

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2018 – 2027 г.

13 април 2018 г.

**Одобрен с Решение по Протокол №268/13.04.2018 г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**

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	42
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ.....	42
2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	43
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	45
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	47
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	47
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	48
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС ПРЕЗ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	49
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ	51
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2018-2027 Г.	53
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2018 – 2020 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ.....	55
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 2018 – 2027 Г.....	58
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2018 – 2027 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	59
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2018 – 2027 г.....	60
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ	64

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2018-2022 Г.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85

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

ЕК – Европейска Комисия

ЕБВР – Европейска банка за възстановяване и развитие

ЕИБ – Европейска инвестиционна банка

МСЕ – Механизъм за свързване на Европа

ПОИ – Проекти от „общ интерес“

ГРД – Газоразпределително дружество

МЕ – Министерство на енергетиката

МРРБ – Министерство на регионалното развитие и благоустройството

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;

EASTRING – проект за изграждане на газопреносна инфраструктура от България през Румъния и Унгария до Словакия;

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

IAP – Йонийско - Адриатически газопровод;

ТАП/TAP – Трансадриатически газопровод;

ТАНАП/TANAP – Трансанадолски газопровод.

Използваната в този план горна граница на калоричност при референтни условия (20°/25) с оглед преобразуване от обемни единици в енергия е, както следва:

	НГПМ	ГМТП
	GCV, kWh/m³ (25°C/20°C)	GCV, kWh/m³ (25°C/20°C)
2008-2010	10,40	10,40
2011	10,41	10,41
2012	10,45	10,45
2013	10,48	10,48
2014	10,54	10,54
2015	10,64	10,63
2016	10,66	10,66
2017	10,58	10,58

За целите на прогнозирането на капацитет и обеми е използвана калоричност
1м³=10,64 kWh (25°C/20°C)

1 TWh=1 000 GWh=1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh

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 (www.nsi.bg)
- 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 (<https://ec.europa.eu>)
- Доклад на Световната банка, Economic Consulting Associates Ltd (ECA) и Infraproject Consult Ltd „Bulgaria: Options to Improve Security of Gas Supply”
- Публична информация, свързана с развитието на газовия пазар в региона, публикувана на следните интернет страници:
 - Gazprom (www.gazprom.com)
 - Rosneft (www.rosneft.com)
 - White Stream (www.white-stream.com)
 - DESFA S.A. (www.desfa.gr)
 - DEPA, S.A. (www.depa.gr)
 - Gastrade (www.gastrade.gr)
 - Prometheus gas (www.prometheusgas.gr)
 - HRADF (www.hradf.com)
 - JP Srbijagas (www.srbijagas.com)
 - ГАМА АД (www.gama.com.mk)
 - LNG Hrvatska (www.lng.hr)
 - 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)
- ENTSG (www.entsog.eu)
- Delek Drilling (www.delekdrilling.co.il)
- 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 2018 – 2022 г., одобрена с Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД №249/08.01.2018 г. и Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД №1/11.01.2018 г. и актуализираната Бизнес програма, приета с Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД №258/01.03.2018 г. и Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД №9/02.03.2018 г.
- Регионален Инвестиционен План „Централна и Източна Европа“ 2014-2023 г. (www.entsog.eu)
- Регионален Инвестиционен План „Южен коридор“ 2014-2023 г. (www.entsog.eu)
- Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ENTSG 2017-2026 г. (www.entsog.eu)
- GIE – Gas Infrastructure Europe (www.gie.eu)
- IEA - International Energy Agency (www.iea.org)
- IGU – International Gas Union, Working committee 2 – UGS (www.igu.org)
- EIA – U.S Energy Information Administration (www.eia.gov)
- IENE – Institute of Energy for South – East Europe (www.iene.eu)
- BP Statistical Review of World Energy 2017 (www.bp.com)
- Turkish Policy Quarterly – 2015 (<http://turkishpolicy.com>)
- Ministry of Energy and Natural Resources – Republic of Turkey (www.enerji.gov.tr)
- MER JSC Skopje - Macedonian Energy Resources Skopje (www.mer.com.mk)
- Platts (www.platts.com)
- Gas in Focus 2016 /2017 (www.gasinfocus.com)
- 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 2018 – 2027 г. и очертава визията за развитие на Дружеството в качеството му на независим преносен оператор и оператор на съоръжение за съхранение. 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 2018 – 2027 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 иницирирана 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 при разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, който се изготвя от Европейската мрежа на операторите на преносни 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;
- Дружеството 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 извършване на инвестиции за повишаване на надеждността и за развитието на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ.

Дружеството следва политика на прозрачност, недискриминационност и социално - отговорно поведение и 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 собственост 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 приблизително обща инсталирана мощност в размер на 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 приблизително обща инсталирана мощност в размер на 270 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения. През нея основно се транспортират 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 е изградил и въвел в търговска експлоатация две реверсивни станции за измерване на количествата природен газ между транзитната и националната газопреносни мрежи ГИС „Ихтиман“ и ГИС „Лозенец“, с помощта на които 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 приблизителна обща инсталирана мощност в размер на 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 максималният 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.

ГИС Ихтиман и ГИС Лозенец – реверсивни измервателни станции, физически връзки на газопреносната мрежа за транзитен пренос и националната газопреносна мрежа, позволяващи търговското измерване на количествата, трансферирани между двете мрежи, обединени в обща входно-изходна трансферна точка между двете мрежи;

ГИС Галата – 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 следват европейското законодателство в областта.

Потреблението на природен газ в България през 2017 г. е 33 285 GWh, което бележи увеличение от 1,77% спрямо потреблението през 2016 г. (32 705 GWh). 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 14,7 % за 2016 г., с което бележи ръст с около 2% спрямо 2015 г. (14,4%). 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 2017 г. по отношение доставките на природния газ е много висока – 98,3 %. През 2018 г. по прогнозни данни зависимостта от внос ще се запази. Местният добив в страната намалява и на 01.11.2017 г. „Петрокелтик България“ преустанови добива от находище „Галата“. През 2018 г. незначителни количества природен газ от местен добив ще се осигуряват от ГИС „Долни Дъбник“.

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 възможност за внос на газ от Гърция.

През 2017 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос	32 793	98,3 %
2	Местен добив	580	1,7 %
ОБЩО		33 373	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, 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, лицензиран да осъществява дейностите пренос и съхранение на природен газ;
- Газоразпределителни дружества – съвместявайки дейността обществено снабдяване с дейността разпределение на природен газ доставят природен газ до клиенти на природен газ, 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.

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

Газоразпределителните дружества осъществяват дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като доставят природен газ до клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи на лицензираните територии. В края на 2016 г. на територията на Р. България са лицензирани 24 дружества. Те упражняват своята дейност на 35 лицензирани територии и обслужват 5 газоразпределителни региона (Дунав, Запад, Тракия, Мизия, Добруджа) и 80 общини извън тези региони. По данни на газоразпределителните дружества общият брой на клиентите им през 2016 г. е 87 274, от тях 80 705 (92%) – битови и 6 569 (8%) – стопански. Клиенти на газоразпределителните дружества са основно домакинства, обществено-административни и търговски потребители и малки и средни търговски и промишлени 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, тъй като необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ в страната е в процес на изграждане. Също така азербайджанската държавна нефтена компания SOCAR проучва правните аспекти относно възможни бъдещи инвестиции в газоразпределителния сектор в България. Темп на нарастване се отчита и при потреблението на компресиран природен газ.

Във връзка с предоставените от Министерството на енергетиката на Република България разрешения за търсене и проучване на нефт и природен газ са налице очаквания и за повишаване на дела на местния добив и намаляване на зависимостта на страната от внос на природен газ. Предоставените разрешения включват както сухоземни територии, така и територии в шелфа и дълбоководната част на Черно море. От месец юли 2012 г. компанията Total, в партньорство с Repsol и OMV, има издадено разрешение за търсене и проучване на нефт и газ в „Блок 1-21 Хан Аспарух“ в дълбоководната част на Черно море. През м. февруари 2016 г. бе подписан договор с компанията Shell за търсене и проучване на нефт и газ за срок от 5 години в „Блок 1-14 Силистар/Хан Кубрат“. В страната има издадени множество концесии за добив на природен газ, като добивът от тези концесии е с ограничен ресурс и покрива до около 2-3% от годишното потребление. Към момента сигурен източник на местен добив е находище Каварна-Изток в блок „Галата“, което има доказани извлекаеми запаси приблизително 3 724 – 4 255 GWh природен газ.

В контекста на горното, инвестиционните планове на газопреносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД ще продължат да бъдат разработвани в синхрон с прогнозите за потенциалните допълнителните количества природен газ от местен добив, които ще постъпват в газопреносната система от нови входни точки.

1.2. Пазарен потенциал и перспективи за развитие

„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на добре развита газова инфраструктура, част от единната общеевропейска газова мрежа.

Дружеството работи в условия на динамично променящ се световен и респективно европейски енергиен пазар. Като преносен оператор от държава-членка на ЕС, „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, които се разширяват и допълват с приемането на Регламенти, установяващи мрежови кодекси в областите, свързани с достъпа до газопреносните мрежи, предвидени в Регламент (ЕО) 715/2009.

Считано от 01.10.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД въведе ефективно входно-изходния модел за ценообразуване на предлаганите услуги по достъп и пренос на природен газ.

С Решение на КЕВР № НГП-01/01.08.2017 г. на „Булгартрансгаз“ ЕАД, са утвърдени необходимите годишни приходи, както и основни ценообразуващи параметри за 3 годишен регулаторен период. Въз основа на Решението и „Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД“, Дружеството образува цени за достъп и пренос по входни и изходни точки за първия ценови период 01.10.2017 г. – 30.09.2018 г.

Основните характеристики на въведения входно- изходен тарифен модел са:

- Многогодишен модел на ценообразуване – метод „Горна граница на приходите“;
- Определяне на цена за достъп и пренос на природен газ по входни и изходни точки/зони;
- Възстановяване чрез цените за достъп и пренос на необходимите приходи за извършване на дейността по преноса, утвърждавани от Комисията за всеки регулаторен период;
- Осигуряване на стимули за подобряване на ефективността на оператора;
- Равнопоставени условия за всички ползватели на преносните мрежи. Ползвателите се третират еднакво, независимо от размера, собствеността или други фактори;
- Осигуряване на стабилност на цените, прозрачност на процеса на формирането им;
- Приложение на Матричния подход за разпределение на разходите по входни и изходни точки/зони;
- Възможност за формиране на единна изходна национална зона;
- Възможност за редукция на цените за достъп за входни и изходни точки към/от съоръженията за съхранение на природен газ.

От 01.10.2017 г. беше въведен ефективен режим на дневно балансиране, съобразно Правила за Балансиране на пазара на природен газ и „Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс“.

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, въведената в експлоатация в края на 2016 г. нова връзка с Румъния и проекта за разширение на инфраструктурата между Турция и България, който се намира на прединвестиционна фаза. 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 биха увеличили до известна степен входния капацитет към България от Гърция и Турция, а от друга страна биха осигурили възможност за доставки на газ и от терминалите за

Втечен природен газ от тези съседни държави. Те биха допринесли съществено за развитието на газовия пазар в България, респективно и за търсенето на капацитет за съхранение на природен газ.

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. Идейният проект е подкрепен от Европейската комисия. През м. март 2018 г. между „Булгартрансгаз“ ЕАД и избраният българо-швейцарският консорциум ДЗЗД „АФ-ЕМГ Консулт“ беше подписан договор за осъществяване на предпроектното проучване, което ще оцени в детайли търговската и техническата жизнеспособност на проекта, ще определи точния бизнес модел за неговото реализиране, ще даде предложение за приложимата регулаторна рамка и структурата за неговото финансиране.

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: Eastring – проект за изграждане на газопреносна инфраструктура от България през Румъния и Унгария до Словакия, BRUA - преносен газотранспортен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия, проекти от Южния газов коридор и др.

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 непрекъсната тенденция 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

През последните години 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 развитие на пазара, предвид възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор и 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, създаване на газоразпределителен център в България, както и разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД, с цел адаптиране и към значимите проекти в региона.



Съществуваща и планирана инфраструктура в региона – газопроводи, LNG терминали и газохранилища

Източник: IENE

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 замяната 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 природният газ. Нарастващата нужда от устойчиво развитие на транспортния отрасъл също акцентира върху използването на природния газ 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 модернизиранията 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 2016 г. консумацията възлиза на 2,8 млрд. м³/г., като все още значителен дял от нея запазва производството на електроенергия – около 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., с алжирската „Sonatrach“ (LNG) - до 0,68 млрд. м³/г. със срок до 2021 г. и с 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 потребители в периода до края на 2018 г.

На гръцкия газов пазар оперира и съвместна гръцко – руска компания Prometheus Gas (50% собственост на ООО „Газпром экспорт“ и 50 % Dimitrios Ch. Copelouzos), която все повече налага руския газ. За обезпечаване на пазара до 2016 г. компанията разполагаше с 3 млрд. м³/г., а за периода след 2017 г. са предвидени до 6 млрд. м³/г. Повишаването на консумацията на природен газ, съчетано с дерегулацията на пазара, създава благоприятни условия за по-нататъшното развитие на Prometheus Gas и утвърждаването ѝ сред лидерите на регионалния газов пазар.

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 беше разширен до 7 млрд. м³ в периода 2016/2017 г. Терминалът е все още частично използван и има резерв за увеличаване на количествата за съхранение и подаване на газ.

