

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2019 – 2028 г.

23 април 2019 г.

**Одобрен с Решение по Протокол №345/23.04.2019 г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**

СЪДЪРЖАНИЕ:

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ	4
ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ	6
ВЪВЕДЕНИЕ	9
ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	10
ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И.....	12
СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	12
ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА. 15	
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ	15
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА	20
ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	46
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ.....	46
2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	47
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	49
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	51
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	51
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	52
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС ПРЕЗ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	53
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ	55
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2019-2028 Г.	57
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2019 – 2021 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ.....	59
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 2019 – 2028 Г.....	62
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2019 – 2028 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	63
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2019 – 2028 г.....	64
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ.....	67

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2019-2023 Г.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90

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 – втечнен 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/CEF – Механизъм за свързване на Европа (Connecting Europe Facility)

ПОИ/PCI – проекти от „общ интерес“ (Project of Common Interest)

ГРП – газоразпределително предприятие

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

W - ват (единица мярка за измерване на мощност)

J –Джаул (единица мярка за измерване на енергия)

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

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

CESEC - Central and South Eastern Europe Energy Connectivity - инициатива за енергийна свързаност 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;

ІАР – Йонийско-Адриатически газопровод;

ТАП/ТАР – Трансадриатически газопровод;

ТАНАП/ТАНАР – Трансанадолски газопровод.

Използваната в този план горна граница на калоричност при референтни условия (25/20) 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
2018	10,56	10,56

За целите на прогнозирането на капацитет и обеми е използвана калоричност 1m³=10,57 kWh (**25°C/20°C**), 1 TWh=1 000 GWh=1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh

ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

- Енергийна стратегия на Р. България до 2020 г. изменена с Решение на Министерски съвет № 847 от 22.11.2018 г. и Решение на Народното събрание от 30.11.2018 г., обнародвано в бр. 101 от 07.12.2018 г. на Държавен вестник
- 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 Европейската комисия, Генерална дирекция „Енергетика“, (www.ec.europa.eu)
- Доклади за състоянието на енергийния съюз - Reports 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)
 - IGI Poseidon (www.igi-poseidon.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.eu)
 - 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)
- EMRA – Turkish Natural Gas Market – Report 2017
- 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 с 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 2019 – 2023 г., одобрена с решение по Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 313/21.12.2018 г. и решение по Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 46/31.12.2018 г. и актуализираната Бизнес програма №1, приета с решение по Протокол на Управителен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 324/12.02.2019 г. и решение по Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 5/25.02.2019 г.
- Регионален инвестиционен план „Централна и Източна Европа“ 2017-2026 г. (www.entsog.eu)
- Регионален инвестиционен план „Южен коридор“ 2017-2026 г. (www.entsog.eu)
- Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ENTSG (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 2018 (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)
- Consilium Europa – (www.consilium.europa.eu)
- Platts (www.platts.com)
- Gas in Focus 2017 /2018 (www.gasinfocus.com)

- Eustream – Presentation – 21 st Annual BBSPA Conference – April 2015 Wien
- DEPA – Presentation – CEER Workshop – 12 September 2016 – Athens
- DESFA – Presentation – Opening New Routes for Natural Gas in Europe – 2018
- European Commission - Balkan Gas Hub Concept and its Role in the EU's Internal Energy Market – 5 September 2016 – Varna
- Feasibility Study for the Balkan Gas Hub – Interim Results Presentation – 12 June 2018, Brussels
- CESEC Plenary and Working Group, 7 February 2019
- 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 2019 – 2028 г. и очертава визията за развитие на Дружеството в качеството му на независим преносен оператор и оператор на подземно газохранилище. 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 2019 – 2028 г. са насочени към разширение на газопреносната инфраструктура, подобряване и усъвършенстване на съществуващата основна и спомагателна газопреносна инфраструктура и прилежащите ѝ съоръжения, нейната модернизация, рехабилитация и разширение, развитието на междусистемната свързаност и увеличаване 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. Това от своя страна би довело до ценови стимули, които са в основата на ликвиден пазар на природен газ. С оглед осъществяване на пълна прозрачност и баланс между интересите на преносния оператор 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.

Съгласно чл. 22 от Директива (ЕО) 2009/73, транспониран в българското законодателство с чл. 81 г., ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ), операторите на преносни мрежи, какъвто е „Булгартрансгаз“ ЕАД, изготвят десетгодишни планове за развитие на своите мрежи.

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

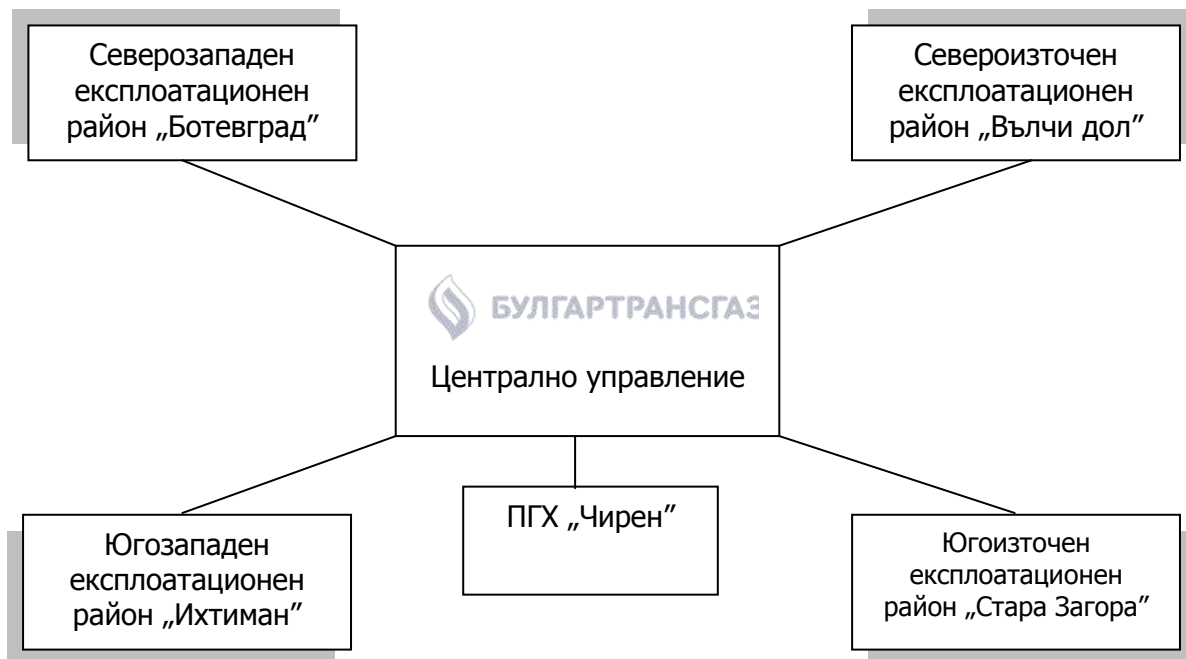
За пренос на природен газ: Лицензии № Л-214-06 и № Л-214-09 от 29.11.2006 г.

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“. Дейностите включват пренос на природен газ при спазване на изискванията за качество и отчитането му, развитие на мрежите в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването и газовия сектор като цяло и не на последно място поддържане, експлоатация, управление и развитие на Подземно газово хранилище „Чирен“. Всички тези услуги се предоставят при условията на равнопоставеност на потребителите. 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“.



От своето създаване, „Булгартрансгаз“ ЕАД се стреми непрекъснато да подобрява качеството на предлаганите услуги и да способства и стимулира 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 отразяват тенденцията на финансова стабилност, с реалистична прогноза за нейното запазване в бъдеще. Всичко това позволява извършването на инвестиции, целящи повишаване на надеждността и развитието на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ. Не на последно място, като част от обобщоевропейската газова мрежа, „Булгартрансгаз“ ЕАД следва политика на прозрачност, недискриминационност и работи в пълно съответствие с 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 2 788 км и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), което е пряко свързано с националната газопреносна мрежа.

Националната газопреносна мрежа (НГПМ) е газопреносна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея. НГПМ 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. НГПМ включва още 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) е 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 953 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 газокондензатно находище. Оборудвано е със специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на съхранението на природен газ. ПГХ „Чирен“ разполага с 24 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с приблизителна обща инсталирана мощност в размер на 9 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 5 813 500 MWh природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовите налягания и други фактори, е от 5 500 MWh/d (минимално) до 40 377 MWh/d (максимално) за добив. В аварийна ситуация максималният капацитет за добив е до 49 679 MWh/d при пълно газово хранилище и за кратък период от време (максимално до 30 дни), а за нагнетяване от 5 500 MWh/d. (минимално) до 38 253 MWh/d (максимално).

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 ДКЕВР 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 2018 г. е 31 663 GWh, което бележи спад от 4,88 % спрямо потреблението през 2017 г. (33 285 GWh). Намаляването на потреблението се дължи основно на по-високите средно месечни температури през 2018 г. спрямо предходната 2017 г.

По данни от Общия енергиен баланс на НСИ, делът на природния газ в крайното енергийно потребление (КЕП) е 16,2% за 2017 г. с което бележи ръст с около 1,5% спрямо 2016 г. (14,7%). 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 2018 г. по отношение доставките на природния газ е много висока – 99,9%. През 2019 г. по прогнозни данни зависимостта от внос ще се запази. Местният добив в страната намалява. През 2019 г. незначителни

количества природен газ от местен добив ще се осигуряват от находища „Галата“ и 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 предимно по маршрута през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния.

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

През 2018 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос	31 630	99,9 %
2	Местен добив	33	0,1 %
ОБЩО		31 663	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. 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 предприятия – съвместявайки дейността снабдяване с природен газ от краен снабдител с дейността разпределение на природен газ, доставят природен газ до клиенти, 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, клиенти, 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.

Дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ от крайни снабдители на клиенти, присъединени към разпределителните мрежи, се извършват от регионални и локални газоразпределителни предприятия, 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 предприятия и небитови клиенти.

Газоразпределителните предприятия 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 2018 г. на територията на Р. България оперират 24 лицензирани 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 предприятия 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 предприятия 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 продължава да проучва правните аспекти относно възможни бъдещи инвестиции в газоразпределителния сектор в България.

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 незначителна част 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 гореизложеното, инвестиционните планове на газопреносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД ще продължат да бъдат разработвани в синхрон с прогнозите за

потенциалните допълнителни 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 съответните ценови периоди.

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 българо-турската и българо-сръбската граница (Фаза 1 от газов хъб „Балкан“), за който има взето инвестиционно решение след проведена успешна Фаза 3 от процедурата Open Season.

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 свърже 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. На 12 юни 2018 г. в Брюксел, пред представители на Европейската комисия и други заинтересовани страни, бяха представени междинните резултати от предпроектното проучване за газов хъб „Балкан“. Окончателният доклад на Изпълнителя е приет в края на м. ноември 2018 г.

Също така, в изпълнение на приетите от Министерския съвет и Народното събрание решения за изменение и допълнение на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. и във връзка с реализацията на концепцията за изграждане на газоразпределителен център на територията на България, „Булгартрансгаз“ ЕАД регистрира дъщерна компания „Газов хъб Балкан“ ЕАД. Към настоящия момент 100% от акциите принадлежат на „Булгартрансгаз“ ЕАД, като на по-късен етап не повече от 49% от акциите биха могли да се предоставят на други физически и юридически лица. Това би допринесло за реализация на концепцията за газоразпределителен център „Балкан“ и за увеличаване ликвидността на пазара на природен газ в България и региона на Югоизточна Европа.

Компанията ще оперира платформи за търговия за нуждите на пазарите на природен газ в рамките на газов хъб „Балкан“. В синергия с физическата инфраструктура на газоразпределителния център ще се осигурят необходимите предпоставки за изграждане на първия ликвиден физически и търговски газов хъб в региона на Югоизточна Европа, базиран в България.

В изпълнение на своите цели, „Газов хъб Балкан“ ЕАД ще изгради ликвидна газова борса на територията на България със сегмент и за двустранна търговия, предлагайки съвременни продукти и финансови услуги. Като първи етап от изграждането на борсата, „Газов хъб Балкан“ ЕАД ще предостави на участниците на пазара на природен газ в България и региона възможност да използват търговска платформа с всички необходими функционалности съгласно изискванията на чл. 10 от Регламент (ЕС) № 312/2014 за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи.

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.

В рамките на инициативата CESEC беше подписан Меморандум между операторите на газопреносни системи на Гърция, България, Румъния, Украйна и Молдова, за изпълнение на концепцията за реверсиране на Трансбалканския газопровод.

Концепцията включва предлагане на капацитетни продукти по Трансбалканския газопровод в реверсивна посока, които да бъдат предложени за резервиране от 01.01.2020 г. като стандартни краткосрочни продукти, а от 01.10.2020 г. – като годишни продукти, както следва:

В тази връзка капацитетите на IP Кулата/ Сидирокастро и IP Негру вода 1/ Кардам в обемни единици се очаква да бъдат, както следва:

1. В посоката на потока GR - BG:

Технически капацитет: 4,100 mcm/d (1,01325 bara; 0°C);

2. В посоката на потока BG-RO:

Технически капацитет: 4,100 mcm/d (1,01325 bara; 0°C);

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.

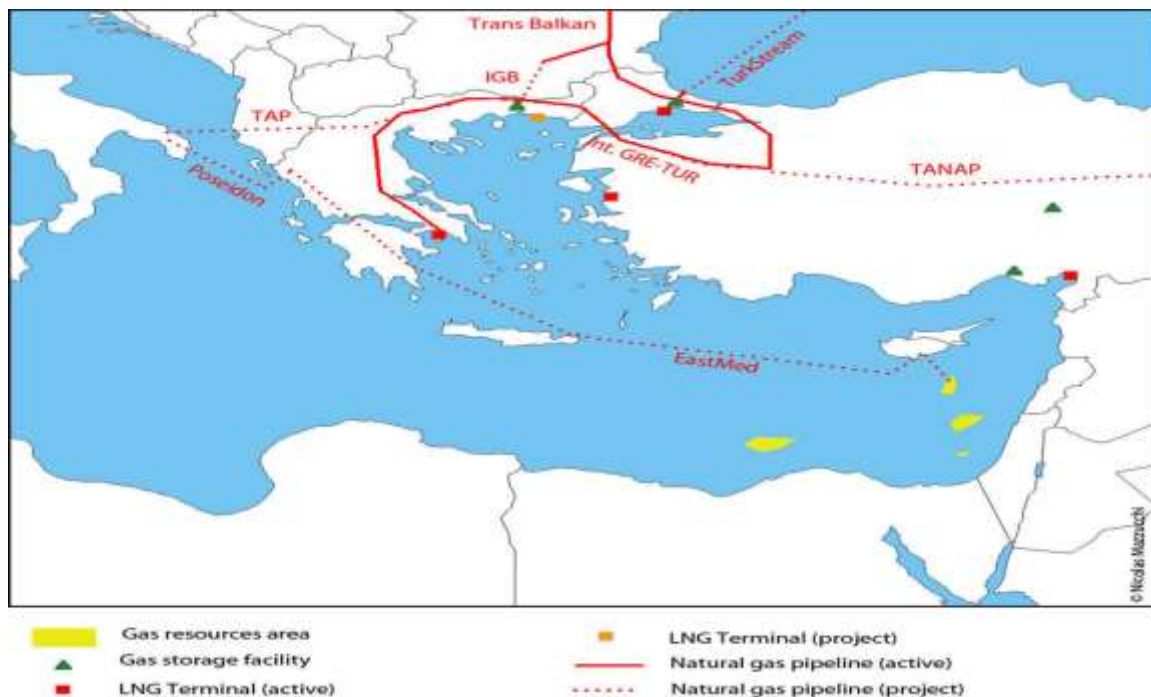
България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура и с изпълнението на планираните нови проекти, които са в ход, има потенциал да се превърне във важен фактор за постигане на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за региона.

