2.1. Мероприятия по привеждане на компресорна станция „Кардам“ 1 в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни - преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2018-2019	6 000
2.2. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2017-2019	2 010
2.3. Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод от КС „Вълчи дол“ до КВ „Преселка“ ⁸	2017-2020	14 600
3. Общи за разпределение		
3.1. Газов хъб „Балкан“ ⁹	2017 - 2018	1 800
4. Съхранение на природен газ		
4.1. Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ ¹⁰	2018 - 2024	218 261

Посочените средства по позиции 1.2., 2.1. и 2.2. от Таблица 3, представят прогноза на „Булгартрансгаз“ ЕАД за необходимото финансиране.

Дейностите по позиции 1.1. и 2.3. представляват част от ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“, като за тях в таблицата са представени 50% от общата прогнозна стойност на дейностите. За съфинансирането им до 100% ще бъдат търсени различни форми и средства на финансиране, в това число посредством финансови инструменти и програми на ЕС.

Посочените средства по позиция 3.1. от Таблица 3 представят финансирането, което ще бъде осигурено от „Булгартрансгаз“ ЕАД за изпълнението на предпроектното проучване по проекта за Газов хъб „Балкан“. То представлява 50 % от общата стойност на действието, като за останалите 50 % е одобрено финансиране по програма Механизъм за свързване на Европа (МСЕ).

⁸ Дейността е част от Фаза 2 на ПОИ „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“, включен под номер 6.8.2 във втори списък с проекти „от общ интерес“. Представената в таблица 3 прогнозна стойност на дейността предстои да бъде потвърдена при завършване проектирането на участъка, за която подготвителна дейност е одобрено финансиране по линия на програма МСЕ.

⁹ Проект от „общ интерес“ по смисъла на Регламент (ЕС) 347/2013, включен под номер 6.25.4 във втори списък с проекти от „общ интерес“.

¹⁰ Проект от „общ интерес“ по смисъла на Регламент (ЕС) 347/2013, включен под номер 6.20.2 във втори списък с проекти от „общ интерес“.

По отношение проекта от „общ интерес“ по позиция 4.1. - Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“, в таблицата са посочени 50 % от общата прогнозна стойност на проекта. За съфинансирането му до 100 % ще бъдат търсени различни форми и средства на финансиране, в това число посредством финансови инструменти и програми на ЕС.

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2017 – 2026 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. Тя е разделена на следните видове дейности:

- **Инвестиции** - мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни раздела;
 - изграждане на нови обекти;
 - реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА;
 - доставка на машини и оборудване.

4.1. Тригодишна инвестиционна програма (2017-2019), включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение

в хил. лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2017 г.	Общо 2018 г.	Общо 2019 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	92 590	122 202	95 619
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	47 131	44 307	44 411
<i>Газопреносна 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 газопреносна 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		

Програма / Раздел	Общо	Общо	Общо
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1 394	10 477	10 905
Комуникационни и информационни системи	2 444	2 344	210
<i>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i>	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
<i>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</i>	12 998	10 125	7 500

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

в хил. лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	81 605	79 390	37 900	38 804	40 960	42 189	43 454
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	23 300	23 250	11 300	11 817	12 644	13 024	13 414
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
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	50 305	47 640	18 600	18 987	20 316	20 926	21 553
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	10 500	10 900	11 000	11 200	11 984	12 344	12 714
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
РАЗДЕЛ I.3 -Доставка на машини и оборудване	8 000	8 500	8 000	8 000	8 000	8 240	8 487

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар, развитието на инфраструктурата в Р. България е пряко обвързано с позиционирането на страната като един от газовите хъбове в Източна Европа, в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в унисон с плановете за развитие на газовата инфраструктура в региона и Европа. Важно място в европейската енергийна политика заемат и стратегическите цели за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ.

Ключови за пазарната интеграция ще бъдат междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния. Те ще допринесат за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, като същевременно ще създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България.

В пряка връзка с развитието на газовата инфраструктура в региона са и плановете за разширение на капацитета за съхранение на единственото към момента в България газово хранилище - ПГХ „Чирен“, с цел то да обслужва националния и регионалния пазар, както и проектът за модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура за пренос на природен газ, който ще повиши нейната ефективност и надеждност. Капацитетът за съхранение би могъл да бъде повишен допълнително и с изграждането на ново газово хранилище в страната.

Приоритет за „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството му на комбиниран газов оператор, е ефективното изпълнение на проектите от „общ интерес“ на Дружеството. В списъка с проекти от „общ интерес“¹¹, публикуван от Европейската комисия на 18 ноември 2015 г. (Втори списък с проекти от „общ интерес“, ПОИ) са включени следните инфраструктурни проекти, планирани за изграждане на територията на България: Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“; Необходима рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система; Междусистемна връзка Турция-България, ИТВ; Изграждане на газов хъб „Балкан“; Проект „Eastring“-България; Проект за изграждане на газопровод/и за увеличаване на капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната мрежа на TRANSGAZ S.A. Румъния; Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS); Междусистемна връзка Гърция-България, (IGB). Реализирането на всички тези проекти е взаимосвързана и цели да допринесе за ефективността и развитието на единната общеевропейска газова мрежа.

5.1 Осъществяване на свързаност с паневропейски проекти

5.1.1. Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб в България – Газов хъб „Балкан“ (ПОИ 6.25.4)

Концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на Р. България е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр.

¹¹ Официален списък на проектите от „общ интерес“, интернет страницата на Европейска комисия, Дирекция енергетика http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/pci_en.htm

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 географското 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.

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар, реализирането на концепцията за газов хъб е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в Европа, в посока подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ. Проектът е в съответствие с нуждите на региона, идентифицирани от Групата на високо равнище за газова свързаност на Централна и Югоизточна Европа (CESEC), както и от Европейската стратегия за Енергиен съюз.

Концепцията за изграждане на Газов хъб „Балкан“ е включена в списъка с проекти от „общ интерес“ на Европейската комисия (ЕК) от 18 ноември 2015 г., където фигурира под номер ПОИ 6.25.4 (Infrastructure to allow the development of the Bulgarian gas hub) в клъстер 6.25., включващ алтернативни проекти за доставки на газ от нови източници и по нови маршрути до Централна, Източна и Югоизточна Европа – „Cluster infrastructure to bring new gas to the Central and South-Eastern European region with the aim of diversification“.