Обявеният от гръцката компания Gastrade S.A. 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 S.A. Към строежа на този LNG-терминал интерес са проявили DEPA S.A., която неотдавна потвърди участие, и България, която чрез „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД води преговори за присъединяване към проекта. През м. август 2017 г., компанията Wood Group сключи договор с Gastrade S.A. за проучвания и изготвяне на технически проект за разработване на плаващо съоръжение за приемане, съхранение и регазификация на втечен природен газ (FSRU) в Александруполис. Терминалът е с проектен годишен капацитет 6,1 млрд. м³ и капацитет за съхранение 170 хил. м³. Тези количества природен газ ще дадат

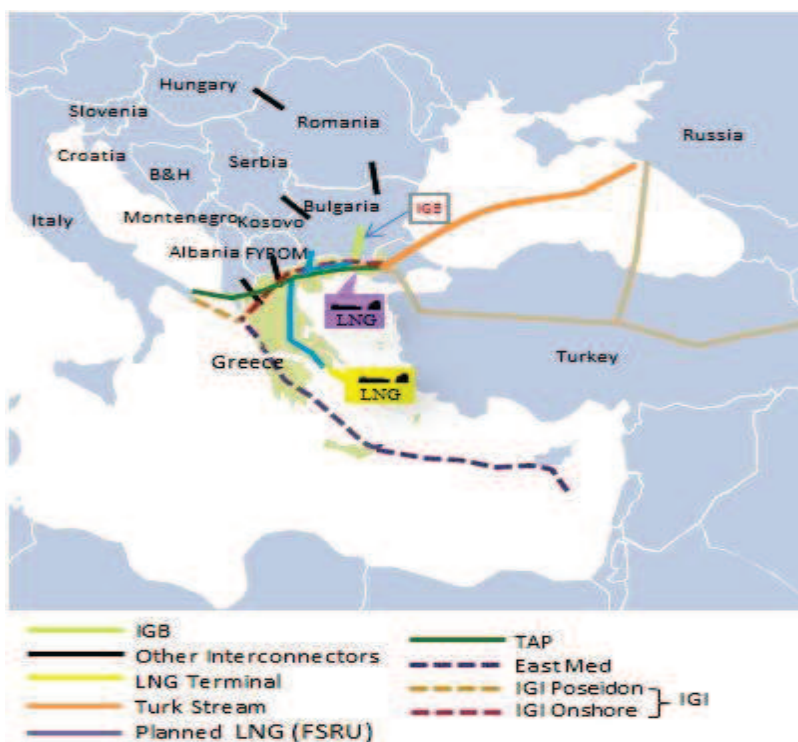
възможност да се балансират нуждите не само на местния пазар, но и на българския, румънския, македонския, сръбския и унгарския.

Проектът се разглежда на фона на изграждащите се българо-гръцка газова връзка и Трансадриатическия газопровод. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечнен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ и др., и евентуално Кипър и Израел в бъдеще, използвайки двата египетски експортни терминала.

Очаква се окончателното инвестиционно решение да бъде взето до края на 2018 г., а терминалът да бъде въведен в търговска експлоатация в началото на 2020 г.

Другият проект – Aegean LNG в района на Кавала, предложен от DEPA S.A., остана на идейна фаза и не получи подкрепа 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 изграждане на терминал за ВПГ на стойност 3,5 млрд. евро, с капацитет 7 млрд. м³/г. в западна Гърция.



Газопреносна инфраструктура в Гърция

Източник: DEPA S.A.

В рамките на изминалата година бе обявена нова процедура за приватизацията на гръцкия газопреносен оператор DESFA S.A., след неуспеха на сделката с азербайджанската държавна петролна компания SOCAR през 2016 г. Фирмите, официално проявили интерес към придобиване на мажоритарен дял от компанията, са: британската Macquarie Infrastructure and Real Assets; консорциум между италианската Snam S.p.A, белгийската Fluxys S.A, холандската N.V. Nederlandse Gasunie и испанската Enagas Internacional S.L.U.; консорциум между румънския държавен оператор Transgaz S.A и френската GRTgaz S.A.; испанската Regasificadora del Noroeste S.A; американската

Integrated Utility Services Inc. и катарската Powerglobe LLC. Въпреки официално проявения интерес от компании извън ЕС, съгласно изискванията на търга, компании, които не са част от Европейската мрежа на газовите оператори (ENTSOG), не бяха допуснати да участват в наддаването.

По данни на гръцката агенция за приватизация (HRADF), одобрените за подаване на обвързващи оферти са: консорциум между италианския газоразпределителен оператор Snam S.p.A, испанския Enagas Internacional S.L.U. и Fluxys S.A от Белгия, както и от консорциума на италианската Regasificador del Noroeste S.A, румънската Transgaz S.A и Европейската банка за възстановяване и развитие (ЕБВР). Очаква се процедурата по приватизация на 66% дял от DESFA да приключи най-късно до средата на 2018 г., като за продажба са обявени 31% от дела на HRADF в DESFA и 35% от дела на Hellenic Petroleum (HELPE) в компанията.

През м. декември 2017 г. Кипър, Гърция, Израел и Италия подписаха съвместен Меморандум за сътрудничество във връзка с изграждането на газопровода East Med Gas Pipeline. Проектът предвижда природен газ да бъде пренасян от находищата в Източното Средиземноморие до Европа през остров Крит и континенталната част на Гърция. Предстои извършването на по-подробни технико-икономически и финансови проучвания за газопроводната инфраструктура, както и подготовка и сключване на междуправителствено споразумение в периода до средата на 2018 г. Плановият капацитет на газопровода East Med е 10 млрд. м³ газ годишно, с възможности това количество да достигне до 16 млрд. м³.

Окончателното инвестиционно решение трябва да бъде взето през 2020 г., а самото изграждане на съоръжението е планирано за 2025 г. Газопроводът East Med е проект от „общ интерес“ за ЕК в Източното Средиземноморие и има перспектива да се превърне в алтернативен енергиен коридор за Европа. Към момента България проведе предварителни разговори за възможни бъдещи доставки на природен газ от Израел и Кипър – от офшорните газови находища в Източното Средиземноморие по възможните маршрути - чрез проекта на подводен газопровод East Med Gas Pipeline, чрез LNG и др.

Откритите досега находища, както и направените оценки за тях разкриват сериозни възможности за покриване на енергийните нужди на Европа в периода до 2040 г. Към момента Израел е обявил наличие в офшорните газови находища Tamar – 281 млрд. м³ и Leviathan – 621 млрд. м³, а единственото открито досега кипърско газово поле Aphrodite разполага със запас от 120 - 129 млрд. м³. Водещите партньори в най-големите израелски газови находища Noble Energy Inc. и Delek Drilling-LP подписаха споразумение за 15 млрд. щ. долара за износ на газ с египетския търговец Dolphinus Holdings Ltd., според което около 64 млрд. м³ природен газ ще се експортират от находищата Tamar и Leviathan в рамките на 10-годишен период. Предстои да бъдат посочени възможностите за експорт на обемите газ до египетския пазар.

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 5,0 млрд м³/г. при доказан икономически интерес. 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. 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 обявления 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 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. България потвърди отново държавна гаранция за проекта в бюджета за 2018 г. в размер на 110 млн. евро. В допълнение към отпуснатото грантово финансиране от ЕС до 45 млн. евро по „Европейската енергийна програма за възстановяване” (EEPR), е предвидено допълнително грантово финансиране за IGB по Структурните фондове на ЕС за България от около 35 млн. евро. Обявени са обществени поръчки, свързани с процедури за избор на инженер-консултант, за избор на доставчик на тръбите и предстои да бъде обявена поръчката и за избор на строител.

През м. септември 2017 г. от МРРБ е издадено разрешение за строеж на интерконектора на българска територия, а за гръцката секция процедурата е в ход. Строителството е планирано да започне в средата на 2018 г. и да приключи през първата половина на 2020 г.

ITG (Междусистемна газова връзка Турция – Гърция), която е в експлоатация от ноември 2007 г., е 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 вземането на окончателното инвестиционното решение за Трансадриатически газопровод (ТАР).

ТАР 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 Ахрo (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. В началото на 2018 г. ЕИБ взе решение за отпускане на заем в размер на 1,5 млрд. евро за реализацията на ТАР. Също така, предстои до средата на годината ЕБВР да оповести намерението си за подкрепа на проекта с до 1,2 млрд. евро. Планирано е първите обеми природен газ да бъдат транспортирани в началото на 2020 г.

Разработени са планове за разклонение на ТАР в северозападно направление – Йонийско-Адриатически Газопровод (IAP) с капацитет на газопровода 5 млрд м³/г., 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. 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. Разрешенията за строеж на хърватския участък от Йонийско-Адриатическия газопровод се очаква да бъдат получени през 2019 г.

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 и възможностите за свързване между TAP и IGB в близост до гр. Комотини, Гърция. През м. септември 2013 г. общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД и SOCAR от името на консорциума „Шах Дениз“ сключиха договор за доставката на 1 млрд. м³/г. газ за срок от 25 години, като първите количества за страната трябва да постъпят през 2020 г.



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

Източник: BP

2.2 Турция

Потреблението на Турция през 2016 г. възлиза на 42,1 млрд. м³, като до 2020 г. се очаква да достигне до 59 млрд. м³. BOTAS планира в следващите години да увеличи дневния капацитет на турската газопреносна система до 350-400 млн. м³/д, от досегашните около 200 млн. м³/д.

Инсталираният капацитет, използващ природен газ за генериране на електрическа енергия, през 2016 г., е 21 217 MW, като тази стойност отговаря на 28,3% от общия капацитет, използван основно за захранване на електрогенераторни мощности,

промишлени и битовите потребители. Очаква се търсенето да продължи да се увеличава в бъдеще, тъй като Турция планира разработването на повече газови електроцентрали.

Потреблението от домакинствата и промишлеността също се очаква да нарасне, 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 2016 г.). Към края на 2016 г. наличните запаси от природен газ са в размер на 18,7 млрд. м³. 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.

BOTAS 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.;

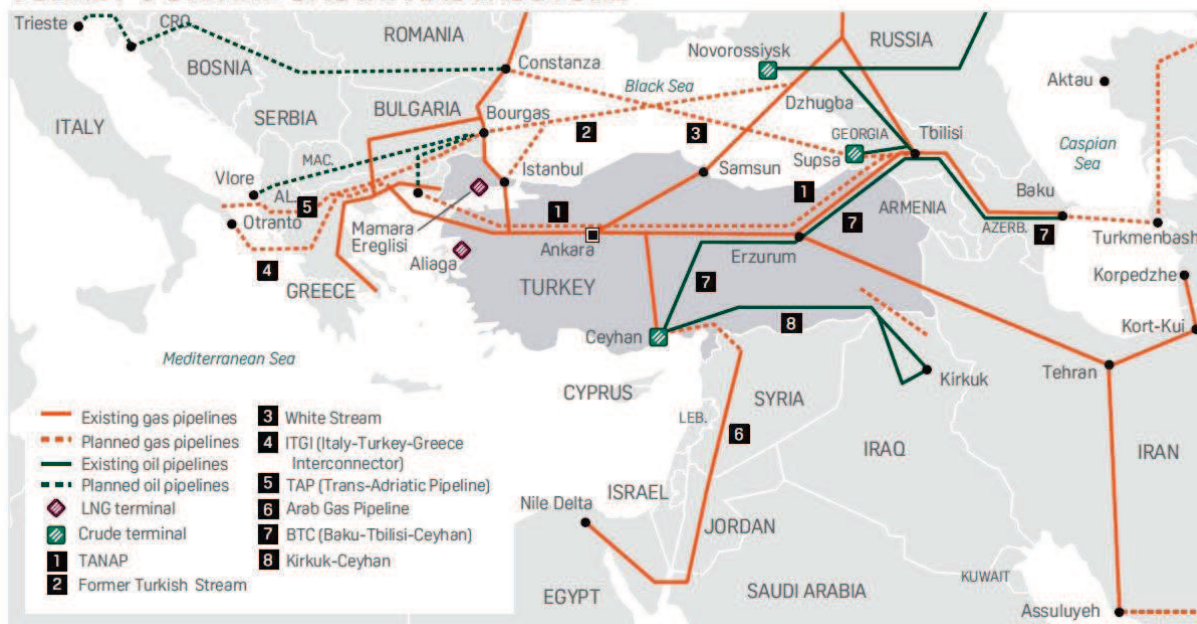
Азербайджан (Фаза I) – 6,6 млрд. м³/г., със срок до м. април 2021 г.;

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 2016 г. Турция е внесла 46,1 млрд. м³ газ, като за същия период BOTAS реекспортира 686 млн. м³. Съществуващата газова инфраструктура в страната е с трансграничен капацитет за внос от 53 млрд. м³/г. През 2016 г. внесените количества природен газ по газопроводи са разпределени както следва: 6,5 млрд. м³/г. от Азербайджан, 7,4 млрд. м³/г. от Иран, от Русия 24,37 млрд. м³/г. (12,7 млрд. м³/г. по „Син поток“, 11,7 млрд. м³/г. от Русия през България) и около 7,5 млрд. м³/г. от ВПГ предимно от Алжир, Катар, Нигерия и др., което е около 15% от общия внос на природен газ. В края на 2016 г. Турция и Катар подписаха споразумение за внос на 1,2 млрд. м³/г. втечен природен газ, а през м. септември 2017 г. BOTAS и Qatargas сключиха тригодишен договор за доставка. Турция е една от страните, получила втечен природен газ и от терминала на Cheniere Energy - Sabine Pass в Луизиана.

TURKEY'S OIL AND GAS INFRASTRUCTURE



Газопроводи и петролопроводи преминаващи през Турция

Източник: Platts

За компенсиране 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/г ще бъдат транзитирани до европейските пазари, а за задоволяване на вътрешното потребление в Турция са договорени 6 млрд. м³/г природен газ, като първите количества се очаква да постъпят през 2018 г.