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 очакванията за ръст на консумацията в съседните на България страни. От една страна това се основава на действащите дългосрочни договори за доставки на природен газ от Руската Федерация по Балканското направление и от друга – на развитие на пазара, предвид възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор (включващ изграждащите се газопроводи TANAP и TAP), както 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 газов хъб „Балкан“, както и разширение и модернизация на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД, с цел адаптирането ѝ към значимите проекти в региона.

Сред приоритетите на Дружеството е създаването на газова борса. През м. декември 2018 г. между Австрийския Централноевропейски Газов Хъб (CEGH) и „Булгартрансгаз“ ЕАД беше подписан Меморандум за разбирателство с предмет „Подкрепа за развитието на газов хъб „Балкан“ и обмен на информация, ноу-хау и най-добри практики при създаването на ликвиден пазар за търговия с природен газ в региона“.



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

Източник: Fondation pour la recherché strategique

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. Основен елемент е водене на политика за насърчаване преминаването към малкоотпадни и безотпадни технологии. В същността си това представлява подмяна на енергийната база в голямата част от промишлените предприятия и тези в химическата индустрия с цел 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. В последните години корабоплавателната индустрия също се фокусира към употребата на втечнен природен газ.

Посочените мерки ще допринесат за преодоляване на последиците от замърсяването на атмосферния въздух, посредством намаляване на емисиите на вредни вещества и парникови газове.

Прегледът на пазарите на природен газ в съседните страни очертава основните тенденции за развитие на регионалния газов пазар в условията на диверсификация и по-осезаема ценова конкуренция:

2.1 Гърция

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 на България за внос на газ от Гърция.

Потреблението на природен газ в Гърция бележи стабилен положителен ръст, като се е увеличило повече от два пъти през последното десетилетие. През 2017 г. консумацията възлиза на 4,8 млрд. м³/г., като все още значителен дял от нея запазва производството на електроенергия .

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

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 около 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. DEPA S.A. следва плановите за разширяване на газоразпределителната мрежа в страната, за да отговори на непрекъснато нарастващия брой битови потребители и растяща консумация.

На гръцкия газов пазар оперира и съвместна гръцко–руска компания Prometheus Gas (50% собственост на ООО „Газпром экспорт“ и 50 % Dimitrios Ch. Copelouzos). За обезпечаване на пазара до 2016 г. компанията разполагаше с 3 млрд. м³/г., а за периода след 2017 г. бяха предвидени до 6 млрд. м³/г., но през октомври 2017 г. бе подписан дългосрочен договор за доставка до 1 млрд. м³/г. газ за периода от 1 януари 2018 г. до 31 декември 2027 г. Повишаването на консумацията на природен газ, съчетано с дерегулацията на пазара, създава благоприятни условия за по-нататъшното развитие на Prometheus Gas S.A. и утвърждаването ѝ сред лидерите на регионалния газов пазар, като дейността и е свързана и с изграждането на енергийни обекти в Гърция.

През 2017 г. „Газпром экспорт“ сключи договор и с една от водещите гръцки индустриални компании - „Mytilineos“, по силата на който са доставени около 50 млн. м³ газ.

За осигуряване на 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. В края на 2018 г. бяха доставени и първите количества американски втечен природен газ. През миналата година капацитетът за съхранение беше разширен и достигна 225 000 м³, което до известна степен е свързано и с развитието на проекта Poseidon Med II (2015-2020). В същността си той надгражда проекта Poseidon Med (COSTA II East) и има за цел да допринесе за по-широкото прилагане на LNG като алтернативно гориво за корабоплаването с цел намаляване на негативното въздействие от употребата на тежки горива и преминаване към безопасно, екологично съобразено и нисковъглеродно гориво в изпълнението на изискванията на редица директиви на ЕС относно алтернативните горива за устойчиво бъдеще в

корабоплавателната индустрия. Проектът е насочен предимно към морския транспорт в Източното Средиземноморие и е съфинансиран от Европейския съюз. Включва терминала за втечен природен газ Revithoussa, обхваща три държави - Гърция, Италия и Кипър, както и шест европейски пристанища (Пирея, Патра, Ламесос, Венеция, Ираклион, Игуменица).

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“ в третия списък на ЕК. 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 прояви DEPA S.A., която потвърди участие, а също така до ноември 2018 г. се разглеждаше възможността за акционерно участие на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД. С актуализираната на 30 ноември 2018 г. от Народното събрание Енергийна стратегия на Република България до 2020 г. е предвидено 20% акционерно участие на българския газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД в проектната компания.

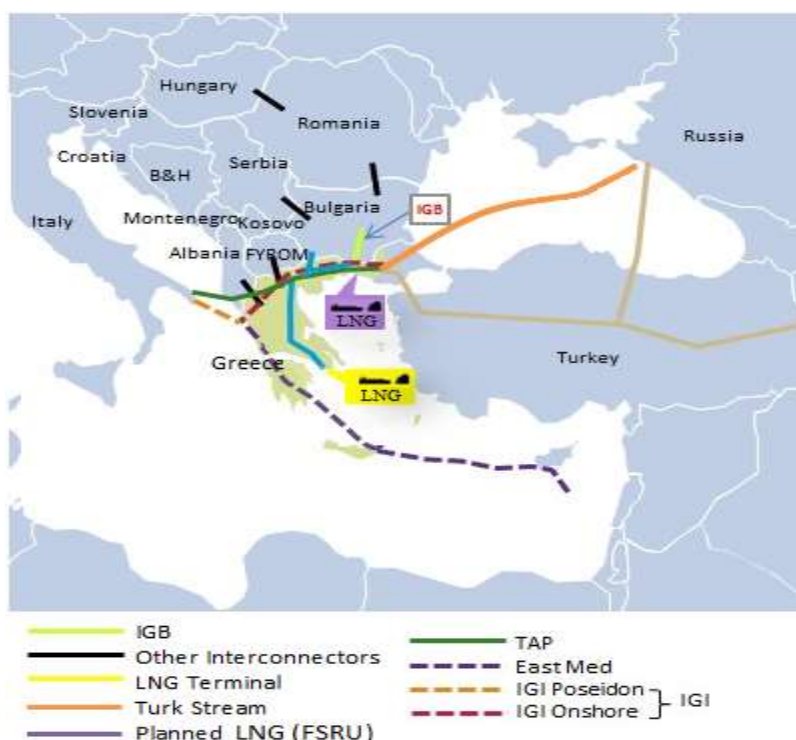
През м. август 2017 г., компанията Wood Group сключи договор с Gastrade S.A. за проучвания и изготвяне на технически проект за разработване на плаващо съоръжение за приемане, съхранение и регазификация на втечен природен газ (FSRU) в Александруполис. Терминалът е с проектен годишен капацитет 6,1 млрд. 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, украинския, румънския, северно македонския, сръбския и унгарския. В края на м. октомври 2018 г. Gastrade S.A. стартира първа фаза на пазарен тест, без обвързващ характер за терминала за втечен природен газ, в съответствие с насоките за управление и разпределение на капацитета на LNG-терминала, съгласно действащия Регламент. Резултатите от теста показаха огромен интерес от 20 компании и заявен капацитет от 12.2 млрд. м³/г. като предстои обвързваща фаза. Компаниите участвали в този етап на пазарния тест са не само от Югоизточна Европа, но и големи международни търговци на газ. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ (като се разглеждат експортните възможности на американските компании – износители на втечен природен газ - Cheniere LNG и Tellurian LNG) и др. Също така се разглежда и бъдеща евентуалната възможност за доставка от Кипър и Израел, използвайки двата египетски експортни терминала, които се очаква да заработят при пълен капацитет през 2020/2021 г.

Проектът се разглежда на фона на изграждащите се българо-гръцка газова връзка и Трансадриатическия газопровод.

Очаква се окончателното инвестиционно решение да бъде взето до средата на 2019 г., а терминалът да бъде въведен в търговска експлоатация през 2021 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.

През 2017 г. 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. По данни на гръцката агенция за приватизация (HRADF), бяха одобрени за подаване на обвързващи оферти: 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). За продажба бяха обявени 31% от дела на HRADF в DESFA и 35% от дела на Hellenic Petroleum (HELPE) в компанията. През м. април 2018 г. консорциумът между Snam, Enagas и Fluxys пое контрола над DESFA. Трите компании са акционери и в проекта TAP заемащ ключова роля в преноса на газ по Южния газов коридор. Сред приоритетите е и изграждане на нови междусистемни връзки, които ще направят доставките за Европа по-сигурни и по-конкурентни, като все повече ще се разчита на експортния капацитет от Средиземно море, Близкия изток и Централна Азия.

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 и посредством IGI газът да достигне до Италия. След извършването на подробни технико-икономически и финансови проучвания за газопроводната инфраструктура през м. ноември 2018 г. между страните бе подписано и Междуправителствено споразумение.

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 в средата на 2021г., а самото изграждане на съоръжението е планирано да приключи през 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. 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.

През м. септември 2018 г беше сключено Междуправителствено споразумение между Кипър и Египет относно изграждането на подводен газопровод свързващ газопреносните системи на Кипър и Египет. То дава политическа, правна, техническа и финансова рамка за изграждането на подводния газопровод, който ще свърже първото кипърско газово находище Aphrodite с терминал за втечнен газ в Египет. Бъдещият газопровод е много важен за експлоатацията на кипърските газови находища и цялостното енергийно развитие на Източното Средиземноморие. В началото на 2019 г. американската компания „Exxon Mobil“ започна своите проучвателни сондажи в изключителната икономическа зона на Кипър, след като Турция оспорва и възпрепятства сондажните дейности в края на миналата година. Оповестените резултати са обнадеждаващи по отношение на търговската рентабилност на откритото находище и по първоначални данни възлизат на 142-227 млрд. м³, което е разработвано съвместно от кипърския клон на ExxonMobil Exploration Company притежаващ дял 60% и Qatar Petroleum с дял 40%.

Откритите досега находища в Източното Средиземноморие, както и направените оценки за тях разкриват сериозни възможности за покриване на енергийните нужди на Европа в периода до 2040 г. Израел обяви наличие в офшорните газови находища Tamar –318 млрд. м³ и Leviathan – 605 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 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.

През 2018 г. американската компания Noble Energy Inc. подписа редица споразумения за подкрепа на доставката на природен газ от полетата Leviathan и Tamar в Египет. Noble Energy и партньорите (израелският газов оператор Delek Drilling и египетският East Gas) подписаха споразумения за придобиване на дял от 39% от East Mediterranean Gas, който управлява неактивния газопровод, свързващ израелската и египетската газопреносна мрежа. При успешно финализиране на сделката Noble Energy и партньорите ще подпишат споразумение за експлоатация на газопровода и ще осигурят достъп до пълния му капацитет. Финализирането е планирано за 2019 г., като основно подводният газопровод ще бъде използван за транспортиране на природен газ от Leviathan и Tamar до Египет. Към момента Израел има подписани договори и изнася газ за Египет и Йордания.

Част от Южния газов коридор, свързващ Турция – Гърция – Италия, е проектът ITGI Poseidon. Първоначално предвиденият капацитет е 15 млрд. м³/г. на гръцко-турската граница и капацитетни възможности за разширение до 20 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.

ITGI Poseidon е подал заявление в гръцкия енергиен регулатор RAE за лицензиране на

проекта като независима газопреносна система, като ITGI Poseidon планира да проведе и пазарен тест.

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) – Предвидена е 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 IGB (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 предприятия, 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. Това става 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“ в третия списък на ЕК.

През 2018 г. Европейската комисия прие за основателни планове за държавна помощ от страна на България и Гърция за изграждане и въвеждане в експлоатация на междусистемна газова връзка в съответствие с правилата на ЕС. Общите инвестиционни разходи за изграждане на проекта възлизат на стойност 240 млн. евро и са разпределени както следва: пряко дялово участие в размер на 46 млн. евро от акционерите в съвместното акционерно дружество, 45 млн. евро от Европейската енергийна програма за възстановяване (EEPR), която се управлява централно от ЕК, заем в размер на 110 млн. евро, предоставен от Европейската инвестиционна банка (ЕИБ) на Български Енергиен Холдинг (впоследствие прехвърлен на IGB) и 39 млн. евро чрез оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014-2020 г.“ (ОПИК). На 2 април 2019 г. Европейската комисия официално одобри отпускането на средствата от бюджета на ЕС за изграждането на интерконектора Гърция-България. Средствата ще бъдат отпуснати по ОПИК 2014-2020 г., като общият размер на безвъзмездното финансиране е 39 млн. евро, от които 33,15 млн. евро (85%) са осигурени от Европейските структурни и инвестиционни фондове (ЕСИФ), а останалите 5,85 млн. евро (15%) са национално съфинансиране.

През м. август 2018 г. националните регулатори на Гърция и България взеха окончателно съвместно решение за освобождаване на газопровода от изискванията на чл. 36 от газовата директива 73/2009/ЕС за достъп на трети страни, регулирана тарифа и отделяне по собственост. Решението определя регулаторната рамка, при която ще работи газопроводът при въвеждане в търговска експлоатация. Тарифният кодекс е подаден в срок на 06.11.2018 г. и съдържа окончателната методология, приложима за изчислението на тарифата на IGB съгласно одобрената от регулаторите методология при провеждането на пазарния тест за проекта.