Създаването на газов хъб цели да бъде изградена необходимата газопреносна инфраструктура, която да свърже пазарите на природен газ на страните-членки в региона - България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и с тези на страните-членки от Централна и Западна Европа, както и с държавите от Енергийната общност - Сърбия, Македония, Босна и Херцеговина и др., като по този начин допринесе за постигането на основните приоритети на европейската енергийна политика.

В газоразпределителния център биха могли да постъпват количества природен газ от различни източници – руски природен газ през нов морски газопровод и по действащото към момента трасе, природен газ, добиван в шелфа на Черно море – българския (от блокове „Хан Аспарух“, „Силистар“, „Терес“) и румънския, природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) и LNG от терминалите в Гърция и Турция.

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.

През месец декември 2015 г. Правителството на България и Европейската комисия се споразумяха и създадоха съвместна работна група, която има за цел да подкрепи развитието на търговска концепция, бизнес модел и финансов план за Газов хъб „Балкан“. В периода декември 2015 г. – юни 2016 г. в София и Брюксел са проведени

редица срещи с цел оценка на законовите, регулаторните и финансови аспекти на проекта. Основните задачи на създадената работна група са фокусирани върху идентифицирането на решения за необходимата техническа инфраструктура, основните източници на природен газ, както и основните изходни направления и потенциални пазари за доставка. Обсъдени са и широк кръг въпроси, свързани с регулаторна рамка и търговска среда, целящи улеснено свързване между България и останалата част от Югоизточна Европа. В периода 04-06 септември 2016 г., в град Варна, България е проведена инвеститорска кръгла маса по проекта, чиято цел бе да представи пред заинтересовани страни утвърдената в рамките на работната група концепция за изграждане на газоразпределителен център „Балкан“.

Във връзка с идентифицираната следваща стъпка от изпълнението на проекта, отнасяща се до необходимостта от провеждане на детайлно предпроектно проучване, са подадени необходимите документи за кандидатстване за съфинансиране по програма Механизъм за свързване на Европа (CEF Call 2016-2) и Действие „Предпроектно проучване за проекта газова хъб „Балкан“ е одобрено да получи безвъзмездно финансиране на стойност 920 500 евро.

5.1.2. Eastring – България (ПОИ 6.25.1)

Eastring-България е подпроект на проекта „Eastring“.

„Eastring“ е проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между IP Велке Капушани (съществуващата точка на междусистемно свързване между украинската и словашката газопреносни мрежи) и точка на свързване (IP) с външна граница на ЕС на територията на България, като проектът съчетава изграждане на нова газова инфраструктура, с оптимизация на съществуващата в страните по трасето на коридора.

Концепцията Eastring, разработена на този етап и включена в общностния Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOГ (TYNDP) 2017-2026, предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България и е представена в Приложение А на Плана като отделни местни проекти, както следва: Eastring – България, Eastring – Румъния, Eastring – Унгария, Eastring – Словакия.

В рамките на проекта се разглеждат различни варианти на трасе. Предвидено е Eastring да се изпълни на 2 етапа - първият да бъде въведен в експлоатация през 2021 г., като осигури капацитет 570 GWh/ден, а вторият етап през 2025 г., с достигане на капацитет 1140 GWh/ден.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е компанията, която е ангажирана за реализацията на българския участък от Eastring. За територията на България¹² 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

¹² Проектът на „Булгартрансгаз“ ЕАД представлява изцяло нова инфраструктура на територията на България. Капацитетът на газопровода е изцяло нов и не засяга капацитет по сключени дългосрочни договори за трансграничен пренос.

„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 подписаха 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 Братислава е подписан и Меморандум за разбирателство за проекта Eastring между българското Министерство на енергетиката и словашкото Министерство на икономиката. Документът изразява подкрепата на двете страни за проекта, в съответствие със законодателството на ЕС. Чрез него двете страни признават необходимостта от съвместна координирана работа за реализирането на проекта.

Проектът „Eastring” ще допринесе за повишаване сигурността на доставките в региона на Централна, Източна и Югоизточна Европа, ще осигури достъп до алтернативни източници на природен газ и е важна стъпка в процеса на изграждането на единен европейски енергиен пазар.

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.

5.1.3. Проект за изграждане на газопровод/и за увеличаване на капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносната мрежата на „Булгартрансгаз” ЕАД и газопреносната мрежа на Трансгаз С.А. Румъния. - преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия (ПОИ 6.8.4)

Проектът е част от концепцията за координирано развитие на газопреносните 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 газопреносната мрежата на „Булгартрансгаз” ЕАД и газопреносната мрежа на TRANSGAZ S.A. Румъния.

Изпълнението на българския участък, заедно със съществуващата газопреносна инфраструктура се очаква да осигури технически възможности за доставки на между 3-5 млрд. м³/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.

5.2. Нови междусистемни връзки със съседните страни

В края на 2016 г. беше пусната в експлоатация реверсивната междусистемна връзка България – Румъния (IBR), която осигурява свързване на националните газопреносни 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 газопреносната мрежа. Проектът се изпълни съвместно от „Булгартрансгаз” ЕАД и TRANSGAZ S.A., 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 наляганията в газопреносните мрежи на двете страни.

5.2.1. Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB), ПОИ 7.4.2



Междусистемната връзка Турция – България е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, България и BOTAS Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите и 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. м³/г.

Проектът, като част от приоритетния Южен газов коридор, е ключов по отношение сигурността и диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ към/през България и региона. ITB може да осигури достъп до всички настоящи и бъдещи входни точки и източници на Турция – азербайджански и друг природен газ, както и LNG спот доставки от съществуващите терминали в Турция. Изпълнението му е в пряка връзка с постигането на необходимите условия за създаване на конкурентен газов пазар, повишаване на гъвкавостта на системите и пазарната интеграция.

Междусистемната връзка Турция – България е проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013. За изпълнение на прединвестиционно проучване през 2015 г. бе получено безвъзмездно финансиране в размер на до 190 000 евро по програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF-Energy).

През 2015 г. беше изготвено Прединвестиционно проучване, като първа стъпка от бъдещото изграждане на интерконектора, като същото е прието от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД в началото на 2016 г.