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. В края на 2016 г. Азиатската Инфраструктурна и Инвестиционна банка се включи в проекта с 600 млн. щ. долара, а Световната банка отпусна заем в размер на 800 млн. щ. 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. щ. долара за реализацията на TANAP. Европейската Банка за Възстановяване и Развитие (ЕБВР) взе решение за отпускането на допълнителни 500 млн. щ. долара, а ЕИБ одобри предоставянето на 932 млн. евро за финансиране на завършващата фаза от строителството на газопровода TANAP.

Планирано е изграждането и въвеждането на газопровода в експлоатация през 2018 г., с експорт на първите количества за Турция, а до Европа през 2020 г.

Проектите от Южния газов коридор - TAP и TANAP са класирани в Третия списък проекти от „общ интерес“ на ЕК.

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 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 своевременно бяха издадени всички необходими разрешителни за започване на работата по проекта. Газопроводът е с проектен капацитет 31,5 млрд. м³/г. Трасето преминава през акваторията на Черно море от Русия до приемен терминал на турския бряг и първоначално ще се състои от два газопровода (единият предназначен за турския пазар, а другият за европейския), 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. Руската компания започна строителството на газопровода „Турски поток“ по дъното на Черно море през м. май 2017 г., като предстои „Газпром“ и турското Министерство на енергетиката да се споразумеят за трасето на втората тръба на „Турски поток“ на територията на Турция. На този етап все още се обсъждат варианти за входната точка на втората тръба за Европа като вариантите са два – през България или през Гърция при стриктно спазване на условията на ЕК. През м. септември 2017 г. съветът на директорите на „Газпром“ одобри участие с 50% в съвместна проектна компания TürkAkım Gaz Taşıma A.Ş. с турската Botas, която евентуално ще реализира изграждането на сухопътният участък от газопровода „Турски поток“. В началото на м. октомври Турция одобри Оценката за въздействие върху околната среда (ОВОС) на терминала на „Турски поток“ на турския бряг и в началото на 2018 г., съвместно с компанията Petrofac, започна строителството. За подизпълнител е избрана една от водещите компании на строителния пазар в Турция – Tekfen. В резултат на ускорената и синхронизирана работа, предстои газопроводът да бъде въведен в експлоатация през първата половина на 2018 г.

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,-7, 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 Aliaga 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 - ETKI (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 втечнен природен газ, главно през зимните месеци.

За да разшири капацитета си за съхранение в условията на нарастващо търсене, Турция разполага с още две плаващи съоръжения за съхранение и регазификация на втечнен природен газ (FSRU в Hatay Dörtyol и в залива на Saros). Съоръжението в Hatay Dörtyol има дневен капацитет за регазификация от 20 млн. м³ и през м. февруари 2018 г. беше въведено в експлоатация. Тези мероприятия са важна стъпка за повишаване сигурността на доставките.

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. Предвиждаше се първата фаза на ПГХ „Tuz Golu“ да бъде завършена до края на 2017 г., с капацитет за добив 20 млн. м³/д., а след приключване на втората фаза през 2019 г. дневният капацитет ще достигне до 40 млн. м³. В края на 2016 г. проектът за изграждане на газохранилището беше преразгледан, капацитетът на работния газ ще бъде увеличен от 1 млрд. м³ до 5 млрд. м³, а капацитетът за добив ще се повиши от 40 млн. м³/д. до 80 млн. м³/д. Целта на проекта е поетапно да се достигне капацитет от 250 млн. м³ работен газ през 2017 г., 500 млн. м³ през 2018 г., 1,75 млрд. м³ през 2020 г., 3 млрд. м³ и през 2021 г. 5 млрд. м³.

След извършените дейности по разширяването на газохранилище Silivri (Marmara) капацитетът за съхранение се увеличи до 2,84 млрд. м³, а в следствие се планира да достигне 4,6 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. Капацитетът за съхранение на природен газ непрекъснато ще се увеличава, като в периода до 2023 г. се предвижда Турция да увеличи годишния си капацитет за съхранение на природен газ до 11 млрд. м³, а кумулативният капацитет за съхранение да бъде равен на 20% от годишното потребление на газ.

Програмата за развитие на хранилищата, която Турция изпълнява, е във връзка и с обезпечаването на очакваните допълнителни газови потоци, които страната ще 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 Истанбул. В страната се отчита сезонно потребление на природен газ, като през зимния период се осигуряват допълнителни количества газ от балканското направление, което е в следствие на недостатъчния капацитет за съхранение. Според проучванията на балансите между доставките и потреблението на природен газ, засега Турция няма проблем при покриване на търсенето на природен газ на годишна база. Въпреки това, през зимните месеци, когато консумацията е висока, при спад на температурите до нива под сезонните норми, в резултат на което потреблението може да се увеличи до максимално допустимите стойности, като е възможно да доведе до периодични

дисбаланси.

В допълнение към горното, налице е допълнителен потенциал за разширение на междусистемната свързаност между България и Турция, за което е подписан Меморандум за разбирателство през м. март 2014 г. между Министерство на енергетиката на Р. България и Министерство на енергетиката и природните ресурси на Р. Турция. Икономически целесъобразният размер на допълнителния капацитет на Междусистемна връзка Турция-България (ITB) 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

Потреблението на природен газ в Румъния през 2016 г. е 10,6 млрд. м³, като внесените количества газ от Руската Федерация са в размер на 1,7 млрд. м³. Страната 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. Като проекти от „общ интерес“ в областта на съхранението на природен газ в Румъния са предвидени разширение на газохранилището Sarmasel в периода до 2024 г., както и значителни инвестиции в частното съоръжение за съхранение на газ Depomures, собственост на Engie и Romgaz – предвидено да бъде завършено през 2022 г.

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, Турция и Македония, 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“.

Според проект на Румънската енергийна стратегия годишното производство на природен газ се очаква е на средно ниво от 9-10 млрд. м³ в периода 2016-2030 г. През 2016 г. то възлиза на 9,2 млрд. м³., като на годишна база не е достатъчно 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. Експлоатацията и добивът ще започнат през 2018 г. През м. февруари 2017 г. Black Sea Oil & Gas (BSOG) оповести открити запаси в Черно море, оценени на 10-20 млрд. м³. Добивът на газ се очаква да стартира през 2019 г. През първата фаза ще се добива 1 млрд. м³ газ годишно, а през следващите няколко години производството ще нарасне постепенно до 4 млрд. м³. BSOG обяви през м. април 2017 г. възлагането на договор за сондиране на два офшорни проучвателни сондажа, разположени в блок XV Midia, в черноморския шelf, като местен изпълнител на сондажни услуги е GSP Offshore, притежаваща няколко морски платформи. По данни от предварителните проучвания, запасите ще гарантират енергийната независимост на страната за около 10 години.

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/г. 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.

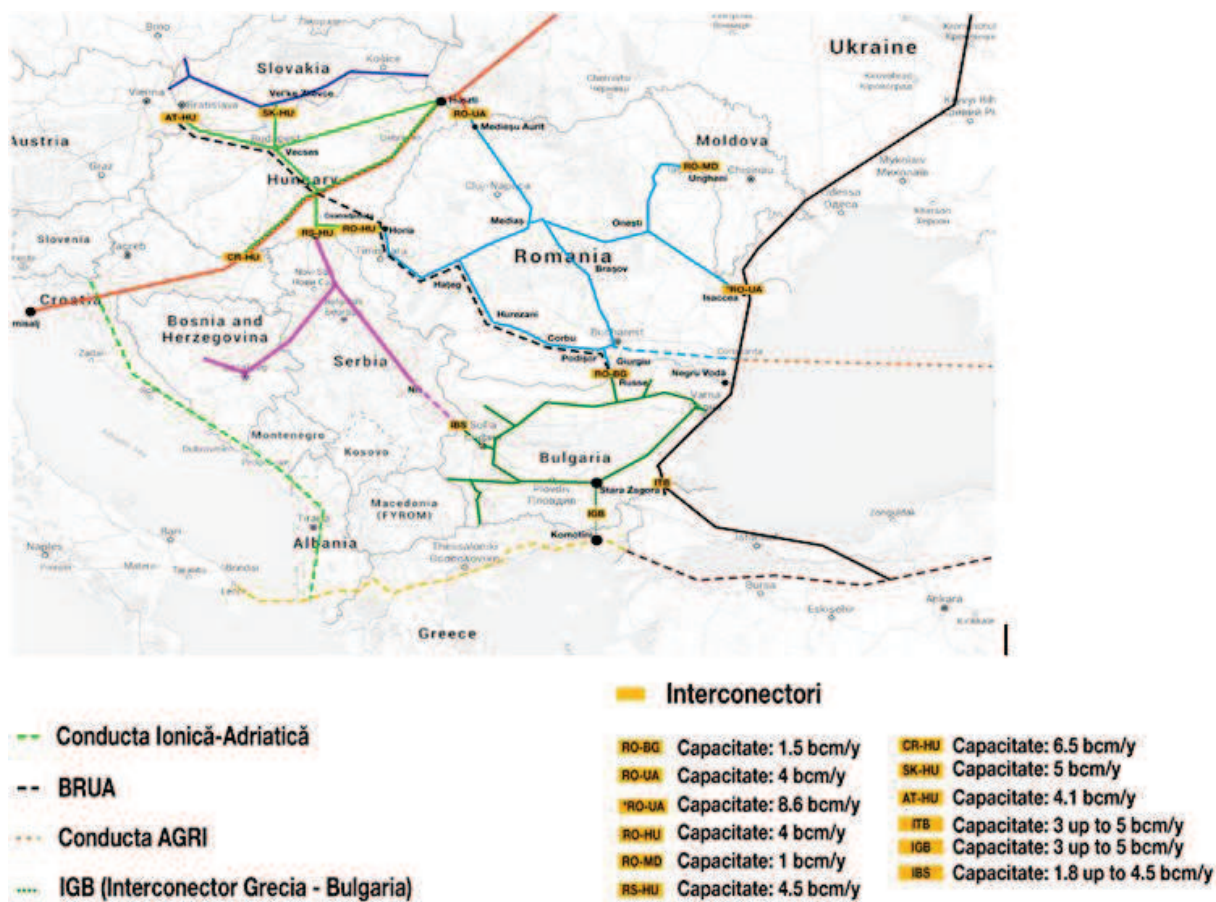
Проектът е част от концепцията за координирано развитие на газопреносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия - BRUA), предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните от източници на Южния газов коридор и от находищата в Черно море, както и за пренос на централноевропейски газ към Югоизточна Европа с капацитет 1,75 млрд. м³/г. за първата фаза и 4,4 млрд. м³/г. за втората фаза, като е предвидена и възможност за допълнително разширение на проекта през третата фаза при доказана икономическа рентабилност. 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 BRUA е в изпълнение на изискванията на Европейския енергиен съюз и на Европейската енергийна стратегия за междусистемна свързаност на газопреносните системи между страните от региона. Проектът е класиран в Третия списък проекти от

„общ интерес“ на ЕК.

През следващите години планове за развитие на газовата инфраструктура 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 втечнен природен газ при изграждане на планираните LNG терминали в Гърция и Хърватска, газопроводът Eastring - транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и България със заложен капацитет от 15-20 млрд. м³/г., както и проектът „White Stream“ - нова газова инфраструктура, предназначена да пренася каспийски газ (от Туркменистан) по маршрута през Каспийско море, територията на Азербайджан и Грузия, по дъното на Черно море до Румъния. Оттам газът би могъл да се транспортира през съществуващата инфраструктура в Украйна, Словакия и Чехия към страните от Централна и Северна Европа. В основата на концепцията на проекта „White Stream“ е да допринесе за диверсификацията на газовите маршрути, като с това ще подпомогне подобряване сигурността на доставките на газ в Румъния, България, (Сърбия и Босна и Херцеговина, след изграждането на междустемната газова връзка между България и Сърбия). Към момента е предвиден проектен капацитет 16 млрд. м³/г. и срок за въвеждане в експлоатация 2023 г. Проектът не е класиран в Третия списък проекти от „общ интерес“ на ЕК.

В началото на 2018 г. бе обявено, че Transgaz S.A Romania е победител в конкурса за приватизация на създаденото преди няколко години молдовско държавно предприятие Vestmoldtransgaz. След придобиването му, Transgaz ще има пълен контрол върху газопреносната връзка между Молдова и Румъния, включително бъдещото разширяване на газопровода Iași-Ungheni до Кишинев.

Неотдавна Румъния оповести намерението си да сключи Меморандум със Сърбия за изграждането на междусистмна газова връзка между Arad и Mokrin, която може да бъде въведена в експлоатация през 2026 г.



Газопреносна инфраструктура в Румъния

Източник: Министерство на икономиката на Румъния

2.4 Македония

Преносната система за природен газ в Р. Македония е част от руския транзитен газопровод, който преминава през Украйна, Румъния и България. Частта с високо налягане на газопроводната инфраструктура захранва основно района на гр. Скопие. 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. $\text{m}^3/\text{г.}$, 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 млн. $\text{m}^3/\text{г.}$ природен газ със срок 2030 г. Настоящата газова инфраструктура на Македония е с капацитет 800 млн. $\text{m}^3/\text{г.}$, слабо натоварена, с коефициент на натоварване на газопровода от около 27%. Планира се възможност за евентуално бъдещо разширение до 1,0 - 1,2 млрд. $\text{m}^3/\text{г.}$



Газопреносна инфраструктура в Р. Македонија

Източник: Министерство на икономиката на Р. Македонија

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 2016 г. достига до 214 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.

На 23.11.2017 г. е подписано споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Акционерно дружество за извършване на енергийни дейности „Македонски Енергийни Ресурси“ Скопие за провеждане на предпроектно проучване относно изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р. България и Р. Македония.

Споразумението взема предвид подписания на 01.08.2017 г. Меморандум за разбирателство за сътрудничество в областта на природния газ между Министерство

на енергетиката на Република България и Министерство на икономиката на Република Македония. Документът се явява логично продължение и надграждане на гореспоменатия Меморандум, като цели да конкретизира една от началните стъпки на договореното сътрудничество.