Одобрението на Тарифния кодекс на IGB от националните регулатори е предварително условие за пристъпване към подписването на споразумения за пренос на газ с търговците, резервирали капацитет през IGB.

Към момента са налице подписани единствено предварителни споразумения за резервиране на капацитет за газопровода.

През м. февруари IGB финализира успешно следващата стъпка от процеса към сертифициране като независим газопреносен оператор. Повече от четири месеца преди крайния срок проектната компания подаде към регулаторите на България и Гърция Мрежови кодекс за газопровода IGB. Мрежовият кодекс съдържа правилата и процедурите за опериране на газопреносната система на IGB и подробности за правата и задълженията на преносния оператор и търговците.

През м. септември 2017 г. от МРРБ е издадено разрешение за строеж на интерконектора на българска територия, а през м. февруари 2019 г. и на гръцка територия.

Строителството е планирано да започне в средата на 2019 г. и да приключи в края на 2020 г.

ITG (Междусистемна газова връзка Турция – Гърция), която е в експлоатация от ноември 2007 г.

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. Последната концепция на акционерите за проекта на газопровод Poseidon е да свързва Гърция с италианската, българската и европейската газова система, осигуряваща достъп до газовата инфраструктура и налични източници на Гърция. Това включва и връзки с бъдещия газопровод EastMed и интерконектора IGB, предлагайки на Европа възможност за засилване на ценовата конкуренция и енергийната сигурност.

Съгласно намеренията на акционерите окончателно инвестиционно решение се очаква да бъде взето през първата половина на 2019 г. Получени са основните разрешителни за строителство за италианската секция, а процедурата за издаване на разрешителни в Гърция е в развитие.



Газова инфраструктура на ITGI

Източник: Edison

На практика реализирането на ITGI остана на заден план след вземане на окончателното инвестиционно решение и изграждането на Трансадриатически газопровод (TAP).

TAP е продължението на **TANAP** в западно направление. Газопроводът е свързан с TANAP на турско-гръцката граница през м. ноември 2018 г. 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 Axpo (5%).

През м. март 2016 г. ЕК подкрепи изграждането на TAP 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 TAP или чрез проекта за газопровод ITGI Poseidon.

Осигурено е финансирането на завършващата фаза на газопровода, като е потвърдено отпускането на заеми от страна на ЕБВР, ЕИБ и др. Планирано е първите обеми природен газ да бъдат транспортирани през втората половина на 2020 г.

Разработени са планове за разклонение на TAP в северозападно направление – Йонийско-Адриатически Газопровод (IAP) с капацитет 5 млрд. м³/г, чрез който ще се доставя газ за Албания, Черна гора, Южна Хърватия и Босна и Херцеговина. За него консорциумът TAP има подписан Меморандум за взаимно разбирателство и сътрудничество с газопреносните оператори на съответните държави (BH-gas, Plinacro и Georlin Plinovodi), както и с енергийните министерства на Албания и Черна гора.

Подкрепа на политическо ниво за изграждането на отклонението TAP-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. юли 2018 г. SOCAR обяви намерението си да създаде нова компания, която ще действа като технически консултант и ще ръководи бъдещото развитие на проекта.

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. В бъдеще Хърватия очаква да получава до 2.5 млрд. м³/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 се очаква да постъпят към края на 2020 г. През м. май 2018 г. официално бе открит завършеният първи етап на проекта „Южен газов коридор“.

През 2018 г. Европейският съюз поднови преговорите с Азербайджан и Туркменистан за реализацията на Транскаспийския газопровод като част от разширен „Южен газов коридор“, целящ диверсификация на доставките с туркменистански газ. За това допринесе подписаното от Азербайджан, Иран, Казахстан, Русия и Туркменистан споразумение относно статута на Каспийско море, което беше спорна икономическа зона повече от 20 години.



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

Източник: ВР

2.2 Турция

Потреблението на Турция през 2017 г. е рекордно и възлиза на 53.322 млрд. м³, докато през 2018 г. бележи спад до 48.907 млрд. м³. Очакванията са до 2020 г. да достигне 59 млрд. м³. BOTAS планира в следващите години да увеличи дневния капацитет на турската газопреносна система до 350-400 млн. м³/д в сравнение с досегашните около 200 млн. м³/д.

Голям дял от природния газ в Турция се използва за генериране на електрическа енергия. 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 в резултат на приватизирането на разпределителните компании.

Турция добива малки количества природен газ, които покриват незначителна част от вътрешното потребление (354 млн. м³ през 2017 г. и 428 млн. м³ през 2018 г.). През 2017 г. страната внася природен газ основно от Руската Федерация по два маршрута – „Трансбалканския Газопровод“ и през газопровода „Син поток“. Въпреки това делът на внасяния от Русия газ в последните години намалява, тъй като Турция диверсифицира снабдяването си, внасяйки газ от Иран и Азербайджан, както и чрез ВПГ предимно от Алжир и Нигерия.

Държавната петролна и газова компания 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.

Останалите големи обеми газ се търгуват от 10 компании, притежаващи лиценз за търговия на едро на турския пазар.

През 2017 г. Турция е внесла 55.25 млрд. м³ газ, като за същия период BOTAS реекспортира 642 млн. м³. През 2017 г. внесените количества природен газ по газопроводи е 80.52 % и са разпределени както следва: 6,5 млрд. м³/г. (11.85 %) от Азербайджан, 9.25 млрд. м³/г. (16.74 %) от Иран, от Русия 28.69 млрд. м³/г. (51.93 %) от Русия през България, 13.18 млрд. м³/г. по „Син поток“, 13.18 млрд. м³/г. от Русия през България - 51.93 %.

През 2017 г. през терминалите за втечен природен газ са постъпили 10.76 млрд. м³/г. (19.42%) от общо внесените в страната количества – от Алжир 4.62 млрд. м³/г. (8.36%), от Нигерия 2.08 млрд. м³/г. (3.76%). От спот търговия са реализирани 4.06 млрд. м³/г. (7.36%). Обявеният действителен LNG капацитет за съхранение за 2017 г. е 943 млн. м³. 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.



Газопроводи преминаващи през Турция – съществуващи и планирани

Източник: Republic of Turkey – Ministry of Energy and Natural Resources

За компенсиране на все по-голямото търсене на природен газ Турция разчита на Трансанадолския газопровод (TANAP), по който се транспортира 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 нуждите на вътрешното потребление в Турция са договорени 6 млрд. м³/г природен газ.

Планирано е развитие на проекта чрез поетапно увеличение на капацитета съответно до 23 млрд. м³/г. до 2023 г., 31 млрд. м³/г. до 2026 г. и през последната фаза да достигне до 60 млрд. м³/г. Акционерното участие в TANAP е 58% за държавната петролна компания на Азербайджан (SOCAR), 30% за турската компания BOTAS и 12% за British Petroleum (BP). През м. януари 2016 г. консорциумът по осъществяване на проекта TANAP определи състава на съвместното предприятие, което изгради участъка от турската провинция Ескишехир до границата с Гърция. На 12 юни 2018 г. се състоя церемония по откриването на TANAP, а от 30 юни започнаха първите доставки на природен газ в рамките на проекта.

Планирано е експортът за Европа да стартира 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 1 декември 2014 г. ОАО „Газпром“ и турската компания BOTAS сключиха Меморандум за разбирателство относно строителството на нов морски газопровод – „Турски поток“. Газопроводът е с проектен капацитет 31,5 млрд. м³/г. Трасето преминава през акваторията на Черно море от Русия до приемен терминал на турския

бръг и се състои от два газопровода (единият предназначен за турския пазар, а другият за европейския). Всеки от тях е с капацитет 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 сухопътната част от трасето на втората тръба на „Турски поток“ на територията на Турция. Планира се двете тръби на морския газопровод да бъдат завършени до края на 2019 г.

„Газпром“ и турската BOTAS участват с по 50% в съвместна проектна компания TürkAkım Gaz Taşıma A.Ş., която реализира изграждането на сухопътния участък от газопровода „Турски поток“. В началото на м. октомври 2017 г. Турция одобри Оценката за въздействие върху околната среда (ОВОС) на терминала на „Турски поток“ на турския бръг и в началото на 2018 г., съвместно с компанията Petrofac, започна строителството. За изпълнител е избрана една от водещите компании на строителния пазар в Турция – Tekfen. В резултат на ускорената и синхронизирана работа на 19 март 2018 г. беше свързана морската с наземната част на газопровода. Руската част от инфраструктурата „Турски поток“ е изградена, заедно с компресорната станция „Руская“ край Анапа, която също е готова за въвеждане в експлоатация. По план газопроводът трябва да бъде въведен в експлоатация в края на 2019 г.

В случай че останалите планирани нови проекти бъдат реализирани (например нов газопровод от Ирак с капацитет 10 млрд. м³/г., проектите от Южния газов коридор и новия терминал за ВПГ на Южния бръг с капацитет 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. Това ще бъде възможно благодарение на 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 обзримо 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 Aliağa 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.

През 2016 г. Турция анонсира строителството на плаващ LNG регазификационен терминал – ETKİ (LNG), разположен в близост до Измир, разработван съвместно с френската компания ENGIE. Съоръжението е с планиран годишен капацитет 5 млрд. м³, дневен капацитет от 14 млн. м³ и възможност за съхранение на 143 млн. м³ газ. Очаква се то да подпомогне доставките на втечен природен газ, в частност 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 втечен 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. За 2017 г. обявеният действителен капацитет за съхранение в подземните газохранилища е 3,191 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 – 4.2 млрд. м³, ПГХ „Tarsus” – 1 млрд. м³. Първата фаза на ПГХ „Tuz Golu” беше завършена в 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, а през 2018 г. Турция осигури средства под формата на заеми предоставени от World Bank и от Asian Infrastructure Investment Bank (AIIB), предназначени за разширяване на ПГХ „Tuz Golu” от 1.2 млрд. м³ до 4.2 млрд. м³. Плановите за бъдещо развитие на газохранилището предвиждат възможност за неговото разширение до 5.4 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 до края 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 около 11 млрд. м³., а кумулативният капацитет за съхранение да бъде равен на 20% от годишното потребление на газ или около 12 % от природния газ, преминаващ през територията на страната.

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 е 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 има техническа възможност да 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 потреблението може да се увеличи до максимално допустимите стойности, като е възможно това да доведе до периодични дисбаланси.

2.3 Румъния

Потреблението на природен газ в Румъния през 2017 г. е 11.9 млрд. м³. Внесените количества газ от Руската Федерация са около 10% от общото потребление, като газовите доставки се осъществяват по дългосрочни договори, сключени с дружествата Gazprom Schweiz AG (WIEE AG) и Conef Energy за доставки на природен газ за Румъния за периода до 2030 година. Страната се характеризира с добре развита газопреносна инфраструктура и междусистемна свързаност с Украйна, България, Унгария и Молдова, 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 – 900 млн. м³, Cetatea de Balta – 30 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 2022 г., както и значителни инвестиции в частното съоръжение за съхранение на газ Depomures, собственост на Engie и Romgaz – предвидено да бъде завършено през 2019 г.

През територията на Румъния преминават девет трансгранични газопровода – 5 с Украйна, 3 с България и 1 с Унгария, от които 6 входни трансгранични точки и 3 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 Трансбалканския 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 Трансбалканския 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 „Ukrtransgaz“.

Неотдавна Украйна заяви интерес за евентуални бъдещи доставки на азербайджански газ през България и Румъния до Украйна през Трансбалканския газопровод, като капацитетът може да бъде разширен след провеждане на стандартна процедура по търсене на допълнителен капацитет в съответствие с Регламент 459/2017.

Според проект на Румънската енергийна стратегия годишното производство на природен газ се очаква да бъде на средно ниво от 9-10 млрд. м³ в периода 2016-2030 г. През 2017 г. то възлиза на 10.7 млрд. м³., като на годишна база не е достатъчно за покриване на цялото годишно потребление.

В напреднал процес на проучване е находището „Neptun“ в Черно море, което се разработва от румънската компания OMV Petrom (дъщерна на OMV Австрия), съвместно с американската компания „Еххон Mobil“. По данни от първоначалния сондаж „Домино-1“ запасите на находището са оценени в диапазона от 42 до 84 млрд. м³ с очаквани годишни нива на добив от 6,5 млрд. м³.

През 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.

като през първата фаза ще се добива 1 млрд. м³ газ годишно, а през следващите няколко години производството ще нарасне постепенно до 4 млрд. м³. През м. април 2017 г. BSOG обяви възлагането на договор за сондиране на два офшорни проучвателни сондажа, разположени в блок XV Midia в черноморския шелф, като местен изпълнител на сондажни услуги е GSP Offshore, притежаваща няколко морски платформи. В края на 2018 г. OMV Petrom откри и разработва нови газови залежи в южната част на страната в близост до газовото поле Мату, като по данни на фирмата от м. октомври 2018 г. дневният добив възлиза на около 190 000 м³.

Предвижда се възможност евентуални свободни количества газ, добивани от акваторията на Румъния да постъпват и към газов хъб „Балкан“. 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.

Съгласно прогнозите за търсенето на природен газ в Румъния 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 и 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 междусистемната връзка на Румъния с Унгария.

Проектът е част от концепцията за развитие на газопреносните мрежи и е 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. Предвидена е и възможност за допълнително разширение на проекта през третата фаза при доказана икономическа рентабилност. 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. Класиран е в Третия списък проекти от „общ интерес“ на ЕК и е отпуснато грантово финансиране в размер на 179,3 млн. евро. Също така, Европейската банка за възстановяване и развитие (EBRD) отпусна допълнително финансиране за румънската секция на газопровода в размер на 60 млн. евро, като през м. юни 2018 г. стартираха подготвителни дейности във връзка със строителството му.

Държавната компания Transgaz S.A. е техническият оператор на националната газопреносна система в Румъния, отговаряща за изграждането на инфраструктурата на румънска територия по коридор България-Румъния-Унгария-Австрия - BRUA I (Фаза 1), предвиден да бъде изграден до 2020 г.

В началото на 2019 г. беше обявено, че засега няма да се пристъпи към изграждането на BRUA II (Фаза 2) поради оповестени от Transgaz и унгарския партньор FGSZ отрицателни резултати от проведени икономически тестове по отношение на

капацитета. Негативният аспект се дължи на факта, че към момента нито една от компаниите, участващи в проучвателни и производствени дейности в Черно море (OMV Petrom, Exxon Mobil, Lukoil, BSOG) не е обявила официално, че ще премине към етап на експлоатация. Последните законодателни промени, а именно допълнителният данък върху оборота от 2% и задължителната продажба на 50% от газа на местния пазар по регулирана цена, промениха плановете на инвеститорите. 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, което ще осигури функциониране на изградената междусистемна връзка България-Румъния в посока към България.