В резултат на прединвестиционното проучване 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.

5.2.2. Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS), ПОИ 6.10



Междусистемната реверсивна газова връзка България – Сърбия има за цел свързване на националните газопреосни мрежи на България и Сърбия. Проектът се реализира от Министерство на енергетиката, в качеството си 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.

С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на българската газопреосна мрежа. Същевременно, в кризисни ситуации ще се използва за доставка на природен газ от Сърбия.

Междусистемната връзка е един от българските газови проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013.

По данни от техническия проект дължината на трасето София – Димитровград – Ниш е около 170 км, от които на българска територия около 62,2 км, а мястото на включване на газопровода към газопреосната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в района на Нови Искър. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1,8 млрд. м³, а максималният е 3,2 млрд. м³.

През Първа фаза на проекта са извършени предпроектно проучване и теренни археологически проучвания по трасето на газопровода. Проведена е необходимата процедура по утвърждаване на трасето на газопровода и на площадките и е издадено Решение от Комисията за земеделските земи към Министерството на земеделието и храните. Извършени са консултантски дейности по подготовката за придобиване на

вещни права, изготвен са актуален регистър на собствениците и оценки от имотите. Изработен е Подробен устройствен план – окончателен проект, който е одобрен от Националния експертен съвет по устройство на територията и регионална политика към Министерство на регионалното развитие и благоустройството. Изработен и одобрен от консултанта по чл. 166, ал. 1 от ЗУТ е инвестиционен проект (фаза – технически проект). Извършени са и по-голямата част от археологическите проучвания на обектите по трасето.

През Втора фаза на проекта ще бъдат проведени необходимите процедури за придобиване на вещни права върху имотите за площадките към газопровода и учредяване на сервитут за линейната част на газопровода, получаване на разрешение за строеж, изработване на работен проект, доставки на необходимите материали и оборудване, строително – монтажни работи и въвеждане на строежа в експлоатация. Стартирана е процедура за получаване на финансиране за Втората фаза на проекта. Строителството ще се реализира и финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014 – 2020 г.“.

Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е краят на 2020 г.

5.2.3. Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB), ПОИ 6.8.1



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.

За реализацията на проекта е осигурено съфинансиране от „Европейската енергийна програма за възстановяване“ /ЕЕПВ/ под формата на безвъзмездната финансова

помощ. Подписан е и мандат с Европейската банка за възстановяване и развитие /ЕБВР/ за стартиране на преговори с цел финансиране на фаза изграждане. За реализацията на проекта има предвидена държавна гаранция, която последователно се подновява през 2015, 2016 и 2017 г., чийто настоящ размер е 220 млн. лева.

Трасето на газопровода Комотини-Димитровград-Стара Загора е с дължина 182 км, от които 151 км. на територията на България и 31 км. на територията на Гърция, с диаметър на тръбата 32" (813 мм). Техническият капацитет на газопровода е до 3 млрд м³/г., с възможност да се увеличи до 5 млрд м³/г. чрез изграждане на компресорна станция.

На територията на Р. България се предвижда изграждане на отклонения до района на градовете Кърджали и Димитровград.

На територията на Гърция, във връзка с развитието на Южния газов коридор, се предвижда възможност за свързване на IGB с газопровода TAP и с газопреносната инфраструктура на DESFA S.A.

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 проекта в рамките на инициативата за междусистемна свързаност между страните от Централна и Югоизточна Европа – CESEC.

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.

5.3. Увеличаване на капацитета за съхранение на природен газ

5.3.1. Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“ (ПОИ 6.20.2)

Повече от 40 години ПГХ „Чирен“ е единственото газохранилище на територията на страната. То е ключов инструмент за функционирането на газовия пазар в България, чрез който се компенсира сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната, като осигурява необходимата гъвкавост, породена от разликите между доставките и потреблението и осигурява аварийен резерв. ПГХ „Чирен“ е изключително важен инструмент за гарантиране на сигурността на газовите доставки. 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. Проектът е проект от „общ интерес“.

Съгласно завършения през 2010 г. Технологичен проект за експлоатация и разширение на ПГХ „Чирен“, са разработени четири варианта за разширение на газохранилището, които визират постепенно увеличаване на резервоарното налягане до 180 bar. Като икономически най-изгоден проектантът предлага Вариант 3, т.е. Активен газ 1 млрд. м³, дебит на нагнетяване и добив 8-10 млн. м³/д и максимално резервоарно налягане до 150 bar. Тези параметри са определени въз основа на анализа на наличната геолого-геофизична, сондажна и резервоарно-инженерна информация за Чиренската геоложка структура и капацитетните възможности на надземните съоръжения.

За прецизиране на варианта за разширение на газохранилището в аспект максимално резервоарно налягане е предвидено провеждането на допълнителни изследвания (3D сеизмични изследвания, геомеханично симулиране и наземен газов анализ), като към момента на изготвяне на Плана геомеханичното симулиране на Чиренския резервоар е завършено. През м. май 2016 г. приключиха дейностите по наземен газов анализ върху

площта на Чиренската структура. През 2017 и 2018 г. ще 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.

За изпълнението на дейностите по разширение на ПГХ „Чирен“ (ПОИ 6.20.2), „Булгартрансгаз“ ЕАД кандидатства за получаване на съфинансиране от програма Механизъм за свързване на Европа (MCE). На 23 октомври 2015 г. е подписано споразумение за безвъзмездно финансиране № INEA/CEF/ENER/M2015/1029442 за „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 действието - 3 900 000 Евро.

През 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД кандидатства за съфинансиране на действие „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“ с обща прогнозна стойност 260 000 Евро (размер на безвъзмездните средства 50% от стойността на действието – 130 000 Евро). Предложението бе препоръчано за финансиране. Грантово споразумение No INEA/CEF/ENER/M2016/1147252 е подписано и е в сила от 03.11.2016 г. и към момента действието се изпълнява.

Планираното развитие на газовите проекти в региона е предпоставка за развитието на пазара, диверсификация и повишаване на пазарната интеграция и е в пряка връзка с разширението единственото в България газохранилище. В средносрочен времеви хоризонт ПГХ „Чирен“ се очертава като търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията на регионалния газов пазар, както и за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, със съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопреносните системи.