Примерни трасета на интерконекторите между Македония, Гърция и България, предложени от македонска страна

Източник: MER JSC Skopje

Друг потенциален проект в идейна фаза, преминаващ през територията на Македония, е TESLA, който на идейна фаза предвижда пренос на газ по направление Гърция – Македония – Сърбия – Унгария – Австрия.

2.5 Сърбия

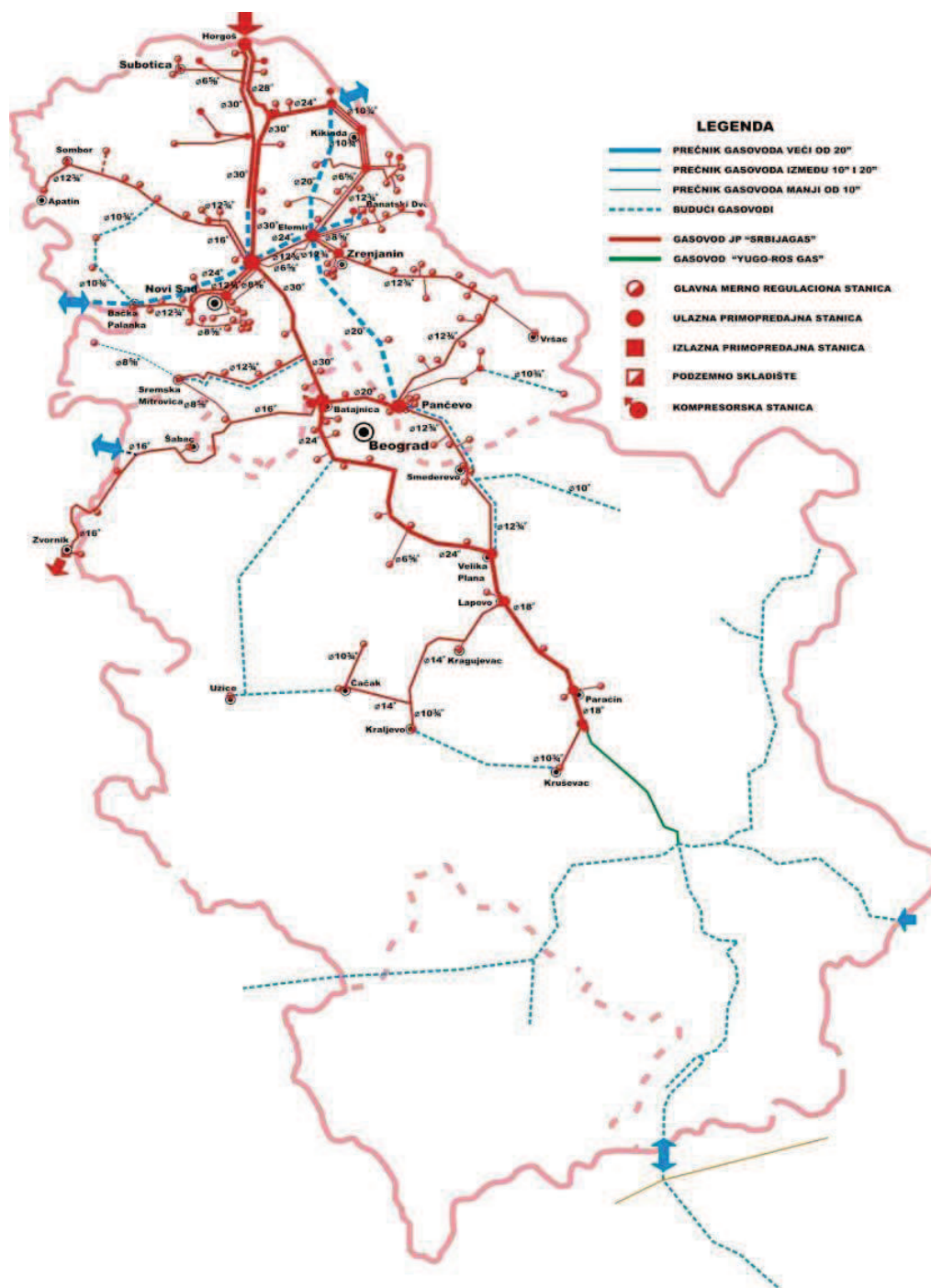
През 2016 г. потреблението на природен газ в Сърбия е 2,25 млрд. м³/г. Промишлените потребители съставляват 63 % от общото потребление, следвани от домакинствата (20%) и регионалните топлофикационни компании (17%).

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. След този период се обсъждат възможности за увеличение на доставките до 3,5 млрд. м³. 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, а през 2016 г. бележи от 4,3 % ръст и достига до 1,75 млрд. м³. През м. декември 2017 г. Сърбия и Русия премахнаха текст от междуправителственото споразумение, забраняващ реекспорт на руски природен газ за други страни. Тази клауза отпадна от всички експортни договори на „Газпром“ по искане на Европейската Комисия.

За осигуряване на достатъчни количества природен газ, Сърбия планира в дългосрочен план разширение на съществуващото подземно газохранилище „Банатски двор“ от настоящите 450 млн. м³ до 1 млрд. м³ газ годишно, което ще покрива значителна част 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 компенсира евентуален недостиг на природен газ в периода до края на 2019 г. През м. юни 2017 г. „Газпром“ и JP „Srbijagas“, подписаха Меморандум за извършване на технически и финансови проучвания за осъществимост на разширяването на газохранилището „Банатски двор“, чийто капацитет ще бъде увеличен първоначално на 750 млн. м³, като окончателното инвестиционно решение се очаква да бъде взето до края на м. март 2018 г. Държавната газова компанията JP „Srbijagas“ обсъжда и възможността за резервиране на допълнителни количества природен газ от газохранилищата в Унгария. Неотдавна „Газпром“ потвърди намерението си да инвестира 15,5 млн. евро, в закупуването на допълнителни акции на South Stream Serbia AG/ "Южен поток Сърбия", проектна компания, създадена за реализирането на проекта "Южен поток" в Сърбия.



Газопреносна инфраструктура в Сърбия

Източник: *Srbijagas*

Сърбия проявява интерес и към различни други алтернативи за диверсификация на източниците и маршрутите на доставка посредством газопровода „Турски поток“, нови междусистемни връзки със съседните газови пазари, както и към проекта за изграждане на нов LNG терминал в Крък Хърватска - през м. декември 2017 г. ЕС обяви намерението си да инвестира в проекта и го обяви за проект от „общ интерес“ и го включи в Третия списъкс проекти от „общ интерес“. Първоначално терминалът ще действа като плаваща платформа за съхранение и регазификация с годишен капацитет от около 2 млрд. м³/г. Очаква се окончателното инвестиционно решение да бъде взето в средата на 2018 г., а срокът за въвеждане в експлоатация е 2020 г.

Посредством изграждането на съоръжението ще се постигне повишаване сигурността на газовите доставки в Централна и Югоизточна Европа. САЩ също изрази подкрепа към терминала и го разглежда като допълнителна възможност американски втечен природен газ да достигне и до други части на европейския газов пазар.

Важен проект в тази посока е планираната Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS), която е обявена от Европейската комисия за проект от „общ интерес“. 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“, като в началото на 2018 г. бе обявено, че са предвидени 11,7 млн. лв. 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 предприсъединителните инструменти на ЕС и към момента в етап на проектиране е газопроводната отсечка Димитровград (Сърбия) – Ниш (Сърбия).

Първоначално се очаква газопроводът да осигури възможност за доставка на 1,8 млрд. м³ /г.

Предвижда се изграждането на интерконекторът да започне в началото на 2019 г. и да бъде въведен в експлоатация до края на 2022 г.

България работи за засилване сътрудничеството със Сърбия в газовата сфера, като в етап на прединвестиционно проучване е и възможността за развитие и разширение на газопреносната инфраструктура от границата с Турция до границата със Сърбия, в резултат от получени неангажиращи прогнози за търсене на добавен капацитет в рамките на няколко пазарни процедури, проведени от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

2.6 Изводи

Във връзка с прегледа на газовите пазари на съседните страни може да бъде обобщено, че са налице обективни очаквания за развитие на пазарите и за ръст на консумацията на природен газ в съседните на България пазари.

Към момента България 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.

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.

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 трансгранични проекти, както и с реализацията на проектите от „Южен газов коридор“.

Съществено влияние върху газовия пазар в региона ще окаже и осъществяването на проекта за газоразпределителен център в България - хъб „Балкан“, който получи подкрепа 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 проектите за газов хъб „Балкан“ и „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.

През м. юли 2017 г. беше подписан Меморандум за разбирателство между „Булгартрансгаз“ ЕАД и азербайджанската нефтена компания SOCAR, която ще проучи техническите и търговски възможности на съществуващата газопреносна система, експлоатирана от „Булгартрансгаз“ ЕАД, включително бъдещето ѝ разширение, което включва проекта за газоразпределителен център „Балкан“ и др. Целта на проучването е да разгледа възможностите за потенциално транспортиране на допълнителни обеми азербайджански природен газ (извън договорените от Шах Дениз II) от Южния газов коридор през територията на България до други европейски пазари.

Важна стъпка за обезпечаване на енергийната сигурност е и подписания през м. юли 2017 г. от представители на газовите компании на „Булгартрансгаз“ ЕАД (България), ICGB AD (България), DESFA S.A. (Гърция), FGSZ LTD (Унгария) и SNTGN TRANSGAZ S.A. (Румъния) Меморандум за разбирателство относно реализацията на Вертикалния газов коридор, по силата на който ще се анализира възможността за изграждане на необходимата газопреносна инфраструктура, осигуряваща двупосочен пренос на природен газ до транзитните държави и до европейския пазар от Гърция през България и Румъния до Унгария.

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

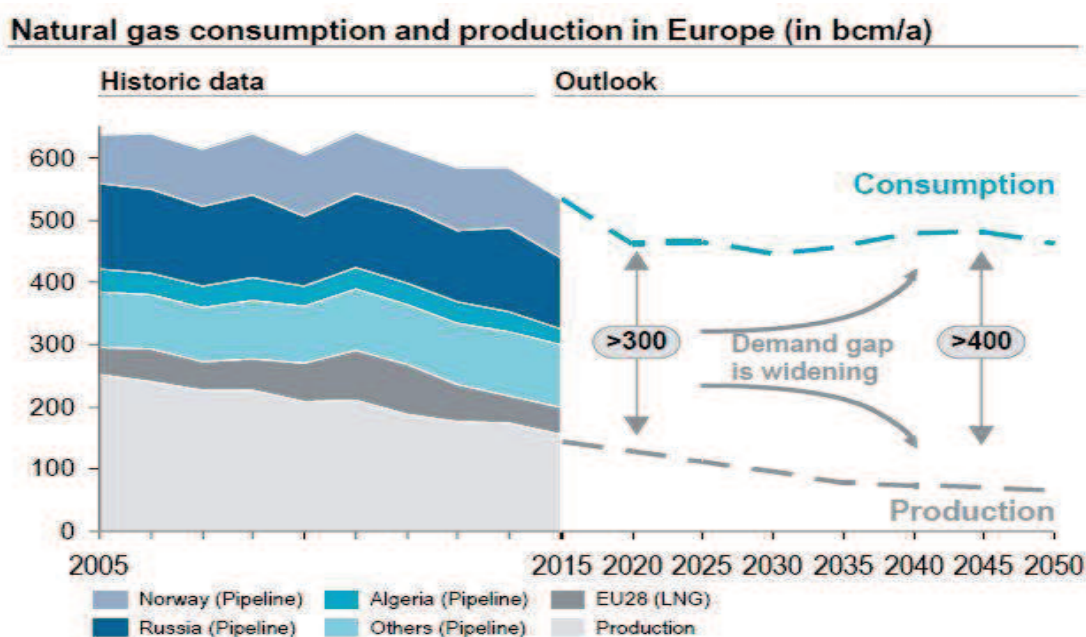
В концепцията за повишаване на енергийната сигурност на ЕС е заложено подобряване на снабдяването на страните членки с LNG, чрез изграждането на инфраструктура и осигуряване достъп на вътрешните пазари до глобалния пазар на втечен природен газ. Капацитетът за регазификация на втечен природен газ в Европа представлява приблизително 20 % от световния и към момента годишният импортен капацитет на LNG терминалите възлиза на около 233 млрд. м³ и не е изцяло запълнен. Планирано е разширение на съществуващите съоръжения с 79 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.

През 2015 г. бяха открити големи газови залежи, като италианската компания ENI оповести новото газово находище Zohr в Средиземно море, чиито прогнозни запаси се оценяват на около 850 млрд. м³ газ. Предвижда се находището да бъде въведено в експлоатация през 2018 г. В края на 2017 г. най-голямата руска петролна компания „Роснефт“ финализира сделката, в която придоби 30% от най-голямото газово находище в Средиземно море. „Роснефт“ ще заплати своя дял и ще компенсира Eni за разходите, направени за проекта. По този начин компанията се превръща в акционер на проекта за разработване на най-голямото находище на газ в Египет заедно със световни стратегически партньори Eni (60% дял) и BP (10% дял). На тази база прогнозите са, че през 2020 г., компаниите ENI и BP съвместно ще разработват и други находища по делтата на р. Нил. Египет ще започне да изнася природен газ и страната има потенциал да се превърне в газоразпределителен център за региона.

Мерките на ЕК в т. нар. „зимен пакет“ също така предвиждат стимулиране и по-ефективно използване на съществуващите газохранилища, чрез въвеждането на по-добри правила за експлоатация и оптимизиране при трансграничния пренос на природен газ. По данни за 2017 г. Европа разполага с капацитет за съхранение на около 160 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 втечнен 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:



Прогноза за производството и консумацията на природен газ в Европа в периода до 2050 г.