През следващите години плановете за развитие на газовата инфраструктура в Румъния предвиждат и пълно използване на капацитета на съществуващия интерконектор с Унгария (4 млрд. м³/г.), както и проектът за ВПГ AGRI (Азербайджан-Грузия-Румъния) с капацитет 7 млрд. м³/г. (от които 2 млрд. м³ са предвидени за Румъния), планиран да бъде изграден през 2026 г.

Предвижда се да бъдат проучени и възможностите за доставка на втечнен природен газ при изграждане на планираните LNG терминали в Гърция и Хърватска и газопроводът Eastring – транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и България със заложен капацитет от 15-20 млрд. м³/г. В рамките на проекта се разглеждат различни варианти на трасе. Предвидено е Eastring да се изпълни на 2 етапа – първият да бъде въведен в експлоатация през 2021 г., а вторият през 2023 г. „Eastring” е проект от „общ интерес” на ЕК, който ще допринесе за повишаване сигурността на доставките в региона на Централна, Източна и Югоизточна Европа и ще осигури достъп до алтернативни източници на природен газ, което е важна стъпка в процеса на изграждането на единен европейски енергиен пазар.

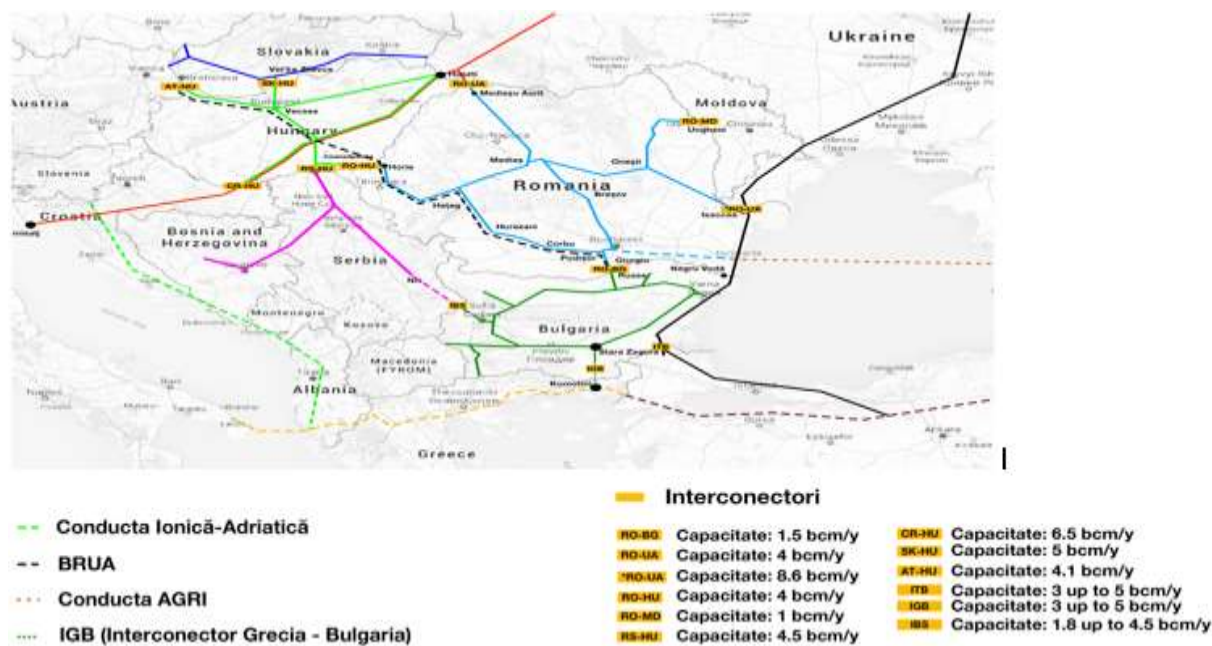
Също така се разглежда и друг идеен проект – „White Stream”, който е нова газова инфраструктура, предназначена да пренася каспийски газ (от Туркменистан) по маршрута през Каспийско море, територията на Азербайджан и Грузия, по дъното на Черно море до Румъния. Оттам газът би могъл да се транспортира през 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, както и Сърбия и Босна и Херцеговина след изграждането на междусистемната газова връзка България – Сърбия. Предимството при изграждането на този газопровод е, че ще може да използва в максимална степен планираната, съществуващата или в процес на изграждане инфраструктура, а именно: East-West Pipeline (EWP) в Туркменистан, South Caucasus Pipeline (SCP), Trans-Caspian Gas Pipeline (TCP), Trans - Balkan Pipeline (TBP), BRUA и др.

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 има пълен контрол върху газопреносната връзка между Молдова и Румъния, включително бъдещото разширяване на газопровода Iași-Ungheni до Кишинев, като през м. февруари 2019 г. стартира изграждането на трансграничния газопровод с капацитет 1.5 млрд. м³/г. Чрез изпълнението на този проект ще се постигне диверсификация на руския газ, постъпващ през Румъния.

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



Газопреносна инфраструктура в Румъния

Източник: Министерство на икономиката на Румъния

2.4 Република Северна Македония

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

„ГА-МА“ АД има сключен дългосрочен договор с ООО „Газпром экспорт“ с възможност за доставка до 800 млн. м³/г. природен газ със срок 2030 г. Настоящата газова инфраструктура на Македония е с капацитет 800 млн. м³/г. и е слабо натоварена - около 34 %. Планира се възможност за евентуално бъдещо разширение до 1,0 - 1,2 млрд. м³/г.

Източник: Македонски енергетически ресурси

Понастоящем в Северна Македония няма изградена газоразпределителна мрежа. Министерството на икономиката на Северна 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 1млрд. м³/г. В рамките на инициативата CESEC в идейна фаза е предложен проект за интерконектор, свързващ съществуващите газопреносни системи на Република Северна Македония, България и Гърция.

38

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 Северна Македония, Гърция и България, предложени от македонска страна

Източник: MER JSC Skopje

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

2.5 Сърбия

През 2017 г. потреблението на природен газ в Сърбия е 2,12 млрд. м³/г. Промислените потребители съставляват 63% от общото потребление, следвани от домакинствата (20%) и регионалните топлофикационни компании (17%).

Проучване, финансирано от Световната банка (Изследване на регионалното газифициране в Югоизточна Европа), предвижда търсенето на газ през 2020 г. значително да се повиши и 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, както се подчертава в съществуващата енергийна стратегия на сръбското правителство.

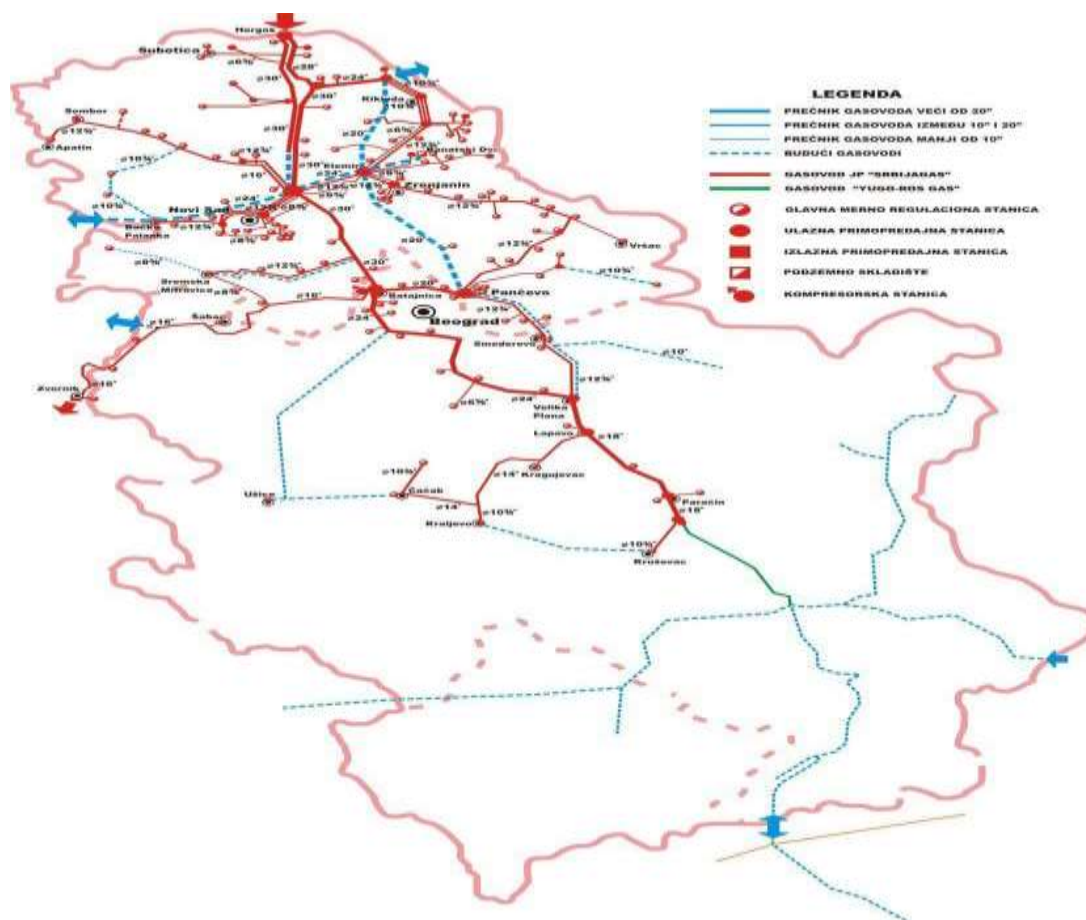
Доставките на природен газ за Сърбия се осъществяват през Унгария и Украйна предимно чрез внос от Русия, който е над 80% от общия внос на природен газ. През 2012 г. страната подписа дългосрочен договор за доставка с „Газпром“ с максимален годишен обем от 2,5 млрд. м³/г. и срок до 2021 г. След този период 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. През м. декември 2017 г. „Газпром экспорт“ и „YugoRosGaz“ подписаха Допълнение към дългосрочното споразумение за доставки на руски природен газ за Сърбия. В съответствие с документа от 2018 г. годишните обеми на доставки по настоящото споразумение ще бъдат увеличени от 1,5 до 2 млрд. м³/г. Също така, 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. Държавната газова компания JP „Srbijagas“ обсъжда и възможността за резервиране на допълнителни количества природен газ от газоохранилищата в Унгария при евентуален недостиг.

За осигуряване на достатъчни количества природен газ Сърбия планира в дългосрочен план поетапно разширение на съществуващото подземно газоохранилище „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. След осъществяване на този проект 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 газоохранилището „Банатски двор“, чийто капацитет ще бъде увеличен първоначално на 750 млн. м³. През м. януари 2019 г. между „Газпром“ и JP „Srbijagas“ беше подписан меморандум за разбирателство по развитието на проекта за разширение на мощностите на „Банатски Двор“. Една от целите е обезпечаване на транзита за газови доставки по нов газопровод от Русия през Черно море. В началото на 2019 г. „Газпром“ потвърди намерението си да реализира възможен вариант за продължаване на газопровода „Турски поток“ през България, Сърбия, Унгария и Словакия до австрийския газов хъб Баумгартен. Сръбската агенция за енергетика е одобрила искането за изграждане на газопровода на сръбско-руската компания „Gastrans“ (100% собственост на базираната в Швейцария South Stream Serbia AG, като 51% от капитала е собственост на „Газпром“, а 49% на JP „Srbijagas“).

„Gastrans“ проведе пазарен тест за проекта в периода март-април 2019 г. Със свое решение Агенцията по енергетика на Република Сърбия е предоставила освобождаване от определени изисквания на Третия енергиен пакет на ЕС. В тази връзка Секретариатът на Енергийната общност е дал съответното становище по Решението на регулатора.

Изграждането на трасето на територията на Сърбия от българо-сръбската до сръбско-унгарската граница е планирано да започне през м. април-май 2019 г. с предвиден срок на завършване 2022 г.



Газопреносна инфраструктура в Сърбия

Източник: *Srbijagas*

Сърбия проявява интерес и към други алтернативи за диверсификация на източниците и маршрутите на доставка на природен газ, като новите междусистемни връзки със съседни газови пазари и проекта за изграждане на нов LNG терминал в Кърк Хърватска, който е включен в Третия списък проекти от „общ интерес“ на ЕС. Първоначално терминалът ще действа като плаваща платформа за съхранение и регазификация с годишен капацитет от около 2 млрд. м³/г. Окончателното инвестиционно решение за проекта е взето през м. март 2019 г. 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. Намерение за участие в проекта бе потвърдено от Унгария. 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“.

На 18 декември 2018 г. е одобрено изменение на оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ (ОПИК), съгласно което „Булгартрансгаз“ ЕАД се определя за допустим бенефициент по програмата.

Както е посочено в промените, със средства по ОПИК 2014-2020 г. е предвидено да се съфинансират дейности за Техническа подкрепа за успешното осъществяване на подготвителните дейности. Те са необходими за старта на строителството на територията на Р. България на междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS). Най-общо включват: провеждане на отчуждителни процедури, придобиване на ограничени вещни права, изготвяне или актуализиране на анализи и проучвания, включително анализ разходи-ползи.

От сръбска страна също е отбелязан значителен напредък за обезпечаване финансирането по проекта. Финализирани са преговорите с Европейската Комисия за осигуряване на необходимите средства по линия на предприєдинителните 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 интерконектора да започне през м. октомври 2020 г. и да бъде въведен в експлоатация до м. май 2022 г.

България работи за засилване на сътрудничеството със Сърбия в газовата сфера, в това число чрез проекта „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница”.

2.6 Изводи

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

Към момента основен източник за доставки на природен газ за България е Руската Федерация, което обуславя високата зависимост от руските газови доставки. В същото време местният добив е незначителен, а 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 осигури капацитет и възможност за доставка на алтернативни количества при реализацията на планираните интерконекторни връзки и международни газови проекти в региона.

В резултат на подадени ангажиращи заявки от ползватели на мрежата за пренос на природен газ е резервиран 100% от обявения в рамките на Фаза 3 от процедурата Open Season капацитет на българо-турската граница и 100% от обявения капацитет на българо-сръбската граница. След постигнатия положителен резултат в икономическия тест „Булгартрансгаз“ ЕАД взе окончателно инвестиционно решение за изграждане на допълнителната инфраструктура, включена в проекта „Разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската граница до българо-сръбската граница”, в съответствие с което сключва ангажиращи договори за капацитет с кандидати, подали ангажиращи оферти.