Предимство на ПГХ „Чирен“ е, че то е действащо хранилище и сроковете за изпълнение на неговото разширение са значително по-кратки в сравнение с тези за изграждане на нови съоръжения за съхранение.

5.3.2 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, обуславят необходимостта в дългосрочен аспект от осигуряването на допълнителен капацитета за съхранение и респективно обосновават изпълнението на проекти за газохранилища.

Без да се изключва 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 обаче 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 не по-малко от 7-8 години.

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

Развитието на съществуващата мрежа е съществен процес по отношение на създаване на възможности за постигане на устойчива икономическа среда, благоприятна за развитието на българската икономика като цяло. Освен подпомагане на икономиката, реализирането на подобни проекти е пряко свързано с развитието на съответните региони – в бизнес и социален аспект. Предвидените проекти биха увеличили броя на българските домакинства с достъп до природен газ, биха подпомогнали ускоряването на процеса на газификация в страната, както и повишаването на енергийната ефективност. Също така, в процеса на изграждането им ще бъдат осигурени временни работни места. Като цяло, реализирането им е свързано с постигането на значим екологичен ефект - намаляване на вредните емисии, отделяни при изгаряне на твърдите и течните горива.

5.4.1. Проекти в ход

• Газопроводно отклонение Разлог - Банско

Газопроводът е с очаквана дължина 40 км, максимален дебит 32 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се трасето на газопровода да преминава по северните склонове на Пирин планина, като преди курортно селище „Предела“ трасето пресича път № 19 Симитли-Разлог и продължава по южните склонове на Рила планина до АГРС Разлог, след това трасето продължава на юг, пресича път № 19 Симитли-Разлог и достига до АГРС Банско.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 4 840 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 4 840 000 евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 750 000 евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др.

Приключена е процедурата за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС и е подписан договор за консултантски услуги за проектиране.

• Газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп

Планирано е газопроводът да бъде с дължина около 62 км, максимален дебит 25 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Разглежданото трасе на газопроводно отклонение е както следва: от КВ (кранов възел) Виноградец,

разположен на Южния полупръстен на МГ (магистрален газопровод) до АГРС западно от гр. Панагюрище, трасе от гр. Панагюрище до АГРС западно от гр. Пирдоп.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 3 600 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 3 600 000 евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 1 250 000 евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др.

Изпълнено е предпроектно проучване. Приключена е процедурата по правилата на ЕБВР за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС и е подписан договор.

- **Газопроводно отклонение до Свищов**

Газопроводът е с очаквана дължина 39 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, която ще бъде разположена южно от гр. Свищов.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 2 360 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 2 360 000 евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 600 000 евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др.

Изпълнено е предпроектно проучване. Пред финализиране е процедурата по правилата на ЕБВР за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост).

5.4.2. Предвидени възможности за изграждане на нови газопроводни отклонения

- **Газопроводно отклонение с АГРС до Сопот и Хисаря**

Предвижда се газопроводното отклонение да е с диаметър DN 200 мм и 32 км с DN 150, като захранването му 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/, а автоматичните газорегулиращи станции (АГРС) да са в околностите на гр. Сопот и гр. Карлово (или обща за двата града), както и гр. Хисаря, както и отклонение за с. Баня и с. Калояново. С отклонението биха могли да се захранят общините Сопот и Хисаря, гр. Баня, гр. Карлово и с.Калояново.

Описаният по-горе проект за ново газопроводно отклонение е в етап на 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 е готов да съдейства при реализирането на всички мотивирани и икономически изгодни проекти, които при наличие на основания, при последваща актуализация ще бъдат включени в Пред инвестиционната или Инвестиционната програми.

5.5. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура

5.5.1 Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура, ПОИ 6.8.2

Проектът „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“ е проект от „общ интерес“ (ПОИ 6.8.2), както и проект, определен за приоритетен за инициативата за газова свързаност в региона на Централна и Югоизточна Европа (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity - CESEC).

ПОИ 6.8.2 е комплексен проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България, включващ следните видове дейности:

- Модернизация и рехабилитация на компресорни станции;
- Инспекции за установяване и характеризиране на състоянието на газопроводите;
- Ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции;
- Разширяване и модернизация на съществуващата мрежа;
- Внедряване на системи за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Модернизацията, рехабилитацията и разширението на съществуващата газопреносна инфраструктура ще гарантират сигурен и надежден пренос на природен газ, ще подобрят ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система и ще осигурят необходимите капацитети и налягания. С изпълнението на планираните дейности ще бъдат осигурени технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи през съществуващите и нови входни и изходни точки и възможности за разнообразяване на посоките за пренос, в зависимост от пазарния интерес.

Предвид естеството на дейностите, свързани с изпълненото на проекта, условно могат да бъдат разграничени 3 фази на изпълнение, които обхващат съответно следните дейности:

Фаза 1: Обединява първоначалните действия предприети по проекта, които са стартирали в периода 2013-2015 г. и които Дружеството вече изпълнява, финансирайки ги със собствени средства. Към тази фаза се отнасят следните дейности:

- Етап 1 на модернизация на 4 компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“, КС „Петрич“, КС „Странджа“), чрез интегриране на 6 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати, ГТКА. Този етап от модернизацията приключи през м. юни 2016 г.
- Изграждане на газопровод КС Лозенец – ОС Недялско, като част от предвидените по проекта дейности за разширение на газопреносната мрежа мрежата. Този етап започна да се изпълнява през 2016 г. и се очаква в средата на 2018 г. да бъде завършен. Подробна информация е предоставена в т. 5.5.4. по-долу.
- Провеждане на инспекции.



- Внедряване на системи PIMS и GIS за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата. В края на 2016 г. бяха изпълнени всички дейности по внедряването на софтуера за управление на интегритета на газопроводите - PIMS. Внедряването на платформа за управление на пространствени данни - GIS приключи през м. февруари 2017 г.

Фаза 2: Включва действия, представляващи основна част от проекта, които са стартирали през 2016 г. и представляват естествено и логично продължение за цялостното реализиране на проекта, след изпълнение на Фаза 1. Към Фаза 2 са включени следните действия:

- Етап 2 от модернизацията на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя ГТКА в 3 компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Петрич“, КС „Ихтиман“). Този етап стартира в края на 2016 г. със сключване на договор за предпроектни проучвания.
- Рехабилитация и подмяна на участъци от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина 81 км.
- Провеждане на инспекции.
- Внедряване на допълнителен софтуер.