Източник: Презентация на ЕК и Eurostat

В Общностния Десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ENTSOG 2017 са залежали 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 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. На 23.11.2017 г. от Европейската комисия беше публикуван официално и Третият списък с проекти 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 постигане 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 Механизъм за свързване на Европа.

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

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 2017 г. са 36 723 GWh (с включени количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което е ръст от 1,7% спрямо предходната 2016 година (36 105 GWh) и е в резултат от повишеното потребление.

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



Посочените като доставени количества природен газ в страната от внос и местен добив (33 374 GWh) и съответно - реално пренесените количества природен газ (36 723 GWh) 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 78 736 GWh/y.

2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНОС 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.

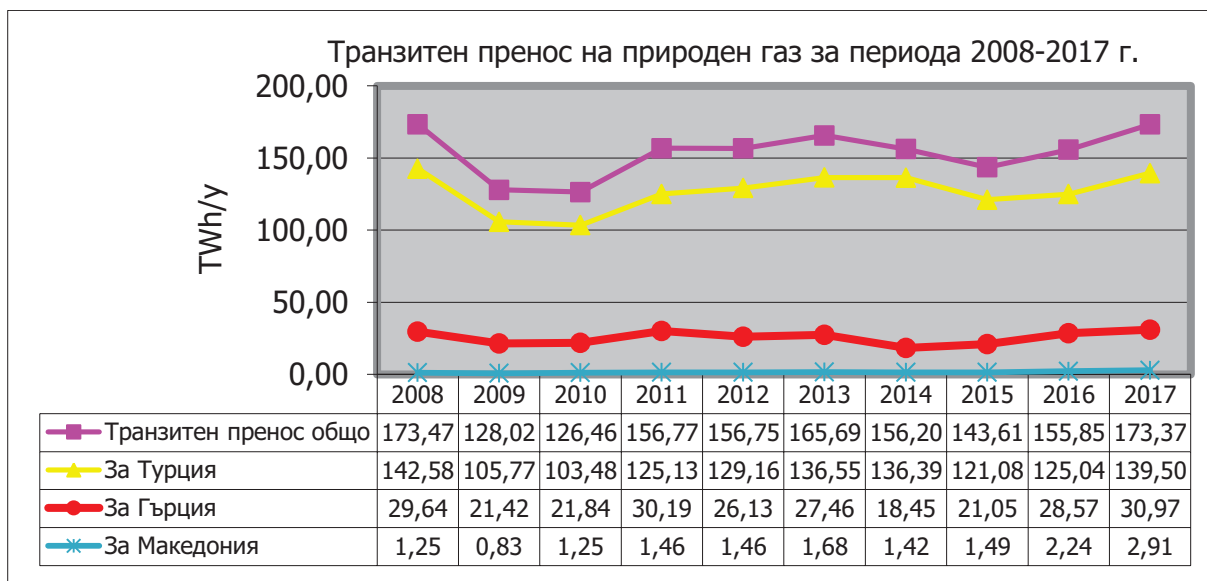
Пренасяните количества задоволяват 100% от потреблението в Македония, около 70% от потреблението на Гърция и около 35% - 40% от потреблението в Турция.

Транзитираните количества природен газ през 2017 г. са 173,37 TWh или с 11,2% повече в сравнение с 2016 г. (155,85 TWh).

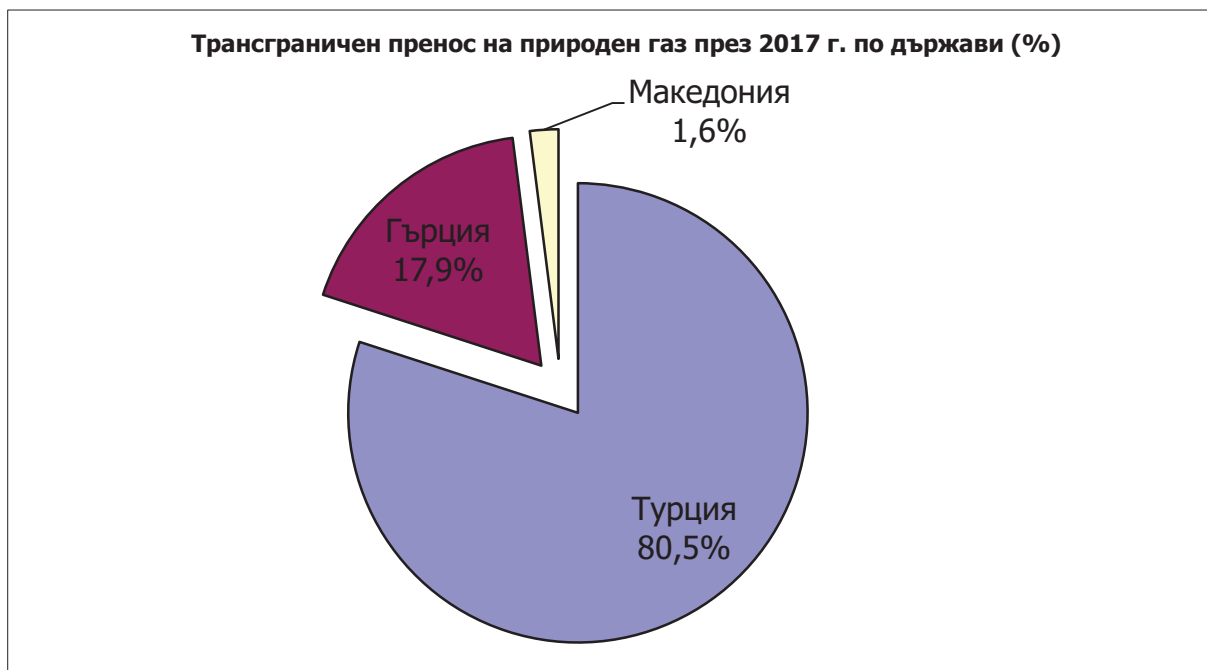
Максималният технически капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 189,392 TWh/y, като за съответните държави е както

следва: Турция 148,960 TWh/y; Гърция 31,920 TWh/y; Македония 8,512 TWh/y.

Транзитният – пренос през територията на България за периода 2008-2017 г е представен на следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2017 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 съхраняването 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 студентите 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.

Към настоящия момент, ПГХ „Чирен“ се разглежда предимно като газово хранилище с местно значение - основен инструмент за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и доставката на природен газ в страната и за гарантиране на сигурността на доставките. В по-дългосрочен времеви хоризонт перспективите са неговото превръщане в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване на ползите за потребителите на природен газ в условията на един интегриран и взаимосвързан регионален газов пазар. Развитието на планираните междусистемни връзки с Турция, Гърция и Сърбия, съвместно с други приоритетни проекти, 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 сезонната оптимизация на използване на газопреносните системи.

В тази връзка към настоящия момент се изпълняват проекти за модернизация и разширение на капацитета на действащото газохранилище в Чирен.

Проектът за модернизация на ПХГ „Чирен“ в краткосрочен план ще позволи повишаване на дневните дебити. Във връзка с планираната модернизация през 2016-2017 г. бяха прокарани и въведени в експлоатация два нови наклонено-насочени експлоатационни сондажа Е-72 и Е-73, което ще доведе до увеличаване на дневната производителност на газохранилището до 41,5 GWh/d, (51,07 GWh/d при аварийни ситуации).

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ се явява първа стъпка от концепцията за разширение на капацитета за съхранение на газ в региона, определена като „проект от общ интерес“. За осъществяване на цялостния проект ще бъдат проведени 3D сеизмични изследвания за локализиране на зони, в които да се определи местоположението на нови експлоатационни и наблюдателни сондажи. Предвидено е включително да бъде подменена част от наземните съоръжения и изградени нови модули от наземната инфраструктура. Планира се по този начин обемът на активния газ в газохранилището да нарасне от 5 850 GWh до 10 640 GWh и дневният добив да бъде увеличен до 85-106,4 GWh/d.

През 2017 г. са нагнетени 3 451 GWh природен газ и са добити 3 464 GWh.

Информация за извършеното нагнетяване и добив на природен газ по месеци е представена в табличен вид, както следва:

Добити и нагнетени количества природен газ през 2016 г. и 2017 г.								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2016 г.		2017 г.		2016 г.		2017 г.	
	GWh	м³	GWh	м³	GWh	м³	GWh	м³
Януари	990 957	92 797 796	1 009 698	94 285 921	-	-	-	-
Февруари	886 002	83 250 373	806 343	75 501 123	-	-	-	-
Март	705 730	66 507 995	472 118	44 336 582	-	-	-	-
Април	8 293	779 180	-	-	27 085	2 546 898	137 094	12 800 564
Май	-	-	4 306	401 027	535 832	50 386 311	537 784	50 373 223
Юни	-	-	-	-	627 612	59 146 065	704 152	66 839 324
Юли	-	-	-	-	906 874	85 276 819	900 731	84 918 570
Август	34 283	3 215 696	88 226	8 335 570	657 955	61 870 031	534 650	50 543 534
Септември	186 086	17 388 052	31 831	3 007 719	369 493	34 744 793	527 446	49 726 234
Октомври	-	-	-	-	263 677	25 507 251	108 950	10 259 895
Ноември	219 887	21 515 756	251 401	23 711 262	-	-	-	-
Декември	604 798	56 704 012	800 371	75 494 564	-	-	-	-
Общо:	3 636	342 158 860	3 464	325 073 768	3 389	319 478 168	3 451	325 461 344

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:

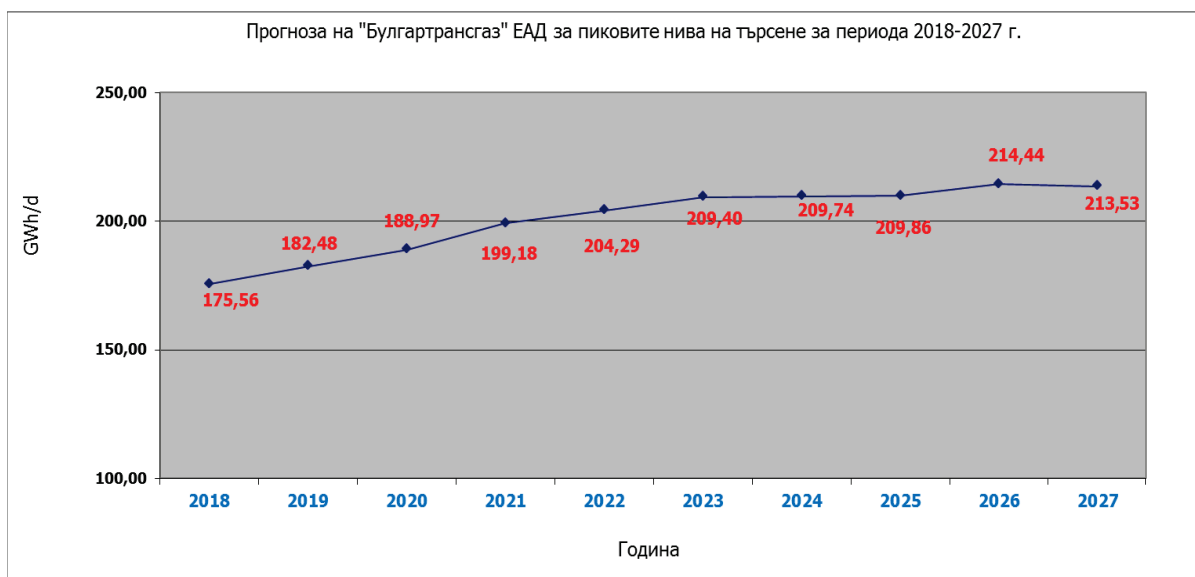
- Устойчив икономически растеж на БВП - между 2 и 3% годишно;
- Съотношението КЕП/ПЕП достига до и над 60%;
- Делът на природния газ в ПЕП през 2025 г. достига 19%, при 14,8% през 2016 г.