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 Гърция, Сърбия и Турция, 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 – газов 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“.

През м. юли 2017 г. беше подписан Меморандум за разбирателство между „Булгартрансгаз“ ЕАД и SOCAR. Азербайджанската нефтена компания ще проучи техническите и търговски възможности на съществуващата газопреносна система, експлоатирана от „Булгартрансгаз“ ЕАД, включително бъдещето ѝ разширение, което включва и проекта за газоразпределителен център „Балкан“. 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 Меморандумът за разбирателство относно реализацията на Вертикалния газов коридор, подписан 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). Във връзка с него ще бъде анализирана 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 увеличение 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 обявеният годишен импортен капацитет на LNG терминалите възлиза на около 100 млрд. м³ и не е изцяло запълнен. Планирано е разширение на съществуващите съоръжения с 57 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.

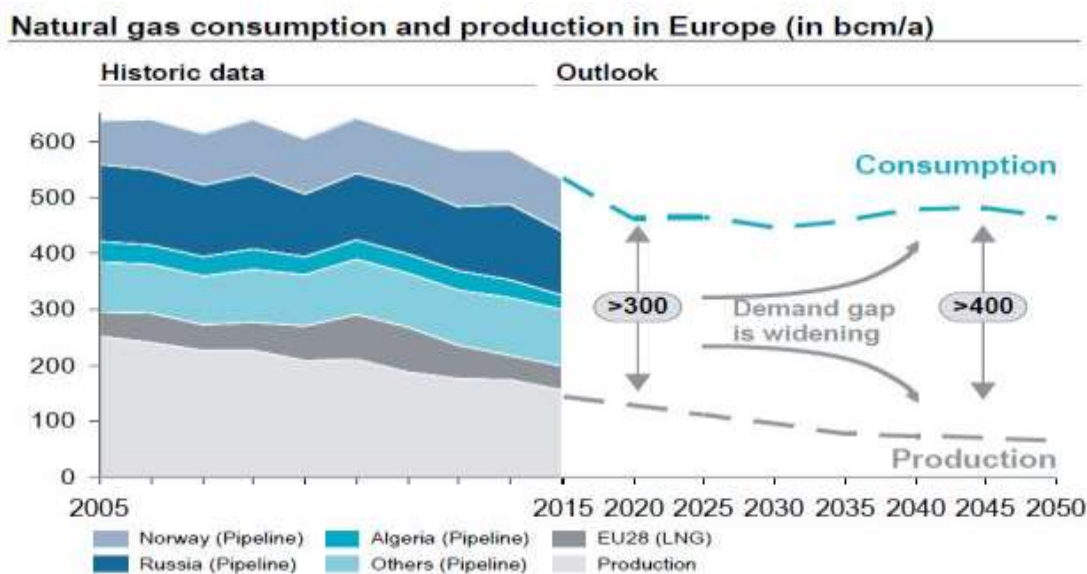
През 2015 г. бяха открити големи газови залежи, като италианската компания ENI оповести новото газово находище Zohr в Средиземно море, чиито прогнозни запаси се оценяват на около 850 млрд. м³ газ. Находището е въведено в експлоатация през 2018 г. В края на 2017 г. най-голямата руска петролна компания „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 река 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 2018 г. Европа разполага с капацитет за съхранение на около 158 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 енергийните и климатични цели до 2030 г. на ЕС. 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 залегнали общо 234 проекта, като 13% е дялът на проекти за LNG (общо 25 проекта, за 5 от които е взето окончателно инвестиционно решение), 8% за съоръжения за съхранение на природен газ (общо 28 проекта, за 3 от които е взето окончателно

инвестиционно решение) и 79% за проекти, отнасящи се до газопреносната инфраструктура (общо 186 проекта, за 26 от които е взето окончателно инвестиционно решение).

От всички 234 проекта, 101 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“. 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.

Още в края на 2014 г. Европейският съвет взе решение за рамковата политика в областта на климата и енергетиката, обхващащ периода 2020 - 2030 г., с което бе зададена насока за вътрешно намаление в ЕС на емисиите на парникови газове с поне 40%. Парижкото споразумение по-късно потвърди, че този подход на ЕС е правилен.

Политиката обхваща периода до 2030 г. и цели да подпомогне ЕС да намери решение по следните въпроси:

- предприемане на следващата стъпка към целта за намаляване на емисиите на парникови газове до 80—95% под равнището от 1990 г.;
- високите цени на енергията и уязвимостта на икономиката на ЕС по отношение на бъдещи повишения на цените, особено на нефт и газ;
- зависимостта на ЕС от вноса на енергия, в много случаи от политически нестабилни региони;
- необходимостта от подмяна и усъвършенстване на енергийната инфраструктура и от осигуряване на стабилна регулаторна рамка за потенциални инвеститори;
- постигане на съгласие по целта за намаляване до 2030 г. на емисиите на парникови газове.

От публикуваните доклади 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 на парникови газове, енергийната ефективност и възобновяемата енергия. Енергийният съюз води до по-стабилен вътрешен енергиен пазар и до по-висока енергийна сигурност за ЕС, тъй като позволява да се инвестира в нова инфраструктура (включително в трансграничен мащаб), да се оптимизира пазарният механизъм и да се постигне основано на солидарността сътрудничество между държавите членки, така че да може да се реагира по-ефективно и ефикасно при евентуални кризи.

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 през 2018 г. са 35 368 GWh (с включени количества пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което е спад от 3,69 % спрямо предходната 2017 година (36 723 GWh), в резултат от намаленото потребление в страната и намалените количества от местен добив.

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



Посочените като доставени количества природен газ в страната от внос и местен добив (31 663 GWh) и съответно - реално пренесените количества природен газ (35 368 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. Пренесени количества за износ извън територията на страната (269 GWh);
4. Разлика в количеството природен газ, което се намира под налягане в газопреносната система (лайнпек);
5. Технологични загуби, технологични разлики 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“

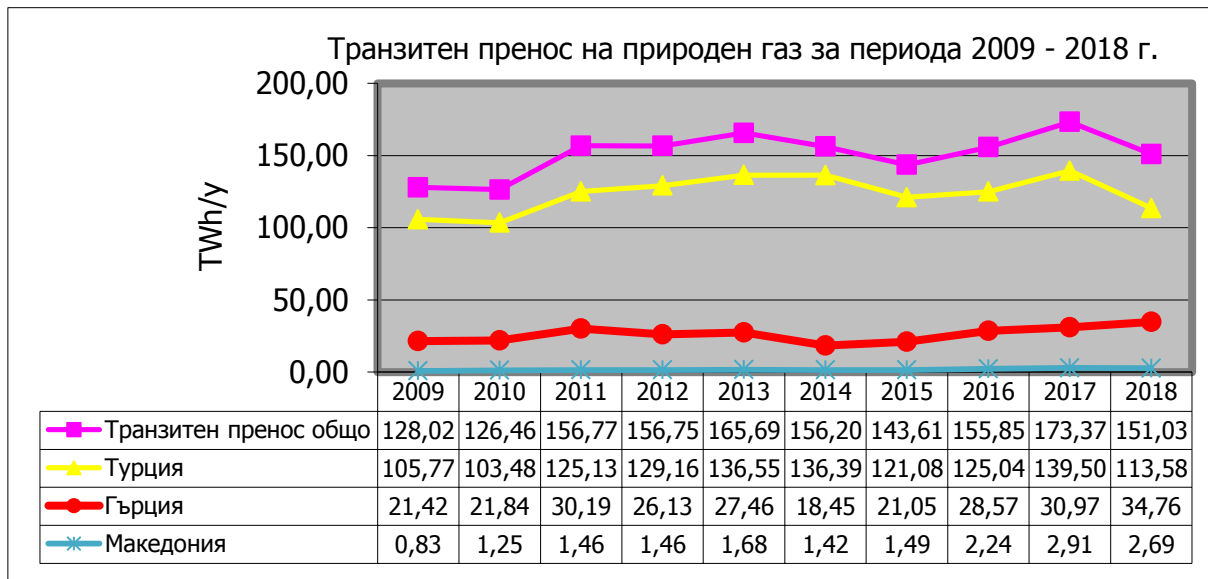
Дейността по транзитен пренос на природен газ „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва въз основа на притежавана Лицензия за пренос № Л-214-09/29.11.2006 г., издадена от ДКЕВР със срок от 35 години.

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

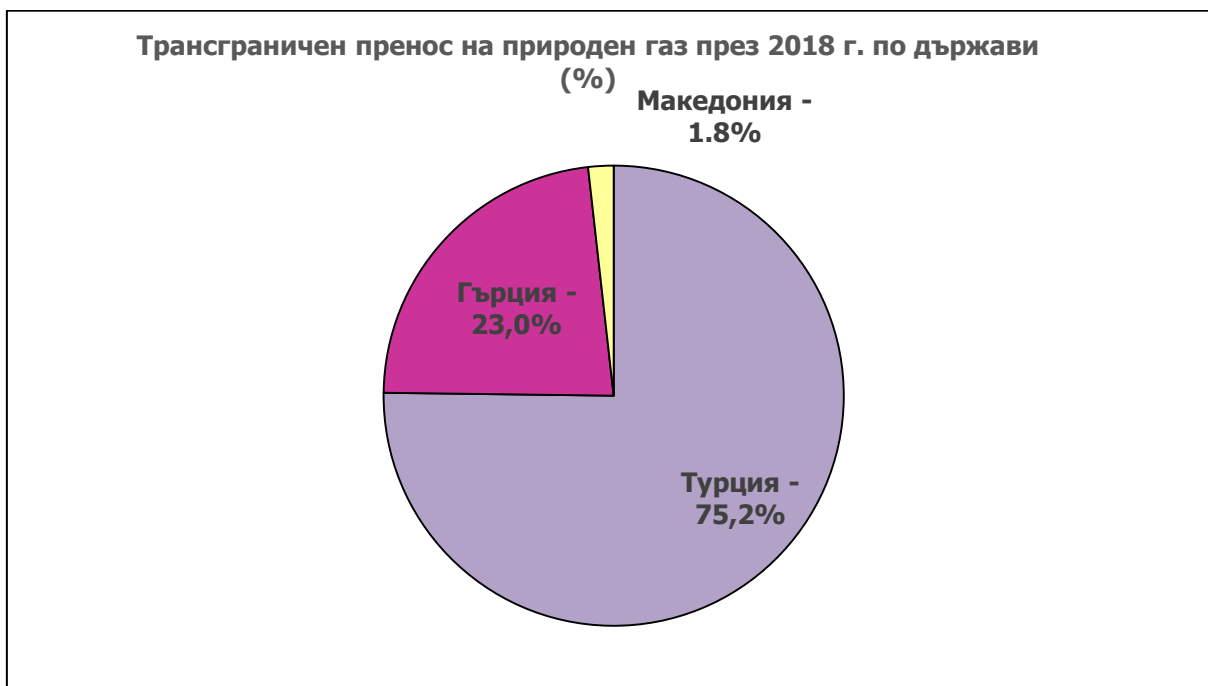
Транзитираните количества природен газ през 2018 г. са 151,03 TWh или с 12,9% по-малко в сравнение с 2017 г. (173,37 TWh).

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; Северна Македония 8,512 TWh/y.

Транзитният пренос през територията на България за периода 2009-2018 г. е представен на следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2018 г. по държави е:



3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



ПГХ „Чирен” – Сондажна кула по време на прокарване на нов 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 24 експлоатационни сондажи, компресорна станция с приблизителна обща инсталирана мощност 9 MW и спомагателни технологични съоръжения, необходими за осигуряване на съхранението на природен газ. Чрез съхраняваните в ПГХ „Чирен” количества природен газ се компенсират главно сезонните неравномерности в потреблението в страната и при случаите на изменени договорени доставки на природен газ. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен” е в състояние да покрива около 25-30% от дневните нужди през студените зимни месеци. Нагнетените / добитите количества природен газ в/от газохранилището зависят от пазарната конюнктура и оптималните технически възможности на ПГХ „Чирен”, при спазване на правилата за безопасна експлоатация. „Булгартрансгаз” ЕАД и предприятията за природен газ, които имат клиенти с неравномерно потребление, са длъжни да поддържат стратегически резерв, свързан със сигурността на доставките и покриване на сезонната неравномерност.

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 работи по 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 E-72 и E-73, което считано от 2019 г. води до увеличаване на дневната производителност на газохранилището до 40,4 GWh/d, (49,70 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“ на ЕС. 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 5 814 GWh до 10 570 GWh и дневният добив да бъде увеличен до 85-106,4 GWh/d.