За изпълнението на действията от Фаза 2 „Булгартрансгаз“ ЕАД кандидатства за получаване на съфинансиране от програмата Механизъм за свързване на Европа (MCE). През 2016 г. Действие с номер 6.8.2-0055-BG-S-M-15 „Подготвителни дейности във връзка с изпълнението на проект от общ интерес 6.8.2 Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газова инфраструктура в България“ бе избрано да получи финансова подкрепа по програмата MCE. През м. април 2016 г. беше подписано споразумение за безвъзмездно финансиране № INEA/CEF/ENER/M2015/1119568. Размерът на безвъзмездното финансиране съгласно споразумението е 50% от сумата на действието – до 850 000 (осемстотин и петдесет хиляди) евро, като то обхваща три основни дейности:

- **Дейност 1:** Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията (подсилването) на северния полупръстен на газопреносната система (за газопроводен участък от 58 км.: „ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово“). **Подробна информация в т. 5.5.5 по-долу.**
- **Дейност 2:** Подготвителни дейности за модернизация на 3 броя компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни турбинни газокомпресорни агрегати (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“). **Подробна информация в т. 5.5.9 по-долу.**
- **Дейност 3:** Вътрешнотръбни инспекции на два газопроводни участъка. За изпълнението на тази дейност през м. март 2016 г. е обявена обществена поръчка за избор на изпълнител. На 14.07.2016 г. е подписан договор с избрания изпълнител с предмет: „*Вътрешнотръбна инспекция с геометрично бутало и с технология на разсеян магнитен поток (MFL технология) или еквивалентна, на два участъка от газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, участък ОС Кардам – ОС Лозенец с външен диаметър DN 1220 (48") и дължина 184 км и участък ОС Батулци – ОС Враца с външен диаметър 520 (20") и дължина 37 км*“. Полевите дейности приключиха през м. ноември 2016 г. Изпълнението на договора беше окончателно финализирано през м. декември 2016 г., с подписването на приемо-предавателен протокол за изпълнение на дейността и издаването на необходимия сертификат за съответствие.

В рамките на втората за 2016 г. кампания за приемане на проектни предложения по програма Механизъм за свързване на Европа (МСЕ), „Булгартрансгаз“ ЕАД кандидатства за съфинансиране на Действие „Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията на газопреносната система в участъка ОС Вълчи Дол - ЛКВ Преселка, част от проект от „общ интерес“ 6.8.2.“, с прогнозна стойност 182 000 евро. Действието е насочено към изпълнение на подготвителната фаза на дейността, свързана с подмяната на газопроводен участък от 23 км. и ще включва завършване на прединвестиционна фаза, проектиране, получаване на необходимите разрешителни, които ще осигурят възможност за стартиране на строителните работи. Действието е предложено за финансиране, като към момента на изготвяне на плана предстои подписване на Грантово споразумение.

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

5.5.2. Модернизация на съществуващите системи за автоматично управление (САУ) на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“

Целта на модернизацията е замяна на съществуващите системи за автоматично управление на всеки ГКА и общостанционни системи за КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ с нови системи, базирани на нови съвременни технологии и елементна база.

Модернизираните системи за управление имат възможност управлението на ГКА и КС да се извършва от диспечерската зала и се свежда до минимум присъствието на хора в машинна зала на компресорния цех. За целта се изграждат нови еднотипни самостоятелни системи за автоматично управление на ГКА в компресорните станции и нови общостанционни системи за управление на КС.

В края на 2014 г. беше подписан договор за пълен инженеринг, като се очаква компресорните станции да бъдат завършени изцяло и всички ГКА да бъдат въведени в експлоатация по етапно в края на 2017 г.

5.5.3. Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник

Към момента няма изградени очистни съоръжения на тези газопроводни отклонения. С изграждането на пускови и приемни камери ще може да се извършва периодично почистване и вътрешнотръбни инспекции за установяване на действителното експлоатационно състояние на преносните газопроводи, без прекъсване на потока на газ, както и да се поддържа проектното налягане.

5.5.4. Изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“ (Част от Първа фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“)

Разширяването на транзитния газопровод за Турция в участъка между компресорна

станция „Лозенец“ и очистно съоръжение „Недялско“ е ключов за развитието на съществуващата междусистемна свързаност на България с Турция и е част от проект от „общ интерес“ 6.8.2 за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България.

Изграждането на 20-километровата газопроводна отсечка в участъка КС „Лозенец“ – ОС „Недялско“ е пряко свързано с повишаване на сигурността на преносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД и осигурява възможност за пренос на допълнителни количества газ по транзитния газопровод в участъка между КС „Лозенец“ и българо-турска граница. Изграждането на лупинга е техническа предпоставка за осъществяване на реверсивен поток при необходимост. С неговото реализиране ще бъдат създадени и технически възможности за гъвкавост на системата при различни операции и режими, включително пускане на очистни устройства и интелигентни бутала, извършване на ремонтни работи по газопроводите без ограничаване на транзита на природен газ, подобряване на хидравликата на системата.

През 2016 г. бе подписан договор и започна изграждането на обекта, като на 05.07.2016 г. е издадено Разрешение за строеж № РС-32. Изградени са временни складови бази на обекта, като се планира през 2017 г. да бъдат извършени необходимите доставки и да започне изпълнението на СМР. Въвеждането на обекта в експлоатация се очаква през 2018 г.

5.5.5. Подмяна на Преносен газопровод в участъка ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово (Част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“)

Подмяната на преносния газопровод в участъка „ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово“ DN700, който е въведен в експлоатация на два етапа, съответно през 1973 г. и през 1975 г. и е част от северния полупръстен на националната газопреносна мрежа (НГПМ), е във връзка с констатирани дефекти от проведени вътрешнотръбни инспекции и наложено ограничение в максималното допустимо работно налягане от 44 bar спрямо проектното, което е 54 bar, като с реализацията на проекта ще се гарантира надеждността на експлоатация и ще се осигури необходимия капацитет за пренос на природен газ.