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

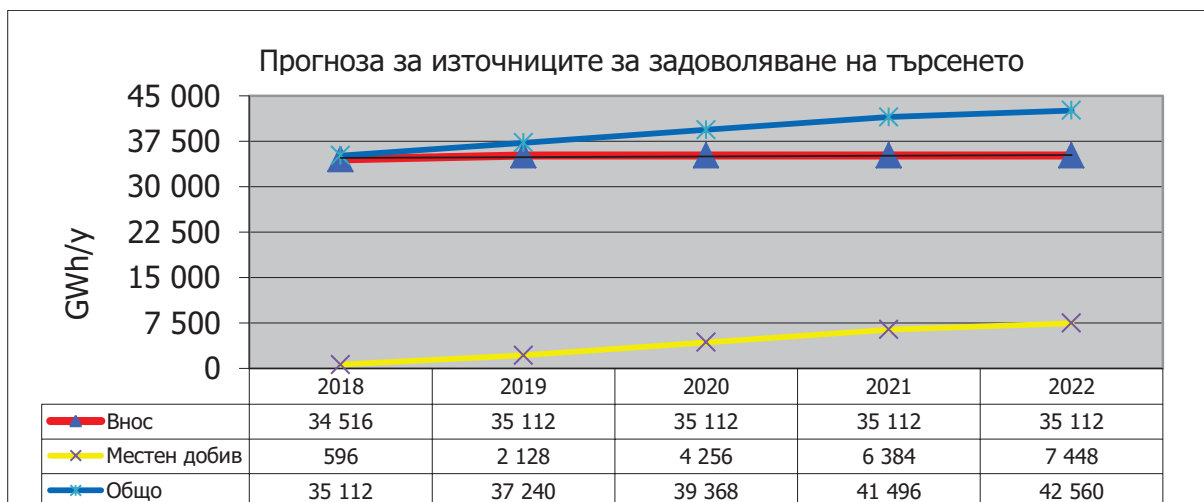


2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2017 г. търсенето на природен газ е задоволявано, както следва:

- Внос – 32 793 GWh (98,3%);
- Местен добив – 580 GWh (1,7%).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ за периода 2018-2022 г. е представена на графиката:



2.1 Внос

Към 2017 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 планове 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, по действащото към момента трасе или в резултат от реализацията на нови проекти;
- 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 добив

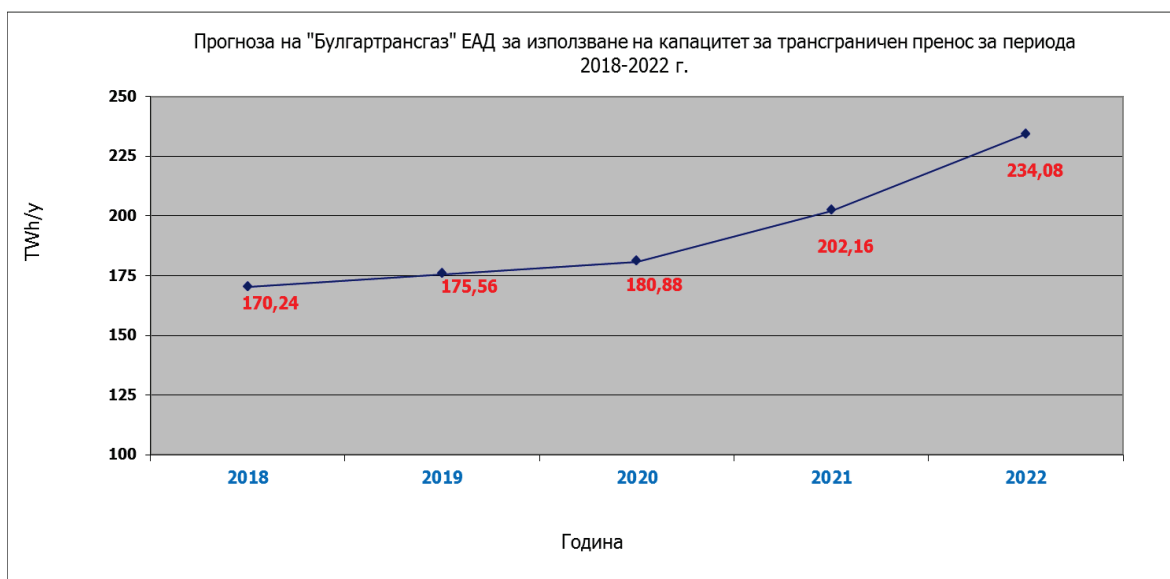
През 2018 г. местният добив се очаква да се задържи на нива до 650 GWh в резултат от частичното изчерпване на съществуващите находища. Прогнозата за нарастване на местния добив след 2019 г. се базира на очакванията за нарастване на потреблението на природен газ в страната и региона, както и на големия брой нови концесии за проучване на находища, като вероятността за значителни залежи е насочена по-специално към находища в акваторията на Черно море.

Перспективите пред местния добив за периода след 2018 г. са за плавен ръст, във връзка с издадените концесии за проучване на находища, както и с очакванията за развитие и разработка на съществуващите находищата в страната, както следва:

- „Петрокелик България“ – блок „Галата“, в случай че през 2018 г. бъде въведено в експлоатация находище Каварна-изток, от него може да се добият до 1 100 GWh в периода юли-декември 2018 г.;
- „Проучване и добив на нефт и газ“ – прогнозните количества за добив през 2018 г. от входна точка ГИС Долни дъбник са за 75 GWh от находище Искър-запад.

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. Прогнозата е показана на следващата графика:



СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ

Изчислението на стандарта N-1 е изготвено за периода 2018-2022 г., в изпълнение на чл. 5 от Регламент (ЕС) №2017/1938, относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) 994/2010.

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.

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. $N-1 > 100\%$.

Формулата за изпълнение на стандарта за инфраструктура, която е използвана за настоящия План, е както следва:

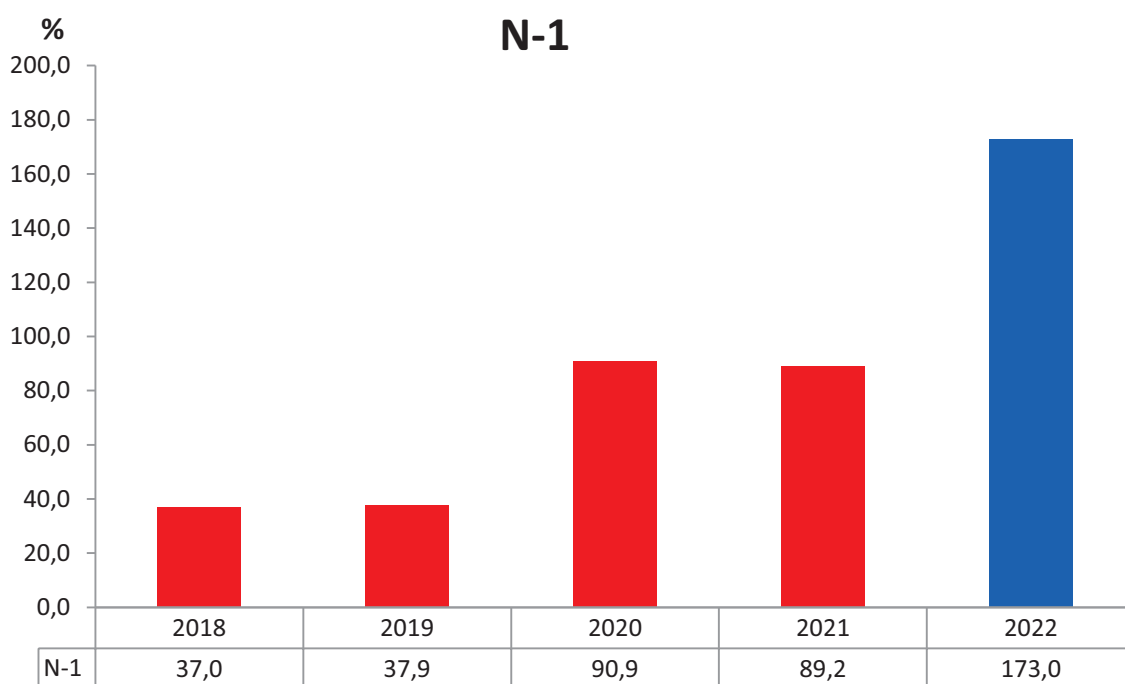
$$N-1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^6 EP_m + S_{\max} + P_{\max} - I_{\max}}{D_{\max}} \times 100, \quad N-1 \geq 100\%$$

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
P_{max}	Национално производство на природен газ – максимален възможен добив, млн. м ³ /д
D_{max}	Национално потребление - пиково потребление, млн. м ³ /д
I_{max} = EP₁	Най-голямата единична газова инфраструктура – ГИС „Негру вода“ 1, млн. м ³ /д

Резултатите от формулата N-1 за следващите 5 години, са следните (данните за капацитет във формулата N-1 са в млн.м³/д, във връзка с изискванията на Регламента):

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	Dmax	EP1=Imax	N-1
2018	0,15	4,8	0,0	1,0	0,0	0,15	0,0	16,5	20,27	37,0
2019	0,55	4,8	0,0	1,0	0,0	0,15	0,0	17,2	20,27	37,9
2020	1,10	4,8	0,0	1,0	0,0	0,15	9,1	17,8	20,27	90,9
2021	1,64	4,8	0,0	1,0	0,0	0,15	9,1	18,7	20,27	89,2
2022	1,92	8,0	5,5	1,0	9,1	0,15	9,1	20,1	20,27	173,0



Изчисленията по формулата N-1 за стандарта за инфраструктура илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не би бил в състояние да осигури 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, чрез реализацията на проектите за нова газова инфраструктура, България ще изпълни стандарта за инфраструктура през 2022 г.

С цел постигане на стандарта за инфраструктура, в България 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 ГМТП и проект за разширение на ПГХ „Чирен“ и/или за ново газохранилище.

**ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА
ПЕРИОДА 2018-2027 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 2018 - 2027 г.

Предвидените за периода 2018 - 2027 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 (2018 – 2027 г.).

Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите – десетгодишен, както и поради 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 2018 – 2020 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 2018 – 2027 г. – Таблица 2;
- проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018 – 2027 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 проектите 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 2018 – 2020 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 2018 – 2020 г. в окрупнен вид са представени в следващата Таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнало преди 2018 г., но работата по тях продължава и през периода 2018 – 2020 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 2018 – 2020 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2018-2020 Г.		

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018 – 2020 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос		
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“; 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“; КС „Ихтиман“ – разширение на сграда ПЕБ;	2018-2019	12 112
Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70П и АИ-336-2-8, планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2018-2019	22 670
Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в 3 компресорни станции.	2018-2021	118 487
1.2. Национална газопреносна мрежа		
Модернизация на САУ на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“	2018	2 704
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2018-2020	7 350
КС „Вълчи дол“ – ремонт КРУ 6 kV	2018-2019	1 365
2. Инвестиции на съществуващи АГРС		
2.1. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч“, АГРС „Септември“, ГРС „София-4“ Иваняне“, ГРС „Разград 1“, ГРС „Добрич“, ГРС „Попово“, ГРС „Исперих“ и др.	2018-2020	3 484
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2018-2020	1 080

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018 – 2020 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 ³ ; профилактика на продуктивната зона на сондажи; модернизация на телеметричната система на сондажите	2018 - 2020	9 828
Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен“ – намаляване на вибрациите в ГМК и технологичните линии от ГМК до II-ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК	2018-2019	3 319
4. Национална газопроводна мрежа		
Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол – КВ Преселка; 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“	2018-2021	122 711
5. Транзитни газопроводи		
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод и ремонт на ОС „Стряма“	2018-2019	2 860
Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци	2018-2019	7 050
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	2018 – 2019	6 411
2. Съхранение на природен газ		
Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на	2018 – 2019	1 030

³ 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 2018 – 2020 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен“ и внедряването ѝ с надлежен хардуер; Проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“		
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2018-2019	6 525
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“	2018-2019	12 034
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 ⁴	2018-2020	27 939
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	2018-2020	3 203

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

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 2018 – 2027 Г.

⁴ За изпълнение на проектите е получено съфинансиране по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) - Договор за безвъзмездна финансова помощ 057.

Таблица 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018 – 2027 г. по окрупнени 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 газопреводна мрежа	2019-2020	8 160
1.2. Свързване с националната газопреводна мрежа на Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)	2018-2019	4 000
1.3. Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)	2018-2022	282 000

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 позиция 1.3. - Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB), в таблицата са посочени средствата предвидени от „Булгартрансгаз“ ЕАД по прогнозна стойност за реализирането на проекта, като ще бъдат търсени различни форми и средства на съфинансиране, 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 2018 – 2027 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 2018 – 2027 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
1. Газопреводна мрежа за транзитен пренос на природен газ		
1.1. Преоборудване на горивните системи на 4 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019 - 2020	20 000
2. Национална газопреводна мрежа		
2.1. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на	2018-2020	2 010

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2018 – 2027 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик		
3. Общи за разпределение		
3.1. Газов хъб „Балкан” ⁵	2018	1 760
4. Съхранение на природен газ		
4.1. Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен” ⁶	2020 - 2024	220 000

Посочените средства по позиции 1.1. и 2.1. от Таблица 3, представят прогнозната стойност на „Булгартрансгаз” ЕАД за необходимото финансиране.

Посочените средства по позиция 3.1. от Таблица 3 представят финансирането, което ще бъде осигурено от „Булгартрансгаз” ЕАД през 2018 г. за изпълнението на предпроектното проучване по проекта за Газов хъб „Балкан”. Те представляват 50% от общата стойност на действието, като за останалите 50% е одобрено финансиране по Механизма за свързване на Европа (МСЕ).

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 2018 – 2027 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз” ЕАД за периода 2018-2027 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 (2018-2020), включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение

⁵ 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”.

⁶ 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”.

в хил. лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2018 г.	Общо 2019 г.	Общо 2020 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	154 867	160 258	143 638
<u>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</u>	23 240	52 576	26 207
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	14 219	6 611	75
Линейна част	11 881	267	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	70	811	75
Комуникационни и информационни системи	2 268	5 533	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	6 860	34 104	9 731
Линейна част	4 449	25 666	4 346
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	63	392	290
Комуникационни и информационни системи	703	7 108	4 220
АГРС и ГИС	1 646	938	875
<i>Съхранение на природен газ</i>	240	790	0
Сондажен фонд и шлейфи	180	300	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	60	490	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	1 921	11 071	16 401
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	393	6 015	16 401
Комуникационни и информационни системи	1 529	5 056	0
<u>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</u>	114 595	100 182	109 431
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	68 677	38 317	56 301

Линейна част	4 365	5 645	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	64 312	32 672	56 301
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	37 179	53 473	50 630
Линейна част	32 692	45 209	45 820
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	3 616	4 930	3600
АГРС и ГИС	871	3 334	1300
<i>Съхранение на природен газ</i>	8 051	4 907	1 300
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	6 249	2 279	1 300
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	1 102	2 628	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	688	3 486	1 200
Линейна част	533	2 157	200
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	155	1 329	1000
<u><i>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</i></u>	17 032	7 500	8 000

4.2. Инвестиционна програма за периода 2021-2027 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите

в хил. лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2021 г.	Общо 2022 г.	Общо 2023 г.	Общо 2024 г.	Общо 2025 г.	Общо 2026 г.	Общо 2027 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	117 750	65 250	38 804	40 960	42 189	43 454	46 416
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	23 300	25 200	11 817	12 644	13 024	13 414	14 353
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	3 750	4 600	4 013	4 294	4 423	4 555	4 874
Национална газопреносна мрежа	5 450	5 800	5 304	5 675	5 846	6 021	6 442
Съхранение на природен газ	12 000	12 500	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 100	2 300	2 500	2 675	2 755	2 838	3 037
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	85 950	31 550	18 987	20 316	20 926	21 553	23 063
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	40 500	12 900	11 200	11 984	12 344	12 714	13 604
Национална газопреносна мрежа	42 800	11 500	4 692	5 020	5 171	5 326	5 699
Съхранение на природен газ	800	5200	953	1019,71	1 050	1 082	1 158
Общи за разпределяне по видове дейности	1 850	1 950	2 142	2 292	2 361	2 432	2 602
РАЗДЕЛ I.3 -Доставка на машини и оборудване	8 500	8 500	8 000	8 000	8 240	8 487	9 000

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски 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 плановите 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 допринасят 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 плановите 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“⁷, публикуван от Европейската комисия на 23 ноември 2017 г. (Трети 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; Изграждане на газов хъб „Балкан“; Проект „Eastring“-България (подпроект на проекта Eastring); Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS); Междусистемна връзка Гърция-България, (IGB). Реализирането на всички тези проекти е взаимосвързано и цели да допринесе за ефективността и развитието на единната общоевропейска 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. 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

⁷ Официален списък на проектите от „общ интерес“, интернет страницата на Европейска комисия, Дирекция енергетика
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/annex_to_pci_list_final_2017_en.pdf

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“. Под същият номер и наименование, проектът е включен и в публикувания на 23 ноември 2017 г. Трети списък с проекти от „общ интерес“ на ЕК.