През 2018 г. са нагнетени 3 380 GWh природен газ и са добити 3 440 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 2017 г. и 2018 г.								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2017 г.		2018 г.		2017 г.		2018 г.	
	GWh	м³	GWh	м³	GWh	м³	GWh	м³
Януари	1 009,698	94 285 921	1 038,272	97 774 928	-	-	-	-
Февруари	806,343	75 501 123	798,152	75 170 005	-	-	-	-
Март	472,118	44 336 582	537,545	50 621 447	-	-	-	-
Април	-	-	-	-	137,094	12 800 564	299,595	28 454 259
Май	4,306	401 027	-	-	537,784	50 373 223	534,896	50 802 121
Юни	-	-	-	-	704,152	66 839 324	936,363	88 729 610
Юли	-	-	0,404	37 975	900,731	84 918 570	571,008	53 686 351
Август	88,226	8 335 570	-	-	534,650	50 543 534	569,940	53 525 543
Септември	31,831	3 007 719	-	-	527,446	49 726 234	468,301	44 200 186
Октомври	-	-	0,087	8193	108,950	10 259 895	-	-
Ноември	251,401	23 711 262	204,451	19 318 814	-	-	-	-
Декември	800,371	75 494 564	861,311	81 386 243	-	-	-	-
Общо:	3 464,29	325 073 768	3 440,22	324 317 605	3 450,81	325 461 344	3 380,1	319 398 070

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

1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

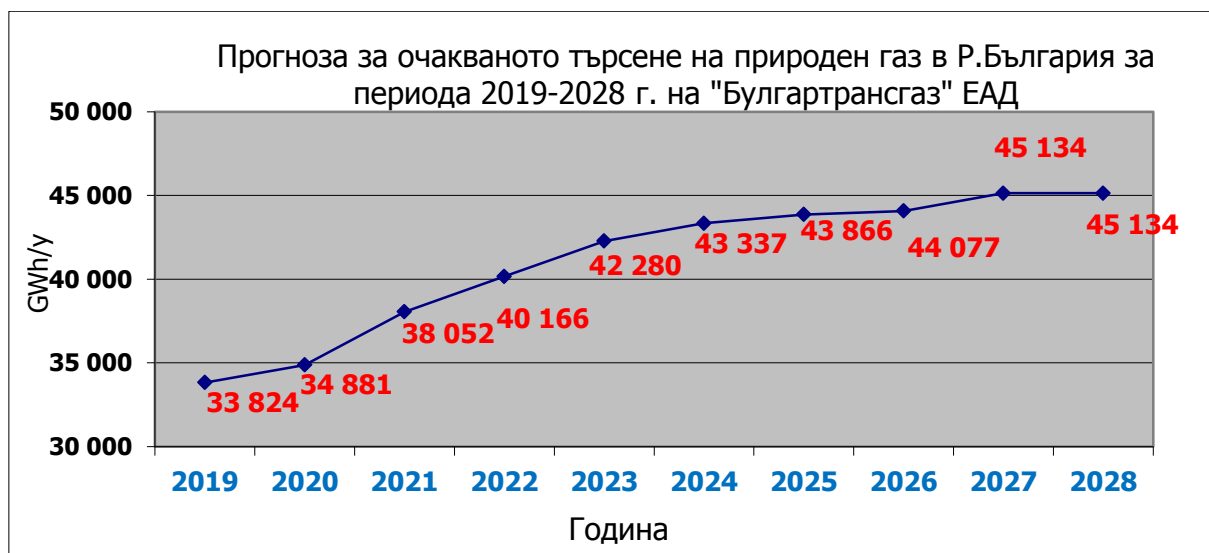
Сценарият на „Булгартрансгаз“ ЕАД за търсенето на природен газ е разработен на база на макроикономически модел, показващ зависимостта на потреблението в страната от основните макроикономически показатели, сравнителен анализ на пазара на газ в ЕС и този в България и очакваното повишено потребление, в 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:

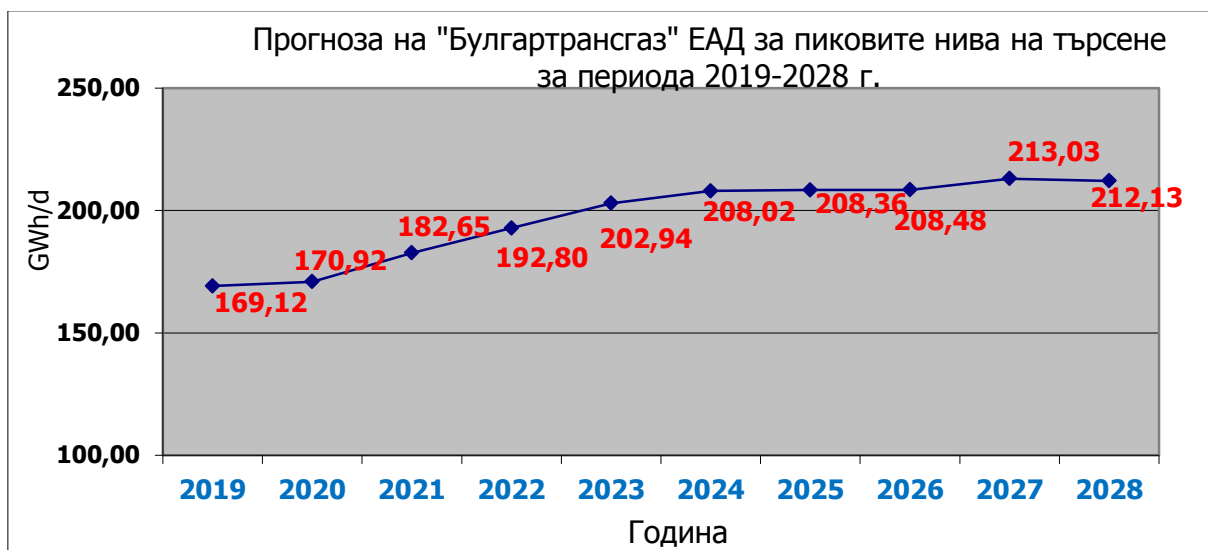
- Устойчив икономически растеж на БВП - между 2 и 3% годишно;
- Съотношението КЕП/ПЕП достига до и над 60%;
- Делът на природния газ в ПЕП през 2026 г. достига 19%, при 14,6% през 2017 г.

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.me.government.bg

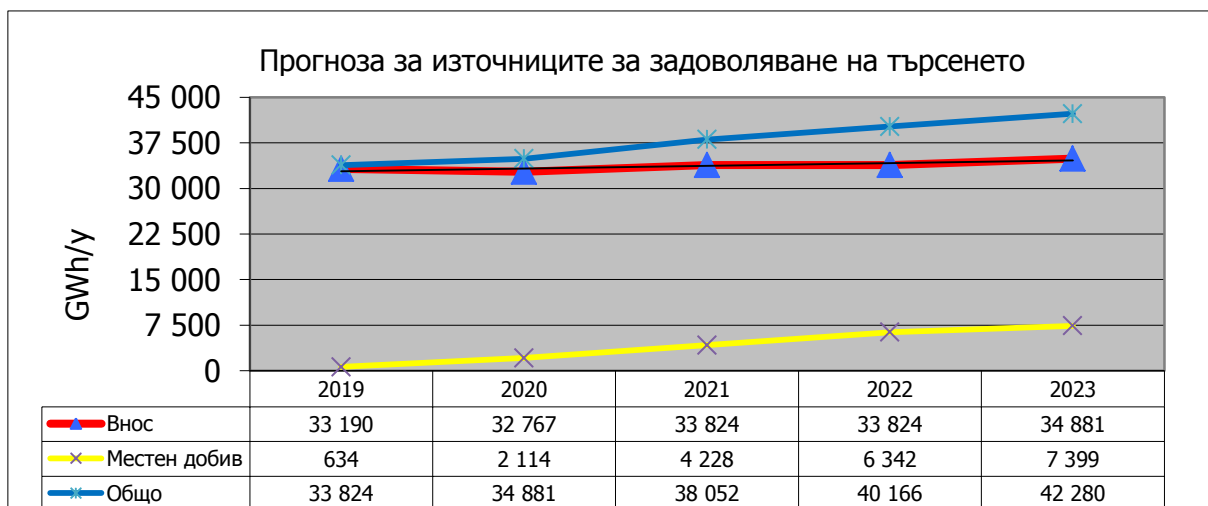


2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2018 г. търсенето на природен газ е задоволявано, както следва:

- Внос – 31 630 GWh (99,9%);
- Местен добив – 33 GWh (0,1%).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ за периода 2019-2023 г. е представена на графиката:



2.1 Внос

Към 2019 г. основната част от вноса на природен газ в страната е от Русия през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния. 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 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 2019 г. местният добив се очаква да се задържи на нива до 635 GWh в резултат от частичното изчерпване на съществуващите находища. Прогнозата за нарастване на местния добив след 2020 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.

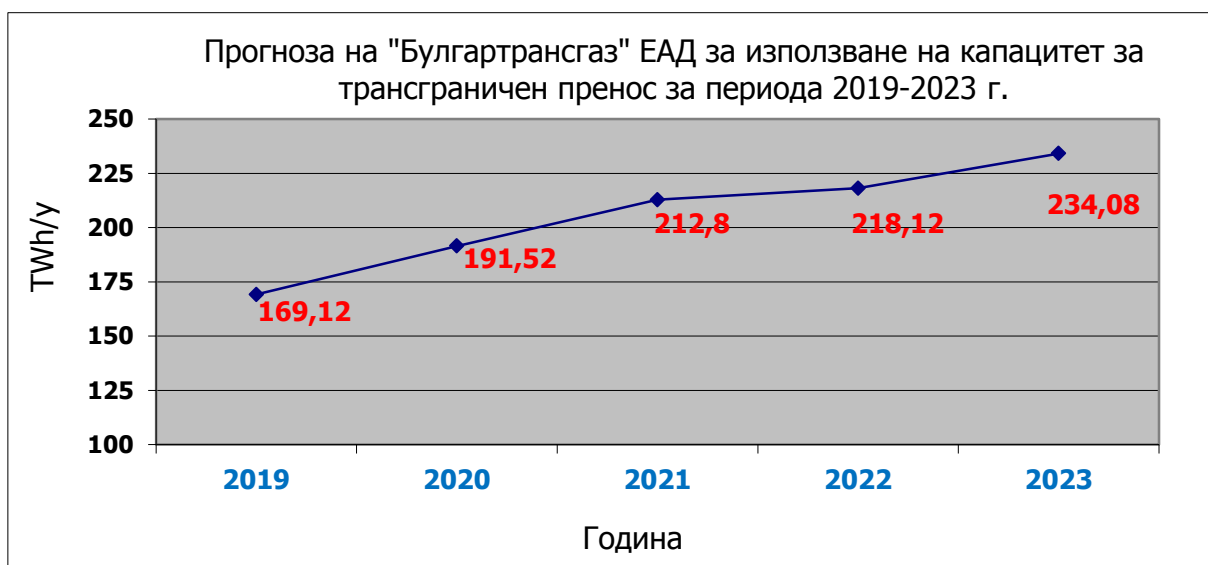
Перспективите пред местния добив за периода след 2019 г. са за плавен ръст, във връзка с издадените концесии за проучване на находища, както и с очакванията за развитие и разработка на съществуващите находищата в страната, както следва:

- „Петрокелик България“ – блок „Галата“, в случай че през 2019 г. бъде въведено в експлоатация находище Каварна-изток, от него може да се добият до 1 100 GWh в периода юли-декември 2019 г.;
- „Проучване и добив на нефт и газ“ – прогнозните количества за добив през 2019 г. от входна точка ГИС Долни Дъбник са за 70 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 2019-2023 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, т.е. $N-1 > 100\%$.

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

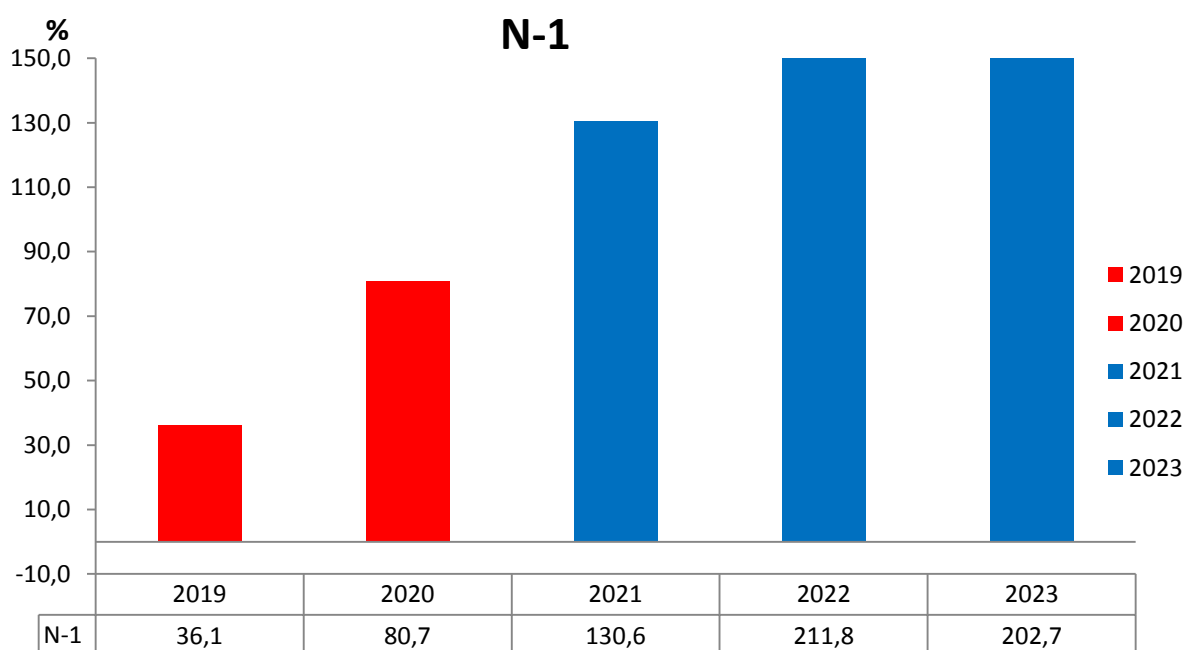
$$N-1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^6 EP_m + S_{\max} + P_{\max} - I_{\max}}{D_{\max}} \times 100, \quad N-1 \geq 100\%$$

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
mcm/d										
2019	0,16	4,7	0,0	1,00	0,0	0,15	0,0	16,6	20,27	36,1
2020	0,55	4,7	0,0	4,41	0,0	4,19	0,0	17,2	20,27	80,7
2021	1,10	4,7	0,0	4,41	0,0	4,19	9,1	18,0	20,27	130,6
2022	1,64	4,7	5,5	4,41	9,1	4,19	9,1	18,2	20,27	211,9
2023	1,92	4,7	5,5	4,41	9,1	4,19	9,1	19,2	20,27	202,7



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 в периода 2019-2020 г. 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 2021 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, проект за разширение на ПГХ „Чирен“ и/или за ново газохранилище, нови проекти, осигуряващи входен капацитет и др.

ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2019-2028 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 2019 - 2028 г.

Предвидените за периода 2019 - 2028 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 (2019 – 2028 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 2019 – 2021 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 2019 – 2028 г. – Таблица 2;
- проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019 – 2028 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 2019 – 2021 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 2019 – 2021 г. в окрупнен вид са представени в следващата Таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнало преди 2019 г., но работата по тях продължава и през периода 2019 – 2021 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 2019 – 2021 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2019-2021 Г.		
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос		
КС „Провадия“ – склад с локални очистни съоръжения за свежо и отработено масло; КС „Кардам“ – навес за двигатели на компресори и	2018-2020	1 511

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019 – 2021 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
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”; КС „Кардам” – аварийен дизел генератор; КС „Ихтиман” и КС „Петрич” – ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман” и КС „Петрич”		
Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70 П и АИ-336-2-8, преоборудване на горивните системи на 1 брой ГТКА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ, планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2018-2020	20 254
Модернизация на 3 компресорни станции, чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати	2016-2021	153 146
1.2. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2018-2022	5 123
КС „Вълчи дол” – ремонт КРУ 6 kV	2018-2021	1 365
2. Инвестиции на съществуващи АГРС		
2.1. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч”, АГРС „Самоков”, ГРС „Страшимирово”, ГРС „Плевен”	2018-2019	1 024
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2020-2021	500
3. ПГХ Чирен		
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения – 3D полеви сеизмични проучвания ³ ; модернизация на телеметричната система на сондажите	2018-2020	5 829
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	2016-2020	3 312

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 2019 – 2021 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
на ГМК		
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“	2016-2021	151 546
5. Транзитни газопроводи		
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод за Гърция и ремонт на ОС „Стряма“	2018-2020	2 719
Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци	2018-2021	7 070
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 – 2021	4 950
Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница (етап 1 от газов хъб „Балкан“)	2018 - 2021	550 064*
2. Съхранение на природен газ		
Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен“ и внедряването ѝ с надлежен хардуер; Проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“	2018 – 2020	1 080
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2018-2021	6 212
III. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ		

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019 – 2021 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
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	27 218
2. Инвестиции за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции		
Изграждане на нови ГИС и АГРС – КВ и АГРС „Игнатиево“; и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2018-2021	2 192

*Посочената сума включва предвидените за 2019 – 2021 г. средства в Годишната програма за инвестиции и поддръжка на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Прогнозната стойност на инвестиционните разходи е 2 767 115 хил. лв., като начинът на финансиране на останалите необходими средства от инвестицията ще бъде определен след избор на изпълнител на доставки, работно проектиране и строително – монтажни работи на етап „Линейна част“.