Подготвителните дейности във връзка с рехабилитацията (подсилването) на северния полупръстен на газопреносната система (за газопроводен участък от 58 км.: „ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово“) се съфинансират от програма МСЕ, в изпълнение на споразумение за безвъзмездно финансиране № INEA/CEF/ENER/M2015/1119568. През м. април 2016 г. е обявена обществена поръчка за избор на изпълнител на дейностите по проектиране. На 14.10.2016г. е сключен договор с предмет: „Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията (подсилването) на северния полупръстен на газопреносната система с прединвестиционни проучвания и инвестиционно проектиране за строеж: „Подмяна на Преносен (магистрален) газопровод в участъка ОС Беглеж-КВ Дерманци-КВ Батулци-КВ Калугерово“. Очаква се дейностите по договора да приключат в края на 2017 г., в резултат на което „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разполага с необходимия пакет документи за получаване на Разрешение за строеж и ще може да продължи с реализирането на строителството на участъка.

5.5.6. 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“

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

5.5.7. Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“.

Поради повишените количества газ за пренос към присъединените потребители, които надхвърлят проектните такива, се налага да бъде увеличен капацитета на ГО „Търговище“. Това може да бъде постигнато, като съществуващият газопровод бъде подменен с тръби с по-голям от сегашния диаметър. Предвидено е и изграждане на оптична кабелна линия.

5.5.8. Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70П, в т.ч. планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304

За всички типове газотурбинни двигатели (ГТД) е въведено понятието **междуремонтен ресурс** в работни часове (ресурс до инспекция) и **назначен общ технически ресурс** в работни часове, които са записани в съответните експлоатационни документи, с цел гарантиране на експлоатационна надеждност, безопасност, работоспособност и съхранение на експлоатационните характеристики на газотурбинните двигатели.

След изчерпването на междуремонтния ресурс, който за двигатели ДТ70П е 20 000 часа, а за ТНМ 1304 - 40 000 часа, се пристъпва към извършване на основен ремонт за възстановяване механичните, екологичните и газодинамичните характеристики, и осигуряване на безопасната им и надеждна експлоатация през следващите (след ремонта) часове работа, до достигане на общия назначен технически ресурс, който за всички двигатели е 100 000 ч.

5.5.9. 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“)

Задачата е част от цялостната концепция, свързана с изпълнението на ПОИ 6.8.2. „Необходима рехабилитация, модернизация и разширяване на българската преносна система“, чрез която се цели подобряване на ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система, осигуряване на технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, във връзка с планираните нови входни и изходни точки и адаптиране на съществуващата газова

инфраструктура на територията на Р. България към новите изисквания на пазара и новите реалности, в контекста на плановете за развитие на инфраструктурата в региона, както и да бъде повишена нейната надеждност и ефективност.

Действието основно е фокусирано върху модернизацията на три компресорни станции (КС), чрез интегриране на четири броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА).

Подготвителните дейности за модернизация на 3 броя компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“) чрез интегриране на нискоемисионни турбинни газокомпресорни агрегати се съфинансират от програма МСЕ, в изпълнение на споразумение за безвъзмездно финансиране № INEA/CEF/ENER/M2015/1119568. През м. април 2016 г. е обявена обществена поръчка за избор на изпълнител на дейностите по проектиране. На 15.11.2016 г. е сключен договор с предмет: „Подготвително (прединвестиционно) проучване с технико-икономически анализ на състоянието на техническото оборудване на три компресорни станции – КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“ и необходимост от модернизация“. Очаква се дейностите по договора да приключат в средата на 2017 г.

Въз основа на получените резултати от изготвения технико-икономически и екологичен анализ ще се създаде готовност за продължаване на следващия етап на реализация, а именно проектиране, доставка и монтаж на четири броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА), които да се интегрират в състава на компресорните мощности в КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“.

5.5.10. Намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на газомоторни компресори (ГМК) и технологична линия от ГМК до II ри пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен“

С реализацията на строеж „Намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на ГМК и технологичната линия от ГМК до II-ри пясъчен демпфер“ се цели намаляване на стойностите на вибрациите в технологичното оборудване на ПГХ „Чирен“ в граници по-ниски от 10 mm/s, чрез извършване на строително-монтажни и ремонтни дейности и отстраняване на регистрираните отклонения в работата на нагнетателните тръбопроводи на ПГХ „Чирен“ от нормативните документи.

5.5.11. Подмяна тръби на открит цикъл на ГМК

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

5.6. Изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията

5.6.1. 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“ са предвидени за изпълнение поръчки като: „Доставка на софтуер за търговско диспечирание“ и „Избор на платформа за резервиране на капацитет на вътрешни точки“. С реализирането на тези поръчки ще се въведат и използват

софтуерни приложения за обезпечаване дейностите по търговско диспечирание, свързани със заявяване и разпределение на капацитет, номинации, процедури по сравнение и др. отнасящи се до основната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД - пренос на природен газ, и отношенията „оператор на газопреносна система - мрежови ползвател“.

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2017-2021 Г.

Настоящият раздел от Десетгодишния план за развитие на мрежите има за цел да се покаже развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура и съоръжения, в предвидения десетгодишен период. Доколкото към настоящия момент все още протичат процеси на изясняване на източниците и маршрутите от които би достигнал природен газ до територията на Р. България, то са възможни различни варианти за степента на използваемост на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Планираните дейности на Дружеството в периода 2017-2021 г. ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз“ ЕАД ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който би позволил 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.