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 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“.

През 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД предложи за финансиране по Механизма за свързване на Европа предпроектно проучване за проекта газов хъб „Балкан“, което беше одобрено. През май 2017 г. беше подписано споразумение за безвъзмездно финансиране № INEA/CEF/ENER/M2016/1290649. Размерът на безвъзмездната финансова помощ за реализирането на проекта е до 920 500 евро (50% от общата стойност на проекта).

Като част от изпълнението на проекта през септември 2017 г. беше обявена обществена поръчка с предмет: "Предпроектно проучване за газов хъб „Балкан, част от проект от „общ интерес“ 6.25.4". На 15.03.2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и избраният консорциум ДЗЗД „АФ-ЕМГ Консулт“ подписаха договор за изготвяне на предпроектно проучване за газов хъб „Балкан“. Стойността на подписания договор е в общ размер на 2 327 437 лв.

Предпроектното проучване ще оцени в детайли търговската и техническата жизнеспособност на проекта, ще определи точния бизнес модел за неговото реализиране, ще даде възможност за финализиране на регулаторната рамка и ще предложи структура за неговото финансиране. В рамките на проучването ще бъдат анализирани целевите пазари, търсенето и доставката на природен газ. Ще бъде изготвена пътна карта за реализацията на проекта. Очаква се предпроектното проучване да приключи през втората половина на 2018 г. Резултатите от него ще бъдат представени пред заинтересованите страни в рамките на втора инвеститорска кръгла маса, която ще бъде проведена след като проучването бъде завършено и ще послужат като основа за вземане на решения относно реализирането и изграждането на газовия хъб „Балкан“.

5.1.2. Eastring – България (ПОИ 6.25.1)⁸

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 Velké Karušany / Veké Zlievce на територията на Словакия 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 ENTSOG (TYNDP) 2017, 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 2023 г., като осигури капацитет 570 GWh/ден, а вторият етап през 2028 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 България⁸ 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 е възможност за свързване на „Eastring“ с мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/ден.

За изпълнението на проекта, през м. юни 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и Eustream 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.

По инициатива на координиращата процеса страна – Eustream през м. септември 2016 г. стартира подготовката на документи за кандидатстване за предпроектно проучване по проекта по Механизъм за свързване на Европа (CEF). Действието, с наименование „Предпроектно проучване за проекта Eastring“ беше одобрено за финансиране през 2017 г. и за него е отпуснато финансиране в размер на 1 000 000 евро.

През 2017 г. компанията Eustream подписа договор за изпълнение на предпроектното проучване, което ще бъде финализирано през м. юни 2018 г.

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

В периода 21 юли – 21 август 2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълни пазарно проучване относно търсенето на добавен (нов) капацитет, Open Season, Фаза 1 (необвързващи прогнози за търсенето на добавен капацитет към/от съседните пазарни зони), на проекти за развитие и разширение на газопреносната инфраструктура към всички съседни пазарни зони. В резултат на получените заявки е идентифицирано неангажиращо, прогнозно търсене на добавен капацитет в посока от България към Сърбия с входна точка Турция и начален период заявен от ползвателите газова година 2019/2020.

Максималният дневен капацитет, който е заявен на входната точка от Турция е 567,84 GWh/d. Максималният дневен капацитет, който е заявен на българо-сръбската граница е 357,672 GWh/d.

⁸ 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.

С реализацията на Разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница ще се постигне:

- сигурност на доставките на природен газ за България;
- сигурност на доставките на природен газ за съседните балкански страни и региона;
- откриване на допълнителни висококвалифицирани работни места.

Проектът е в ранна фаза на развитие. Посочената крайна дата за въвеждане в експлоатация на всички подобекти е на база завършени обобщени предварителни (прединвестиционни) проучвания за „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската граница до българо-сръбската граница“, които са приети.

Очаквана година на въвеждане в експлоатация на всички подобекти – 2022 г.

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 (ИТВ)



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.

ИТВ представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км (приблизително 75 км, от които на българска територия), с капацитет от 3 млрд. м³/г.

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. ИТВ 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.

Проектът за изграждане на Междусистемна връзка Турция – България беше включен във Втори списък с проекти от „общ интерес“ на ЕК, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013 и през 2015 г. получи безвъзмездно финансиране в размер на до 190 000 евро по Механизма за свързване на Европа (CEF-Energy) за изпълнение на прединвестиционно проучване.

През 2015 г., след обществена поръчка бе избран изпълнител и сключен договор за изпълнение на проучването, чието изпълнение приключи в края на м. януари 2016 г. На база на резултатите от него е избран вариант на трасе и са определени основните параметри на проекта. През 2017 г. се проведе техническа среща между страните по проекта („Булгартрансгаз“ ЕАД и BOTAS, Турция), на която бяха приети заключенията от предпроектното проучване. Предстои да бъде обменена допълнителна техническа кореспонденция за окончателно уточняване параметрите и стойността на проекта на територията на Република Турция.

Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация на ИТВ е 2022 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 газопредавателни 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 газопредавателна 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, като е включен в настоящия Трети списък с проекти от „общ интерес“.

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 газопредавателната 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, изготвени 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 извършване на анализ ползи-разходи, завършване на археологическите проучвания, придобиване на вещни права върху имотите за площадките към газопровода и учредяване на сервитут за линейната част на газопровода, изработване на работен проект, получаване на разрешение за строеж, избор на модел за управление (оператор на газопровода). В ход е процедура за получаване на финансиране за Втората фаза на проекта. Довършването на подготвителните дейности ще се финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014 – 2020 г.“.

Очакваният срок за въвеждане в експлоатация е месец март 2022 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 безвъзмездна 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 газопрепращаващата инфраструктура на DESFA S.A.

Междусистемната газова връзка Гърция – България е обявена за проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013, като е включена в Трети списък с проекти от „общ интерес“ 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 през първата половина на 2020 г.

5.3. Увеличаване на капацитета за съхранение на природен газ

5.3.1. Разширение 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. Изпълнението на проект за неговото разширение 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 общеевропейски пазар, тъй като ПГХ „Чирен“ е неразделна част от регионалната газова система, състояща се от междусистемни връзки, LNG терминали, хранилища. Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ се състои в поетапно увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, респективно повишени резервоарни налягания и постигане на по-големи дебити при добив и при нагнетяване. Той е проект от „общ интерес“, включен в действащия в момента Трети списък.

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 на 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 газопрепращаващите системи на регионално ниво, със съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопрепращаващите 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.

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 геомеханичното симулиране на Чиренския резервоар и наземният газов анализ върху площта на Чиренската структура бяха завършени съответно през 2015 г. и 2016 г. Предстои да започне изпълнението на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура. За осъществяването на проучванията „Булгартрансгаз“ ЕАД кандидатства за финансиране по Механизма 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 - до 3 900 000 Евро. Предвижда се проучването да приключи през втората половина на 2019 г. Резултатите от него, както и от останалите извършени анализи и проучвания ще служи като основа при определянето на окончателния вариант за разширение на ПГХ „Чирен“ и на следващите стъпки, свързани с проектиране и строителство на наземни и подземни съоръжения.

Очаква се строителството, както и въвеждането в експлоатация да приключат до края на 2024 г.

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 капацитет 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 значителен период от време.

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 около 40 км, максимален дебит 30 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се трасето на газопровода да преминава по северните склонове на Пирин планина, продължава по южните склонове на Рила планина и достига до АГРС Разлог-Банско, разположена в землището на гр. Разлог, в близост до границата със землището на гр. Банско.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 4,84 млн. евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 4,84 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 0,9 млн. евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения, археологически проучвания, консултант по чл. 166 на ЗУТ 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, който е в процес на изпълнение.

Планираният срок за приключване на проекта е края на 2020 г.

- **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 3,6 млн. евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 3,6 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 1,25 млн. 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 за консултантски услуги за проектиране, който е в процес на изпълнение.

Планираният срок за приключване на проекта е края на 2019 г.

- **Газопроводно отклонение до Свищов**

Газопроводът е с очаквана дължина 42 км., диаметър DN 200 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се захранването да бъде извършено от КВ Патреш, разположен на Северния полупръстен на МГ до АГРС, 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 2,36 млн. евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 2,36 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 0,6 млн. евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения, археологически проучвания, консултант по чл. 166 на ЗУТ 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), който е в процес на изпълнение.

Планираният срок за приключване на проекта е края на 2019 г.

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 дължина около 32 км., 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. Автоматичните газорегулиращи станции (АГРС) е предвидено да са в околностите на гр. Сопот и гр. Карлово (или обща за двата града). Предвидени са отклонения за гр. Хисаря, както и за гр. Баня и с. Калояново. С отклонението биха могли да се захранят общините Сопот и Хисаря, гр. Баня, гр. Карлово и с. Калояново.

За описаният по-горе проект за ново газопроводно отклонение ще бъдат изпълнени проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение. Реализацията му зависи до голяма степен от оценката за неговата целесъобразност, като се отчита и социалния и икономическия ефект за региона и страната от реализирането му.

„Булгартрансгаз“ ЕАД 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 Прединвестиционната 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 и средства от Националния план за инвестиции (за КС „Петрич“ и КС „Ихтиман“). 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 да бъде завършен през втората половина на 2018 г.. 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.

Действията от Фаза 2 на проекта се изпълняват със собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД и съ-финансиране по Механизъм за свързване на Европа (CEF). Подписани са две грантови споразумения:

1. Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2015/1119568 за съ-финансиране на „Подготвителни дейности във връзка с изпълнението на ПОИ 6.8.2.“. 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. 5.5.10 по-долу.**
- **Дейност 3:** Вътрешнотръбни инспекции на два газопроводни участъка. Изпълнението на вътрешнотръбни инспекции 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” приключи през м. декември 2016 г.

2. Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2016/1290626 за съ-финансиране на Действие „Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията на газопреносната система в участъка ОС Вълчи Дол - ЛКВ Преселка“. Размерът на безвъзмездното финансиране съгласно споразумението е 50% от сумата на действието – до 182 000 (сто осемдесет и две хиляди) евро. **Подробна информация в т. 5.5.6 по-долу.**

Фаза 3: Инфраструктура под условие, необходима след вземане на окончателно инвестиционно решение за реализиране на етап 2 от проект Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS), свързана с увеличение на капацитета на интерконектора от 1,8 на 2,4 млрд. м³/г. В тази фаза е включена инфраструктурата, чието реализиране и параметри са под условие, тъй като са свързани с бъдещи решения относно проекта IBS, чийто организатор от българска страна е Министерство на енергетиката. Заложената за изграждане инфраструктура включва изграждане на газопровод Горни Богров – Нови Искър с приблизителна дължина 19 км, DN 700 и 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, който се изпълнява към момента. В края на 2017 г. всички ГКА и общостанционната система на КС „Вълчи дол” бях обновени и започнаха дейностите по обновяване на КС „Полски Сеновец”, като се очаква същата да бъде завършена изцяло и всички ГКА да бъдат въведени в експлоатация в края на м. май 2018 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 Фаза 1 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 ключово за развитието на съществуващата междусистемна свързаност на България с Турция и е част от проект от „общ интерес” 6.8.2 „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, извършени са необходимите доставки и е започнало изпълнението на СМР.

Въвеждането на обекта в експлоатация се очаква през м. септември 2018 г.

5.5.5. Подмяна на Преносен газопровод в участъка ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово (Част от Фаза 2 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“ с дължина от 58 км и диаметър 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 на газопроводен участък „ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово“ се съфинансират по 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 14.10.2016 г. 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“.

В обхвата на договора е включено изпълнението на оценка за въздействие върху околната среда (опция), в случай че компетентният орган постанови да се извършва ОВОС. Съгласно Решение № 3-ПР/2017 г. от 10.10.2017 г. на Министъра на околната среда и водите за обекта следва да се извърши ОВОС, във връзка с което се очаква дейностите по договора да приключат през второто полугодие на 2018 г. В резултат на изпълнение на договора „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. Подмяна на Преносен газопровод в участъка ОС Вълчи дол –ЛКВ Преселка (Част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“)

Участъкът на преносния газопровод от ОС „Вълчи Дол“ до КВ „Преселка“ е част от северния полупръстен на националната газопреносна мрежа (НГПМ). Въведен е в експлоатация през 1975 г., с приблизителна дължина 23,3 км., външен диаметър DN700

и е изграден от стоманени тръби Ф711. Участъкът се явява първи след изхода на КС „Вълчи Дол“ по НГПМ северен полупръстен и е с повишено термично натоварване. Във връзка с констатирани дефекти от проведени вътрешнотръбни инспекции и с цел гарантиране надеждността на експлоатация и осигуряване на необходимия капацитет за пренос на природен газ и дългосрочното осигуряване на интегритета на участъка, е необходимо същият да бъде подменен.