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 2019 – 2028 Г.

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

Таблица 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019 – 2028 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 газопреносна мрежа	2019-2020	8 160
1.2. Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)	2019-2022	5 500 ⁵

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

⁵ Включва инвестициите до получаване на Разрешение за строеж. Окончателният размер на инвестицията ще бъде определен на по-късен етап.

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019 – 2028 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
1.3. Междусистемна газова връзка Турция България (ITB) (под условие)	2015-2022	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. Целесъобразността на проекта до голяма степен зависи от развитието на други проекти. Въвеждането в експлоатация на проектите, част от Южния газов коридор, Междусистемната газова връзка Гърция – България както и на проекта „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния (магистрален) газопровод до българо-сръбската граница“ може да осигури диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите без да са необходими инвестиции за реализацията на ITB.

3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2019 – 2028 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 2019 – 2028 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ		
1.1. Преоборудване на горивните системи на 5 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019 - 2021	25 000
2. Национална газопреносна мрежа		
2.1. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2018-2021	2 010
3. Общи за разпределение		
3.1. Придобиване дялово участие в терминал за втечен газ в Александруполис	2019	25 000
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.

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“.

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 2019 – 2028 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019-2028 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 (2019-2021), включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение (Актуализация №1 към 31.01.2019 г.)

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2019 г.	Общо 2020 г.	Общо 2021 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	620 116	202 892	176 323
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	<i>481 454</i>	<i>79 577</i>	<i>51 907</i>
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	<i>1 825</i>	<i>3 062</i>	<i>2 364</i>
Линейна част	140	82	64
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	86	850	0
Комуникационни и информационни системи	1 599	2 130	2 300
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	<i>476 653</i>	<i>70 480</i>	<i>48 343</i>
Линейна част	473 438	67 116	41 783
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	170	578	0
Комуникационни и информационни системи	1 883	2 131	5 905
АГРС и ГИС	1 162	655	655

<i>Съхранение на природен газ</i>	240	840	0
Сондажен фонд и шлейфи	180	300	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	60	540	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	2 736	5 195	1 200
Линейна част	165	0	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	255	1 339	1 100
Комуникационни и информационни системи	2 316	3 856	100
<u><i>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i></u>	129 352	115 315	116 916
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	63 750	59 560	61 505
Линейна част	2 944	3 430	3 530
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	60 806	56 130	57 975
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	57 785	50 258	53 931
Линейна част	53 976	48 685	49 881
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	2 635	1 173	3 650
АГРС и ГИС	1 174	400	400
<i>Съхранение на природен газ</i>	7 209	3 007	0
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	5 689	140	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	820	2 867	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	608	2 490	1 480
Линейна част	354	1 940	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	254	550	1 480
<u><i>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</i></u>	9 310	8 000	7 500

4.2. Инвестиционна програма за периода 2022-2028 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите, в хил. лева, без ДДС

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2022 г.	Общо 2023 г.	Общо 2024 г.	Общо 2025 г.	Общо 2026 г.	Общо 2027 г.	Общо 2028 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	86 631	50 804	40 960	42 189	43 454	46 416	49 535
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	45 081	24 317	12 644	13 024	13 414	14 353	15 358
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	4 600	4 013	4 294	4 423	4 555	4 874	5 215
Национална газопреносна мрежа	5 800	5 304	5 675	5 846	6 021	6 442	6 893
Съхранение на природен газ	12 500	12 500	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	22 181	2 500	2 675	2 755	2 838	3 037	3 250
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	33 550	18 987	20 316	20 926	21 553	23 063	24 677
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	12 900	11 200	11 984	12 344	12 714	13 604	14 556
Национална газопреносна мрежа	13 500	4 692	5 020	5 171	5 326	5 699	6 098
Съхранение на природен газ	5 200	953	1 020	1 050	1 082	1 158	1 239
Общи за разпределяне по видове дейности	1 950	2 142	2 292	2 361	2 432	2 602	2 784
РАЗДЕЛ I.3 -Доставка на машини и оборудване	8 000	7 500	8 000	8 300	8 800	9 000	9 500

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар, развитието на инфраструктурата в Р. България е пряко обвързано с позиционирането на страната като един от газовите хъбове в Източна Европа, в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в унисон с 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 и маршрутите на доставка на природен газ.

Ключови за пазарната интеграция ще бъдат проекта за разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската до българо-сръбската граница (етап 1 от газов хъб „Балкан“), междусистемните газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния. Те ще допринесат за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, като същевременно ще създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България.

В пряка връзка с развитието на газовата инфраструктура в региона са и 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“; 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 общеевропейска газова мрежа.

5.1 Осъществяване на свързаност с паневропейски проекти

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

Концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на България е основана на идеята в определени реални физически точки да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо транспортиране. В същото време се организира и място за търговия с газ – хъб, където всеки пазарен участник извършва сделки с природен газ на пазарен принцип.

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

Идеята за изграждането на регионален газов център е подкрепена от стратегическото географско разположение на България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и 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 ЕС 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 ЕС.

Създаването на газов хъб цели да бъде изградена необходимата газопреносна инфраструктура, която да свърже пазарите на природен газ на страните в региона - България, Гърция, Турция, 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 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 регулаторната рамка и търговска среда, целящи улеснено свързване между България и останалата част от Югоизточна Европа. В периода от 4-ти до 6-ти 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.

На 12.06.2018 г. в сградата на Европейската комисия в Брюксел бяха представени междинните резултати от предпроектното проучване за газов хъб „Балкан“. Представени бяха няколко варианта на трасета за газова инфраструктура на територията на Р. България, включително и два, които са разработени на база очакваните източници на доставка на природен газ.

Първата фаза предвижда нов входен капацитет от Турция и нов изходен капацитет към Сърбия, а втората - входна точка около Варна и нов изходен капацитет към Оряхово. Като други входни точки се разглеждат Гърция и Турция (съществуваща и нова инфраструктура).

Проектът *„Разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската граница до българо-сръбската граница“* е част от концепцията за газов хъб „Балкан“. Изпълнителят на предпроектното проучване разработи същото на база заявките на потенциалните ползватели, прогнозите за търсене на целевите пазари и на база допускания за възможни нови източници и трасета за доставка на газ. Тези факти доказват необходимостта от разширение на съществуващата газопреносна система и неотложната нужда от реализация на цялостната концепция за газов хъб „Балкан“ с оглед запазване на ролята на Република България, като водещ търговски разпределителен център в региона и ЕС като цяло. Също така, това ясно доказва и пълната осъществимост на проекта в резултат от всички предимства, които България притежава в тази връзка.

Инфраструктурата на газовия хъб ще свърже пазарите на природен газ на България, Гърция, Румъния, Унгария, Сърбия, Хърватия, Словения, Австрия, Германия, Италия, Украйна, Молдова и други. Като основни източници за хъба се разглеждат руски природен газ, местен добив от България и Румъния, природен газ от Южния газов коридор (ТАП и ТАНАП). Съществуващите и изграждащите се терминали за втечнен природен газ в Гърция и Турция биха могли да осигурят количества природен газ от САЩ, Катар, Алжир, Египет и други. Функционирането и реализацията на едната фаза принципно не зависи от реализацията на другата и позволява изтегляне на едната спрямо другата във времето, но двете се допълват и заедно акумулират оптимални резултати.

Членовете на експертния технико-икономически съвет (ЕТИС) на „Булгартрансгаз“ ЕАД на 27.11.2018 г. взеха решение за приемане представения окончателен доклад за „Предпроектно проучване за газов хъб „Балкан“. Предпроектното проучване за газов хъб „Балкан“ е успешно изпълнено в срока на грантовото споразумение – 04.12.2018 г.

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 и България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между IP Velké Karúšany / Veké Zlievce на територията на Словакия и точка на свързване (IP) с външна граница на ЕС на територията на България. Проектът съчетава изграждане на нова газова инфраструктура с оптимизация на съществуващата в страните по трасето на коридора.

Разработената на този етап концепция Eastring, 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. Предвижда се първият да осигури капацитет 570 GWh/ден, а вторият - 1140 GWh/ден.

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

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.

Изпълнението на „Предпроектно проучване за проекта Eastring“ стартира през м. септември 2017 г., със срок за изпълнение от 1 година. След неговото завършване, резултатите бяха представени официално пред заинтересованите страни на 20.09.2018 г. в Братислава, Словакия. Съгласно резултатите от проучването, двупосочният газопровод с диаметър 1400 мм и работно налягане от 100 бара ще има капацитет до

20 bcm на година на първия етап, с потенциално повишаване до 40 bcm на година в следващата фаза. Капиталовите разходи (CAPEX) за Фаза I на проекта са оценени на 2,6 млрд. евро. Ако бъде взето инвестиционно решение, новият газопровод може да започне да функционира в началото на 2025 г.

Съгласно резултатите от предпроектното проучване, на територията на Р. България⁸, етап 1 от развитието на проекта, се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 262 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на Р. България. Предвижда се изграждането на 1 нова компресорна станция и 1 нова газоизмервателна станция.

5.1.3. Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница (етап 1 от газов хъб „Балкан“)

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) посредством проекти за развитие и разширение на газопреносната инфраструктура към всички съседни пазарни зони. Фаза 2 на процедурата беше проведена в периода 27 март 2018 – 27 април 2018 г. 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 и в резултат от проведени прединвестиционни дейности е идентифицирана необходимостта от нов проект за разширение на газопреносната система.

На 21 декември 2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД стартира провеждането на ангажиращата Фаза 3 от процедурата Open Season на „Проект за развитие и разширение на газопреносната система“. В рамките на регистрационния прозорец, до 11 януари 2019 г., бяха регистрирани четирима кандидати в процедурата.

Ангажиращи оферти за участие във Фаза 1 на икономическия тест, в предвидения за това срок 15 януари - 16 януари 2019 г., бяха подадени от трима от кандидатите. Ангажиращи оферти за участие във Фаза 2 на икономическия тест в предвидения за това срок 22 януари - 23 януари 2019 г. бяха подадени от трима от кандидатите.

В резултат от проведените две фази, в съответствие с одобрените от Комисията за енергийно и водно регулиране правила на процедурата, „Булгартрансгаз“ ЕАД промени параметрите с цел постигане на положителен резултат на икономическия тест във Фаза 3.

Поради тази причина предлаганият капацитет беше редуциран до нивото на заявките на кандидатите в предходната фаза, при срок за резервации от 20 г. Резервационните цени бяха актуализирани с цел запазване на одобрените от КЕВР финансови параметри на процедурата.

Ангажиращи оферти за участие във Фаза 3 на икономическия тест в предвидения за това срок 29 януари - 30 януари 2019 г. бяха подадени от трима кандидати. Фаза 3 на икономическия тест е с положителен резултат. С подадените ангажиращи заявки от

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.

ползвателите е резервиран 100% от обявения в рамките на Фаза 3 от икономическия тест капацитет на българо-турската граница и на българо-сръбската граница.

След постигнатия положителен резултат в икономическия тест, „Булгартрансгаз“ ЕАД взе окончателно инвестиционно решение за реализиране на „Проект за развитие и разширение на газопреносната система“, в съответствие с което сключва ангажиращи договори за капацитет с кандидати, подали ангажиращи оферти.

Прогнозните инвестиционни разходи на проекта възлизат на 2 767 115 441 лева (два милиарда седемстотин шестдесет и седем милиона сто и петнадесет хиляди четиристотин четиридесет и един лева), без ДДС.

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.

С Решение № 847 от 22.11.2018 г. на Министерски съвет и с Решение от 28.11.2018г. на Народното събрание (обнародвано в бр. 101, от дата 7.12.2018 г. на Държавен вестник) е прието „Изменение и допълнение на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. За надеждна, ефективна и по-чиста енергетика“.

За да изпълни своите ангажименти, залегнали в актуализацията на енергийната стратегия, съгласно решенията на двете институции, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предприел необходимите действия за реализацията на проекта за разширение на газопреносната мрежа на Дружеството в участъка от българо-турската граница до българо-сръбската граница. С оглед въвеждането в експлоатация на всички подобекти през 2022г. са обявени обществени поръчки по реда на ЗОП, като вече е успешно финализирана обществената поръчка за избор на изпълнител с наименование: „Доставка на необходимите материали и оборудване, инвестиционно проектиране - фаза работен проект, изграждане и въвеждане в експлоатация на обект: „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния (магистрален) газопровод до българо-сръбската граница“, етап: „Линейна част“.

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 е необходимо изграждането на компресорна станция на територията на Румъния (ангажимент на Румъния) с оглед повишаване на налягането в газопреносната система и осигуряване на физическа възможност за пренос на газ към България.

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. Проектът спомага 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 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.

Реализацията на Междусистемната връзка Турция – България до голяма степен зависи от развитието на други проекти, както на „Булгартрансгаз“ ЕАД, така и международни

такива. Въвеждането в експлоатация на проектите, част от Южния газов коридор, Междусистемната газова връзка Гърция – България както и на проекта „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния (магистрален) газопровод до българо-сръбската граница“ може да осигури диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите без да са необходими инвестиции за реализацията на Междусистемната връзка Турция – България.

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



Междусистемната газова връзка България – Сърбия има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. На 17 май 2018 г. в рамките на среща на високо равнище ЕС – Западни Балкани двете страни подписаха съвместна декларация относно изграждането на газовия интерконектор. С декларацията националният преносен оператор „Булгартрансгаз“ е определен за организатор на проекта и оператор на бъдещия газопровод на българска територия.