Към 1 януари, в млн. м ³ /д	2017	2018	2019	2020	2021
Зона Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	29,1	29,6	29,6	39,92	57,44
IP Негру вода 1	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27
IBR	0,15	0,15	0,15	1,37	1,37
IGB				9,1	9,1
ITB					9,1
IBS					5,5
ГИС „Чирен“/ връзка с ПГХ при добив	3,1	3,6	3,6	3,6	3,6
Местен добив	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Връзка с ГМТП (вход)	3,08	3,08	3,08	3,08	6
Изходен капацитет	45,06	45,06	45,06	54,56	72,08
IP Негру вода 1/Кардам*	12	12	12	12	12
Изходна зона България	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
IBR	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
IGB				9,1	9,1
ITB					9,1
IBS					5,5
ГИС „Чирен“/ връзка с ПГХ при нагнетяване	2,66	2,66	3,06	3,06	3,06
Връзка с ГМТП (изход)	3,08	3,08	3,08	3,08	6
Зона Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	62,36	62,36	62,36	62,36	65,28
IP Негру вода 2,3/ Кардам	58,28	58,28	58,28	58,28	58,28

Към 1 януари, в млн. м ³ /д	2017	2018	2019	2020	2021
IP Кулата/Сидирокастро*	1	1	1	1	1
Връзка с НГПМ (вход)	3,08	3,08	3,08	3,08	6
Изходен капацитет	61,33	61,33	66,13	66,13	69,05
IP Странджа/Малкочлар	45,13	45,13	49,93	49,93	49,93
IP Кулата/Сидирокастро	10,27	10,27	10,27	10,27	10,27
IP Жидилово	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Изходна зона България	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Връзка с НГПМ (изход)	3,08	3,08	3,08	3,08	6
IP Негру вода 2,3/ Кардам*	0	0	0	0	0

* Физически и/ или търговски реверсивен пренос

** Посочените капацитети за входните и изходните точки са проектни и се отнасят за всеки вход/ изход поотделно и сумарно могат да надвишават техническия капацитет на инфраструктурата като цяло. В зависимост от динамичното преизчисляване на капацитета и неговото максимализиране, съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 984/2013 относно Механизмите за разпределение на капацитет, ще бъдат определяни съответните твърди и прекъсваеми капацитети за всяка точка

*** Посочените капацитети за новите междусистемни връзки (ITB, IGB, IBS и IBR) са по проектна информация към м. март 2017 г. и подлежат на промяна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

„Булгартрансгаз“ ЕАД е отговорна компания, работеща в условията на динамично променящи се среда и се стреми да развива ефективно инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в България в унисон с националните, регионалните и общоевропейски приоритети, цели и стратегии за постигане на сигурност, стабилност, диверсификация, пазарна интеграция, конкуренция и либерализация.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017 – 2026 г. са:

- Поддържане на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура;
- Модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносните мрежи и съоръжения;
- Развитие на междусистемната свързаност;
- Разширение на капацитета за съхранение на природен газ.

В периода 2017-2026 г. се предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки с Турция, Гърция и Сърбия. Планира се през България да преминават и ключови трансгранични газопроводи, които ще се свържат със съществуващата газопреносна система на „Булгартрансгаз“ ЕАД. 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. Този факт ще гарантира доставките на природен газ за страната и за региона, като създаде реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България.

В пряка връзка с намеренията за развитие на газовата инфраструктура в региона са и плановете за разширение на съществуващото газохранилище „Чирен“, както и модернизацията и рехабилитацията на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Реализирането на всички тези проекти е взаимно обвързано, като цели да допринесе за ефективността и развитието на единната общеевропейска газова мрежа.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда да насочи инвестиционната си дейност и в изграждането на нови отклонения, чрез което ще се създадат условия за ускоряване на газификацията в страната със съответните икономически, социални, екологични и др. ползи за месното население. С това ще се изпълни един от основните приоритети изложени в Енергийната стратегия на Р. България.

Очакваният резултат от изпълнението на настоящия План 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 – хъб, в който се създават технически възможности за вход и изход на потоци природен газ, постъпващи от разнообразни източници и по нови маршрути.

Изпълнението на Плана на корпоративно ниво ще затвърди успешния бизнес модел за развитие на компанията, а в национален и регионален аспект газовия оператор ще продължи да осигурява надежден пренос и съхранение на природен газ, както за обществото, така и за индустрията, прилагайки най-добрите бизнес практики.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Ключови проекти за нови газопроводи на територията на страната и свързването им със съществуващата газопреносна мрежа