Подготвителните дейности във връзка с рехабилитацията (подсилването) на газопроводен участък *ОС Вълчи Дол - ЛКВ Преселка* се съфинансират от МСЕ, в изпълнение на споразумение за безвъзмездно финансиране INEA/CEF/ENER/M2016/1290626. През м. май 2017 г. е обявена обществена поръчка за избор на изпълнител на дейностите по проектиране. На 15.12.2017 г. е сключен договор с предмет: „Проучване и инвестиционно проектиране за строеж „Подмяна на преносен (магистрален) газопровод в участъка „ОС Вълчи дол – ЛКВ Преселка към Проект от „Общ интерес“ 6.8.2“. Очаква се дейностите по договора да приключат през м. декември 2018 г.

5.5.7. 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 газопрепосна мрежа. Предвидено е да се уеднакви диаметърът 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.

5.5.8. 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. През 2017 г. е обявена обществена поръчка за избор на изпълнител, който да проектира и изгради обекта.

5.5.9. Основни ремонти на газотурбинни двигатели и планови ремонти и инспекции на ГТКА

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 или в случай на дефектирало

оборудване по време на експлоатацията 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.

5.5.10. Мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни, етап 2 - КС „Лозенец“, КС „Петрич“, КС „Ихтиман“ (Част от Фаза 2 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. „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“, 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.

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 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 подготвителни дейности. 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“, който приключи през м. април 2017 г. На база на резултатите от проучването и анализа беше избран вариант за осъществяване на модернизацията в отделните компресорни станции. Подготвиха се уведомления за трите инвестиционни намерения (трите компресорни станции) за преценяване на необходимостта от оценка на въздействието върху околната среда (ОВОС) в съответствие с изискванията на екологичното законодателство и през м. октомври 2017 г. бяха предприети действия по информиране на компетентния орган, относно модернизацията на компресорните станции. Въз основа на получените резултати от изготвения технико-икономически и екологичен анализ 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“.

5.5.11. 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.

5.5.12. 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.

За обекта е изработен инвестиционен проект, през 2017 г. е обявена обществена поръчка за избор на строител и се очаква през 2018 г. да започне изпълнението му.

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“ е предвидена за изпълнение поръчка: „Доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание“

С реализирането на тази поръчка ще се въведе и използва утвърдена на европейския газов пазар платформа за обезпечаване дейностите по търговско диспечирание, свързани с регистриране на ползвател и сключване на договор, управление на капацитет, администриране на заявките, процедури по сравнение, разпределение на количества, балансиране, сетълмент и фактуриране 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 2018-2022 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 2018-2022 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.

Прогнозни капацитети за периода 2018 -2022 г.

Към 1 януари, MWh/d	2018	2019	2020	2021	2022
Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	276 292	276 292	373 116	559 508	559 508
IP Негру вода 1	215 704	215 704	215 704	215 704	215 704
IBR	1 622	1 622	1 622	1 622	1 622
IGB			96 824	96 824	96 824
ITB					96 824
IBS					58 520
ГИС „Чирен“/ връзка с ПГХ при добив	36 200	36 200	36 200	36 200	36 200
Местен добив	26 174	26 174	26 174	26 174	26 174
Връзка с ГМТП (вход)	32 792	32 792	32 792	63 840	63 840
Изходен капацитет	403 101	403 101	499 925	686 317	686 317
IP Негру вода 1/Кардам*	73 948	73 948	73 948	73 948	73 948
Изходна зона България	247 955	247 955	247 955	247 955	247 955
IBR	48 406	48 406	48 406	48 406	48 406
IGB			96 824	96 824	96 824
ITB					96 824
IBS					58 520
ГИС „Чирен“/ връзка с ПГХ при нагнетяване	34 100	34 100	34 100	34 100	34 100
Връзка с ГМТП (изход)	32 792	32 792	32 792	63 840	63 840
Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	663 227	663 227	663 227	694 275	694 275

Към 1 януари, MWh/d	2018	2019	2020	2021	2022
IP Негру вода 2,3/ Кардам	619 795	619 795	619 795	619 795	619 795
IP Кулата/Сидирокастро*	10 640	10 640	10 640	10 640	10 640
Връзка с НГПМ (вход)	32 792	32 792	32 792	63 840	63 840
Изходен капацитет	656 150	707 276	707 276	738 324	738 324
IP Странджа/Малкочлар	480 129	531 255	531 255	531 255	531 255
IP Кулата/Сидирокастро	109 315	109 315	109 315	109 315	109 315
IP Жидилово	27 436	27 436	27 436	27 436	27 436
Изходна зона България	6 478	6 478	6 478	6 478	6 478
Връзка с НГПМ (изход)	32 792	32 792	32 792	63 840	63 840

* 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 максимизиране, 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) са по проектна информация към м. април 2018 г. и подлежат на промяна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

„Булгартрансгаз“ ЕАД е отговорна компания, работеща в условията на динамично променяща 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 2018 – 2027 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 2018-2027 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 газоохранилище „Чирен“, както и модернизацията и рехабилитацията на газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Реализирането на всички тези проекти е взаимно обвързано, като цели да допринесе за ефективността и развитието на единната общоевропейска газова мрежа.

Приоритет в инвестиционната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изграждането на нови газопроводни отклонения, чрез които се създават условия за ускоряване на газификацията в страната със съответните икономически, социални, екологични и др. ползи за месното население.

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 газовият 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 газопрепосната мрежа

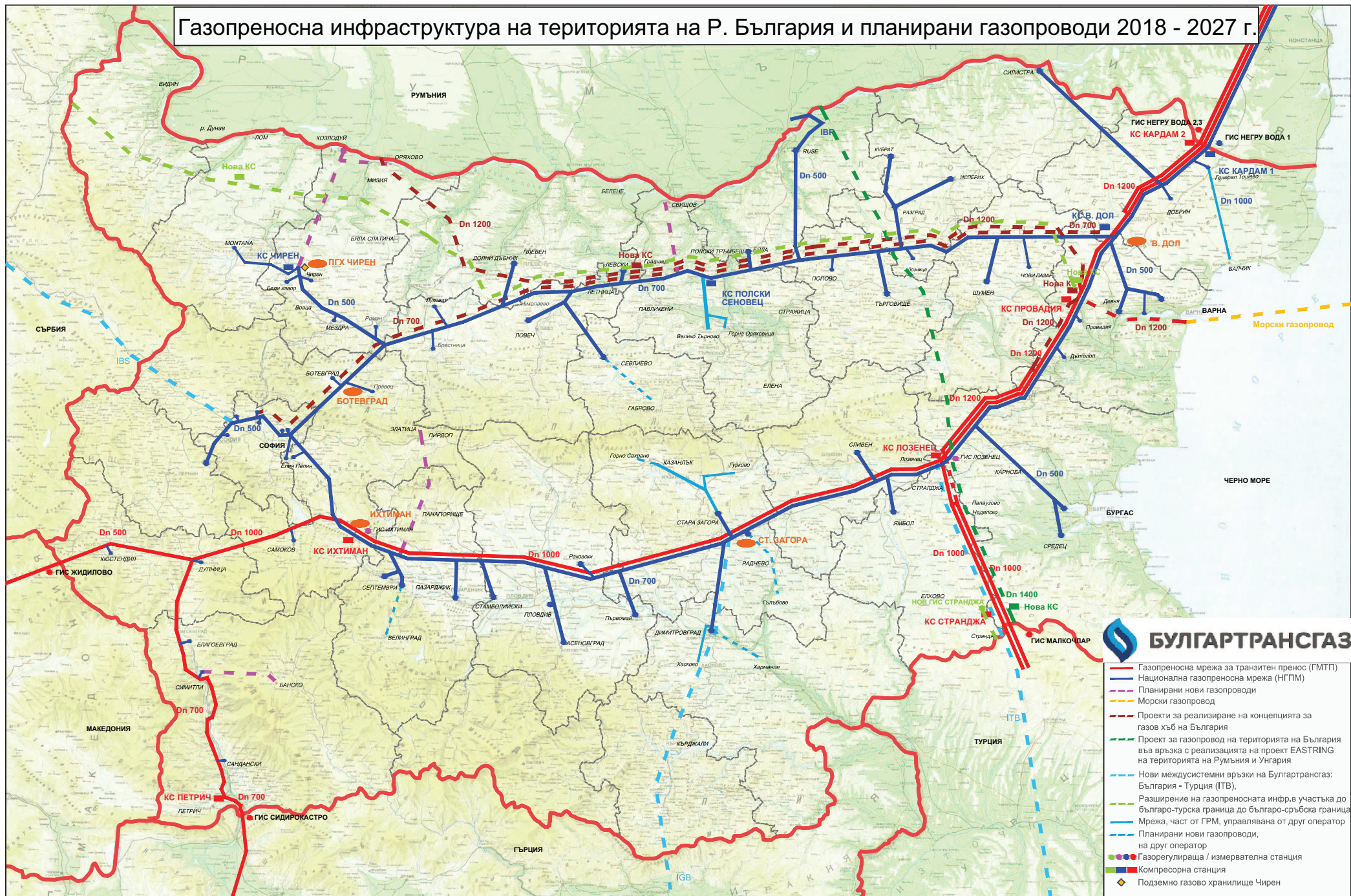
№	Проект	Окончателно инвестиционно решение (FID)	Срок за приключване	Изпълнител	Очаквана стойност на инвестицията на "Булгартрансгаз" ЕАД	Финансиране	Инфраструктура	Изменение на капацитета/тип	Бележки
1	Междусистемна връзка Турция - България (ITB)	не	2022	"Булгартрансгаз" ЕАД и Боташ	~ 150 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	~ 76 км български участък ~ 120 км турски участък	3 млрд.м ³ /г (входящ-изходящ)	Изготвено прединвестиционно проучване. Изготвено предварително техническо задание.
2	Междусистемна връзка Гърция-България (IGB)	да	началото на 2020	„Ай Си Джи Би“ АД	~ 4,2 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	Основната инфраструктура се реализира от „Ай Си Джи Би“ АД. Проектът ще бъде свързан с газопрепосна мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД в района на Стара Загора.
3	Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)	да	2022	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 спирание на основния поток)	Реализира се от МЕ, бенефициент на ОП Конкурентоспособност за Фаза 1 на проекта. Проектът ще бъде свързан с газопрепосната мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД.
4	Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопрепосна система	да (Фаза 2)	2021 (фаза 2)	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 340 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	подмяна на участъци - 81 км.; разширение на мрежата - 20 км. газопровод Лозенец-Недялско; 19 км. (във връзка с IBS); модернизация на КС-10 ГТКА; нова КС Горни Богров (във връзка с IBS) - 20 км.	общ допълнителен капацитет след реализиране на проекта - ~ 3 млрд.м ³ /г	Проектът се изпълнява в три времеви фази: Фаза 1 (дейности стартирали 2013-2015 г.) се намира в етап на финализиране на дейностите, попадащи в нея (през 2018 г. се очаква да завърши строителството на газопровод Лозенец - Недялско). Фаза 2 (дейности стартирали 2016 г.) се намира в етап на проектиране. Планира се строителните дейности да завършат през 2021 г. Фаза 3 (фаза под условие), в зависимост от решения свързани с проекта IBS.
5	Концепция за изграждане на газов хъб в България - Газов Хъб "Балкан"	не	2022	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 1 400 - 2 400 млн. €**	собствено и привлечено външно финансиране	Нова газопрепосна 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	не	2023 (фаза 1)	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 687 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	258 км Dn 1400 с Рр - 75 bar + 60 MW нова КС + 1 нова ГИС	20 млрд.м ³ /г	Проектът е в идейна фаза.
7	Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“	не	2024	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 226 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	Увеличаване на обема работен газ до 1 млрд.м ³ и увеличаване на възможността за добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м ³ /ден.	Увеличаване на обема работен газ с 450 млн.м ³ и увеличаване на възможността за добив и нагнетяване с до 5 млн. м ³ /ден.	За прецизиране на варианта за разширение се изпълняват допълнителни изследвания: -геомеханично симулиране (изпълнено през 2015г.) -наземен газов анализ (изпълнен през 2016 г.) -3D сеизмични проучвания (предстои да бъдат изпълнени в периода 2018 -2019 г.)
8	Разширение на газопрепосната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница	не	не по-рано от 2020	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 1 415 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	480 км Dn 1200 + 2 нови КС+ 1 нова ГИС	Нов капацитет от Турция (до 18 млрд.м ³ /г), нов капацитет към Сърбия (до 11 млрд.м ³ /г)	Проектът е в прединвестиционна фаза.

Забележка:

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

**Очакваната стойност предстои да бъде прецизирана след приключване на предпроектно проучване

Газопреносна инфраструктура на територията на Р. България и планирани газопроводи 2018 - 2027 г.



БУЛГАРТРАНСГАЗ

- Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)
- Национална газопреносна мрежа (НГПМ)
- Планирани нови газопроводи
- Морски газопровод
- Проекти за реализиране на концепцията за газосъхранение 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),
- Разширение на газопреносната инфраструктура до българо-турска граница до българо-сръбска граница
- Мрежа, част от ГМ, управлявана от друг оператор
- Планирани нови газопроводи, на друг оператор
- Газорегулираща / измервателна станция
- Компресорна станция
- Подземно газово хранилище Чирен