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. Същевременно, в кризисна ситуация 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 61 км. 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.

С получаването на проекта, за „Булгартрансгаз“ ЕАД предстои да проведе необходимите процедури за актуализация на проектната документация и привеждането ѝ в съответствие с актуалните нормативни изисквания, 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. С изменението на Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014 – 2020 г.“ „Булгартрансгаз“ ЕАД е допустим бенефициент за завършване подготвителните дейности за реализация на проекта.

Очакваният срок за въвеждане в експлоатация е месец май 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 TAP, 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 съ-финансиране 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. В програмата за прединвестиционна подготовка на „Булгартрансгаз“ ЕАД до 2020 г. са предвидени 8 160 хил. лв. за присъединяване на IGB към Националната газопреносна мрежа.

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

Междусистемната газова връзка Гърция – България е обявена за проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013, като е включена в трети списък с проекти от „общ интерес“ на ЕС и е първи в листата на общо приоритетните проекти в рамките на инициативата за междусистемна свързаност между страните от Централна и Югоизточна Европа – CESEC.

Интерконекторът има издадени разрешения за строителство съответно на територията на България (от м. септември 2017 г.) и на територията на Гърция (от м. февруари 2019 г.). За да започнат строителните работи е необходимо проектната компания „Ай Си Джи Би“ АД да придобие лиценз за независим оператор на газопреносна мрежа, който се очаква да бъде издаден от гръцкия енергиен регулатор RAE във втората половина на 2019 г. „Ай Си Джи Би“ АД провежда процедура за избор на изпълнител за проектиране, доставка и строителство на междусистемната газова връзка Гърция – България, която се очаква да приключи през м. май 2019 г. с обявяването на избрания изпълнител. Завършването на строителството и въвеждането в експлоатация на интерконектора се предвижда в края 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, и от друга ПГХ „Чирен“ да се развие 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 с проекти от „общ интерес“ на ЕС.

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

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

Съгласно завършения през 2011 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. В процес на изпълнение е предпроектно проучване „Провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура, част от проект 6.20.2 Разширение на ПГХ „Чирен“, което обхваща 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.

Предпроектното проучване е финансирано по МСЕ, като на 23 октомври 2015 г. е подписано споразумение за безвъзмездна помощ № INEA/CEF/ENER/M2015/1029442 между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Изпълнителна агенция за иновации и мрежи към ЕК. Размерът на безвъзмездните средства е до 3 900 000 евро (50% от стойността на проучването).

Предвижда се проучването да приключи през първата половина на 2020 г. Резултатите от него, както и от останалите извършени анализи и проучвания ще служат като основа при определянето на окончателния вариант за разширение на ПГХ „Чирен“ и на следващите стъпки, свързани с проектиране и строителство на подземни и надземни съоръжения, които ще позволят увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“.

Очаква се строителството, както и въвеждането в експлоатация да приключат до края на 2025 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 капацитета за съхранение и респективно обосновават изпълнението на проекти за газохранилища.

Без да се изключва действащото подземно газово хранилище „Чирен“, едно ново хранилище би могло да обслужва не само националния, но и регионалния газов пазар след планираното изграждане на новите междусистемни връзки със съседните страни. То би могло да бъде изградено в подходяща геоложка структура - в изтощени газови находища (на сушата или в морето), в солни тела (каверни) или във водоносен пласт. Следва 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 планирана дължина около 37 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.

Подписан е договор за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС, който е в процес на изпълнение. Има издадено решение по ОВОС.

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

- **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. Избран е проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост), като договора е в процес на изпълнение. С решение на МРРБ е одобрен ПУП-ПП окончателна фаза. Изпълнява се проектиране на технически проект, с цел издаване на разрешение за строеж към края на 2019 г., изготвяне на работен проект и избор на изпълнител на строително-монтажните работи.

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

5.4.2. Предвидени възможности за изграждане на нови газопроводни отклонения

- **Газопроводно отклонение с АГРС Граф Игнатиево до Хисаря - Баня - Карлово - Сопот**

Газопроводът е с очаквана дължина 54 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 българската газопреносна система, 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 (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 изпълнението 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 изпълни, 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. Този етап започна да се изпълнява през 2016 г. и беше завършен през м. юни 2018 г.
- 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 дейности, 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.

Дейностите от Фаза 2 на проекта се изпълняват със собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД и съфинансиране по Механизъм за свързване на Европа. Подписани са три грантови споразумения:

- 1.** Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2015/1119568 за безвъзмездна помощ за предпроектно проучване „Подготвителни дейности във връзка с изпълнението на ПОИ 6.8.2.“. Размерът на безвъзмездното финансиране съгласно споразумението е 50% от стойността на проучването – до 850 000 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. 5.5.3 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. 5.5.8 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 предпроектно проучване „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 неговата стойност – до 182 000 евро. **Подробна информация в т. 5.5.4 по-долу.**
3. Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2018/1749550 за съ-финансиране на Проект № 6.8.2-0034-BG-W-M-18 „Строителни работи в рамките на ПОИ 6.8.2 „Рехабилитация, модернизация и разширяване на българската преносна система - Фаза 2“, което беше подписано на 01.04.2019 г. Размерът на безвъзмездното финансиране съгласно споразумението е в размер до 27,184,518 евро (40% от общата стойност на проекта).

Изпълнението на проекта стартира в началото на 2019 г., като неговата основна цел е реализирането на строително-монтажни работи (СМР), включително дейностите, съпътстващи строителството, за компонентите, съставляващи Фаза 2, и обхваща следните дейности:

- **Дейност 1:** Изпълнение на строителство, с доставка на материали и оборудване за подмяната (рехабилитацията) на два участъка от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина около 81 км.
- **Дейност 2: Строителен надзор**

Предвижда се дейностите по проекта да приключат в средата на 2022 г.

Същевременно, като част от Етап 2 на модернизацията на компресорни станции, „Булгартрансгаз“ ЕАД проведе успешно обществена поръчка и сключи договор за извършване на инвестиционно проектиране, доставка на необходимото оборудване, изпълнение на строително-монтажни работи и въвеждане в експлоатация на „Модернизация на 3 компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“, КС „Петрич“), чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)“. Проектът се финансира изцяло със собствени средства на Дружеството. Модернизацията на компресорните станции също е част от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2 и е от съществено значение за дългосрочното осигуряване на разполагаемите компресорни мощности в страната и в региона на Югоизточна Европа като цяло, както и за гарантиране капацитета за пренос и повишаване сигурността на доставките.

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. 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. 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.

През 2018 г. се проведе процедура на публично състезание по Закона за обществени поръчки (ЗОП) с наименование „Проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация

на строеж „Пускова и приемна камери на газопроводно отклонение „Бургас“.

През 2019 г. ще бъде проведена обществена поръчка с наименование: „Проучване, проектиране, доставки (с изключение, тези задължение на Възложителя), изграждане и въвеждане в експлоатация на строеж: Пускова и приемна камери на газопроводно отклонение Димитровград“.

5.5.3. 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.

Изготвен е Доклад за оценка на въздействието върху околната среда и е издадено Решение № 3-З/2018 г. на Министъра на околната среда и водите, с което одобрява осъществяване на инвестиционното намерение. Изготвени са подробен устройствен план – парцеларен план и инвестиционен проект, фаза работен.

Очаква се дейностите по договора да приключат през първото полугодие на 2019 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.

През 2018 г. е проведена процедура по реда на Закона за обществени поръчки (ЗОП) и е сключен договор за изграждане на преносен газопровод в участъка КВ „Батулци“ – КВ „Калугерово“. В началото на месец февруари 2019 г. е обявена процедура по ЗОП за избор на строител за участъка от ОС „Беглеж“ до КВ „Батулци“ и на ОС „Беглеж“.

5.5.4. 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. юни 2019 г.

5.5.5. Реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен“ чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца“

Реконструкцията е с цел повишаване надеждността на преноса на газ в националната газопреносна мрежа. Предвидено е да се уеднакви 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. През 2018 г. е подписан договор за устройствено планиране, инвестиционно проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на строежа, който е в процес на изпълнение.

5.5.6. Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“

Поради повишените количества газ за пренос към присъединените потребители, които надхвърлят проектните такива, се налага да бъде увеличен капацитетът на ГО „Търговище“. Това може да бъде постигнато, като съществуващият газопровод бъде подменен с тръби с по-голям от сегашния диаметър. През 2018 г. е подписан договор за проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на строежа, който е в процес на изпълнение.

5.5.7. 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.

5.5.8. 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. беше 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.

За всяка от компресорните станции са извършени процедури за преценяване на необходимостта от извършване на оценка на въздействието върху околната среда (ОВОС), като в резултат на тях от Министерство на околната среда и водите (МОСВ) бяха получени становища да не се извършва ОВОС.

За площадките на КС Лозенец и КС Ихтиман са изработени и съгласувани ПУП, които предстои да бъдат одобрени от Националния експертен съвет по устройство на територията и регионална политика към Министерство на регионалното развитие и благоустройството (МРРБ).

В резултат на проведена процедура за обществена поръчка с наименование „Модернизация на 3 компресорни станции чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати“ с определения изпълнител е сключен договор на 01.03.2019 г. за извършване на инвестиционно проектиране, доставка на необходимото оборудване, изпълнение на строително-монтажни работи и въвеждане в експлоатация на строежи за модернизация на компресорни станции „Петрич“, „Лозенец“ и „Ихтиман“ чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати („ГТКА“), а именно: Строеж I – Реконструкция на КС „Петрич“ с изграждане на 1 нов ГТКА, Строеж II - Реконструкция на КС „Лозенец“ с изграждане на 2 нови ГТКА, Строеж III - Реконструкция на КС „Ихтиман“ с изграждане на 1 нов ГТКА.

През м. септември 2018 г. е открита процедура за избор на изпълнител за Упражняване на консултантска дейност съгласно чл. 166, ал. 1 от Закона за устройство на територията (ЗУТ) за обект: „Модернизация на 3 компресорни станции, чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)“.

5.5.9. 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. За обекта е изготвен инвестиционен проект, фаза работен проект и има издадено разрешение за строеж. Предстои обявяване на процедура по Закона за обществените поръчки (ЗОП) за избор на изпълнител на строително-монтажните работи.

5.5.10. 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 и има издадено разрешение за строеж. През 2017 г. е обявена обществена поръчка за избор на строител, която беше прекратена. Очаква се повторно обявяване на обществена поръчка за избор на изпълнител на строително-монтажните работи през 2019 г.

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 2019-2023 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. 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 2019-2023 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 двупосочност на преноса на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в зависимост от развитието на газовия пазар в Европа и страната.

Прогнозни капацитети за периода 2019 -2023 г.

Към 1 януари, MWh/d	2019	2020	2021	2022	2023
Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	314 856	336 251	483 543	637 193	637 193
IP Негру вода 1	214 290	214 290	214 290	214 290	214 290
IBR	1 611	22 162	44 324	44 324	44 324
IGB			95 130	95 130	95 130
ITB				95 130	95 130
IBS*				58 520	58 520
ГИС „Чирен“/ връзка с ПГХ при добив	40 377	40 377	40 377	40 377	40 377
Местен добив	26 002	26 002	26 002	26 002	26 002
Връзка с ГМТП (вход)*	32 576	63 420	63 420	63 420	63 420
Изходен капацитет	334 125	463 180	558 310	711 960	711 960
IP Негру вода 1/Кардам		46 535	46 535	46 535	46 535
Изходна зона България	255 428	270 648	270 648	270 648	270 648
IBR	7 868	44 324	44 324	44 324	44 324
IGB*			95 130	95 130	95 130
ITB				95 130	95 130

IBS				58 520	58 520
ГИС „Чирен“/ връзка с ПГХ при нагнетяване	38 253	38 253	38 253	38 253	38 253
Връзка с ГМТП (изход)*	32 576	63 420	63 420	63 420	63 420
Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	667 319	1 301 558	1 301 558	1 301 558	1 301 558
IP Негру вода 2,3/ Кардам	624 173	624 173	624 173	624 173	624 173
IP Кулата/Сидирокастро	10 570	46 535	46 535	46 535	46 535
IP Странджа 2/ Малкочлар***		567 430	567 430	567 430	567 430
Връзка с НГПМ (вход)*	32 576	63 420	63 420	63 420	63 420
Изходен капацитет	681 064	837 275	1 107 108	1 107 108	1 107 108
IP Странджа/Малкочлар	498 110	498 110	498 110	498 110	498 110
IP Кулата/Сидирокастро	117 054	117 054	117 054	117 054	117 054
IP Жидилово	27 255	27 255	27 255	27 255	27 255
Изходна зона България	6069	6069	6069	6069	6069
IP Kireevo/Zaychar (Bulgaria>Serbia)***		125 367	395 200	395 200	395 200
Връзка с НГПМ (изход)*	32 576	63 420	63 420	63 420	63 420

* Физически и/ или търговски реверсивен пренос

** Посочените капацитети за входните и изходните точки са проектни и се отнасят за всеки вход/ изход поотделно и сумарно могат да надвишават техническия капацитет на инфраструктурата като цяло. В зависимост от динамичното преизчисляване на капацитета и неговото максимализиране, съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 459/2017 относно Механизмите за разпределение на капацитет, ще бъдат определяни съответните твърди и прекъсваеми капацитети за всяка точка

Преизчисляването на капацитета от обем в енергийна стойност е при горна граница на топлина на изгаряне на природния газ при референтна температура 25°C; 1000 куб.м. = 10,57 MWh

*** Преизчисляването на капацитета от обем в енергийна стойност за тези точки е при горна граница на топлина на изгаряне на природния газ при референтна температура 25°C; 1000 куб.м. = 10,40 MWh

Посочените капацитети за новите междусистемни връзки са по проектна информация към м. март 2019 г. и подлежат на промяна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

„Булгартрансгаз“ ЕАД е 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 общеевропейски 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 2019 – 2028 г. са:

- Разширение на газопреносната инфраструктура в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница;
- 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 2019-2028 г. се предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки със съседни държави. Планира се през България да преминават и ключови трансгранични газопроводи, които ще се свържат със съществуващата газопреносна система на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С реализирането на плановите на Дружеството, газовата инфраструктура на България ще свърза общият европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток, Източния средиземноморския басейн и Северна Африка. Като резултат ще бъдат гарантирани доставките на природен газ за страната и за региона, като се създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България.

В пряка връзка с намеренията за развитие на газовата инфраструктура в региона са и плановите 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 общеевропейска 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.