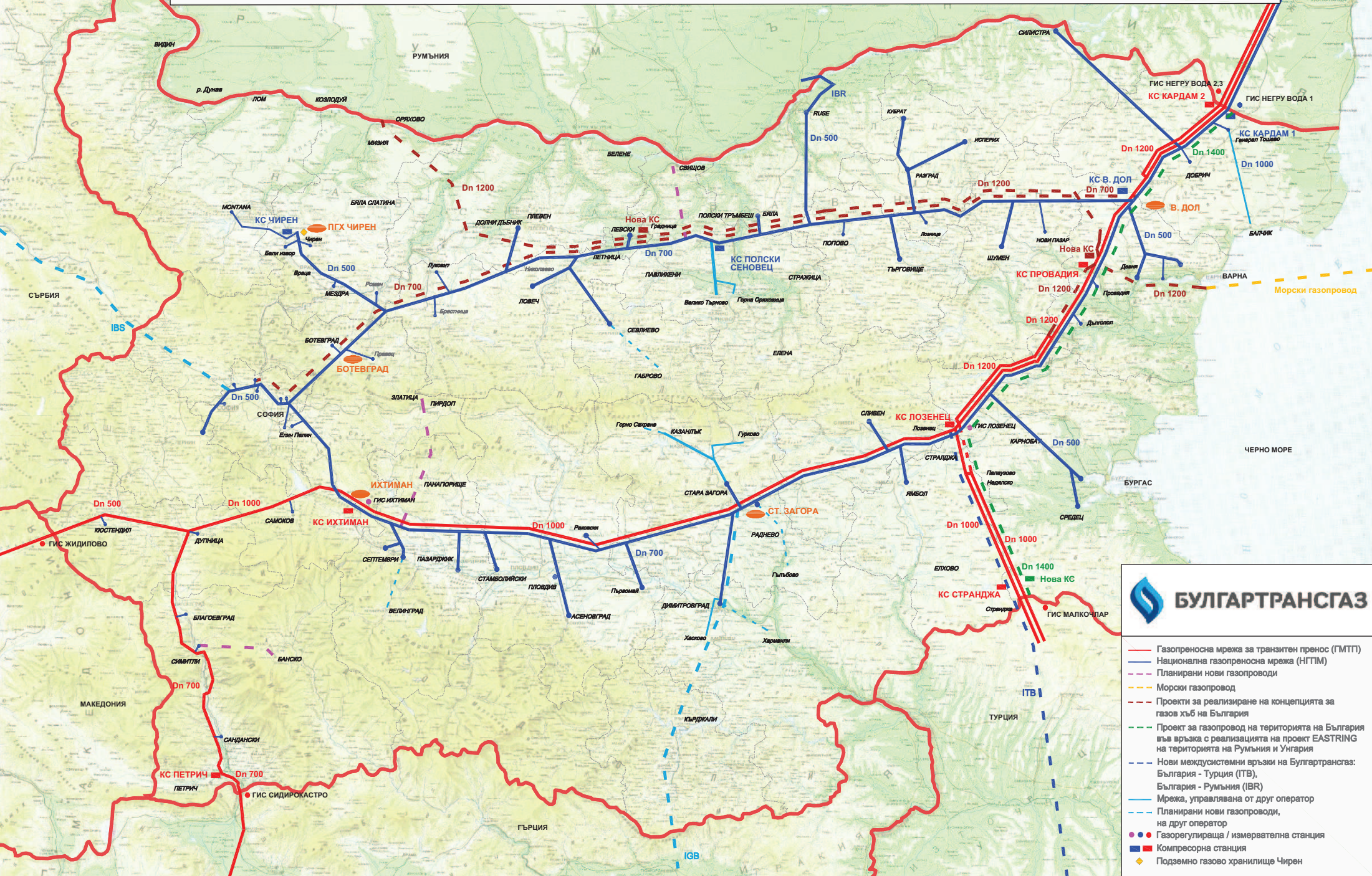
№	Проект	Окончателно инвестиционно решение (FID)	Срок за приключване	Изпълнител	Очаквана стойност на инвестицията на "Булгартрансгаз" ЕАД	Финансиране	Инфраструктура	Изменение на капацитета/тип	Бележки
1	Междусистемна връзка Турция - България (ITB)	не	2020	"Булгартрансгаз" ЕАД и Боташ	~ 150 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	~ 76 км български участък ~ 120 км турски участък	3 млрд.м ³ /г постоянен двупосочен (входящ-изходящ)	Изготвено прединвестиционно проучване. Изготвено предварително техническо задание.
2	Междусистемна връзка Гърция-България (IGB)	да	началото на 2020	„Ай Си Джи Би“ АД	~ 4,4 млн. € (220 млн. € *)	ЕЕPR и собствени средства на "Булгартрансгаз" ЕАД за свързването със съществуващата мрежа.	общо 182 км, от които 151 км български участък	3 млрд.м ³ /г - I етап 5 млрд.м ³ /г - II етап (входящ-изходящ)	Основната инфраструктура се реализира от „Ай Си Джи Би“ АД. Проектът ще бъде свързан с газопреносна мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД в района на Стара Загора и в района на Димитровград.
3	Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)	да	2020	Министерство на енергетиката	~ 2 млн. € (48 млн. € *)	ОП "Конкурентоспособност" и собствени средства на "Булгартрансгаз" ЕАД за свързването със съществуващата мрежа.	общо 170 км, от които 62,2 км български участък	1,8 - 3,2 млрд.м ³ /г изходящ (реверсивен при кризисни ситуации и спиране на основния поток)	Реализира се от МЕ, бенефициент на ОП Конкурентоспособност за Фаза 1 на проекта. Проектът ще бъде свързан с газопреносната мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД.
4	Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна система	не	2020	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 321 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	подмяна на участъци - 81 км.; разширение на съществуващата мрежа - 19 км. (във връзка с IBS); 20 км. газопровод Лозенец-Недялско; модернизация на КС-10 ГТКА; нова КС Горни Богров във връзка с IBS - 20 MW;	общ допълнителен капацитет след реализиране на проекта - ~ 3 млрд.м ³ /г	Комплексен, многокомпонентен проект, който се изпълнява в 3 фази и обхваща: -Ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции; -Разширяване и модернизация на съществуващата газопреносна мрежа; -Модернизация и рехабилитация на КС; -Инспекции за установяване състоянието на газопроводите; -Внедряване на системи за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата.
5	Концепция за изграждане на газов хъб в България - Газов Хъб "Балкан"	не	2022	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 1,4 - 2,4 млрд. €***	собствено и привлечено външно финансиране	Нова газопреносна инфраструктура и модернизация на съществуващата	Допълнителен входен капацитет между 15.75 млрд.м ³ /г - 31.5 млрд.м ³ /г	Проектът е в идейна фаза.
6	Изграждане на газопровод в България, във връзка с изграждането на газопровода Eastring на територията на Унгария и Румъния	не	2021 (фаза 1)	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 700 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	258 км Dn 1400 с Pp - 75 bar + 60 MW нова КС	20 млрд.м ³ /г	Проектът е в идейна фаза.
7	Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“	не	2024	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 223 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	Проектът предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд.м ³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м ³ /ден.	Увеличаване на обема работен газ с 450 млн.м ³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване с до 5 млн. м ³ /ден.	За прецизиране на варианта за разширение се изпълняват допълнителни изследвания (3D сеизмични изследвания, геомеханично симулиране и наземен газов анализ), като към момента на изготвяне на Плана геомеханичното симулиране на Чиренския резервоар и наземният газов анализ са завършени, а през 2017 и 2018 г. ще бъдат изпълнени 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура.

Забележка:

* Посочените стойности представляват очакваната обща стойност на проектите, които се развиват от трети страни т.нар "third party projects"

** Проектът е с неопределен статут - повече информация в т.5.1.1 ***Очакваната стойност предстои да бъде прецизирана от предстоящото предпроектно проучване

Газопреносна инфраструктура на територията на Р. България и планирани газопроводи 2017 - 2026 г.



БУЛГАРТРАНСГАЗ

- Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТТ)
- Национална газопреносна мрежа (НГТМ)
- - - Планирани нови газопроводи
- - - Морски газопровод
- - - Проекти за реализиране на концепцията за газов хъб на България
- - - Проект за газопровод на територията на България във връзка с реализацията на проект EASTRING на територията на Румъния и Унгария
- - - Нови междусистемни връзки на Булгартрансгаз: България - Турция (ITB), България - Румъния (IBR)
- Мрежа, управлявана от друг оператор
- - - Планирани нови газопроводи, на друг оператор
- Газорегулираща / измервателна станция
- Компресорна станция
- ◆ Подземно газово хранилище Чирен