

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2023–2032г.

Април 2023г.

**Одобрен с Решение по Протокол №702/21.04.2023г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**



БУЛГАРТРАНСГАЗ

СЪДЪРЖАНИЕ:

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ	3
ВЪВЕДЕНИЕ	5
ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	6
ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	9
ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА	11
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ	11
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА	20
ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	34
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ	34
2. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ	35
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	36
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	39
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	39
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	40
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА УСЛУГИ ПО ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ИНФРАСТРУКТУРАТА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД.....	42
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2023-2032 Г.	46
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2023 – 2025 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	48
2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2023 – 2032 Г. ПО ПРОЕКТИ С МЕЖДУНАРОДНО ЗНАЧЕНИЕ.....	50
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2023 – 2032 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ.....	51
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2023 – 2032 г.....	52
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ	53
РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2023-2027 Г.	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	70
ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ	72
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

БЕХ – „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД

БВП – брутен вътрешен продукт

ВТТ – виртуална търговска точка

Газова инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД – газопреносна мрежова инфраструктура и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано към нея

ГХБ – „Газов хъб Балкан“ ЕАД

ГИС – газоизмервателна станция

ГО – газопроводно отклонение

ГРС – газорегулираща станция

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

ЕБВР/EBRD – Европейска банка за възстановяване и развитие

ЕМОПСГ/ENTSOG – European Network of Transmission System Operators for Gas, Европейска мрежа на операторите на преносни системи за газ

ЕСНА – European Clean Hydrogen Alliance, Европейски Алианс за чист водород

ЕНВ – European Hydrogen Backbone, Европейски водороден гръбнак

ЕС – Европейски съюз

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

КВ – кранов възел

КЕП – крайно енергийно потребление

КС – компресорна станция

МЕ – Министерство на енергетиката

МРа – мегапаскал (единица мярка за налягане)

МРРБ – Министерство на регионалното развитие и благоустройството

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

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

ОВОС – Оценка на въздействието върху околната среда

ОС – очистно съоръжение

ПЕП – първично енергийно потребление

ПГХ – подземно газово хранилище

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

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

СМР – строително-монтажни работи

ТАП/ТАР – Трансадриатически газопровод

ТАНАП/ТАНАР – Трансанадолски газопровод

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

CESEC – Central and South Eastern Europe Energy Connectivity - инициатива за енергийна свързаност в Централна, Източна и Югоизточна Европа

LNG – втечен природен газ

SEEGAS – Меморандум за разбирателство за трансгранично сътрудничество относно развитието на интегриран пазар на природен газ в Югоизточна и Източна Европа

W – ват (единица мярка за измерване на мощност)

ВЪВЕДЕНИЕ

Десетгодишният план за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД се изготвя в изпълнение на чл. 81 г., ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ). Той е разработен за периода 2023 – 2032 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, трайно установяване на стабилен, либерализиран и взаимосвързан газов пазар и е в съответствие с политиките за климата и околната среда на Европа.

Приоритетните дейности за развитието на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2023 – 2032 г. са насочени към рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата основна и спомагателна газопреносна инфраструктура и прилежащите ѝ съоръжения, развитие на междусистемната свързаност и увеличаване на капацитета за съхранение. Реализацията им ще затвърди важното място на България в региона, ще допринесе за развитието на газификацията в страната, както и за постепенната декарбонизация на енергетиката и икономиката в страната.

От съществено значение са проектите в областта на водорода за изграждането на нова водородна инфраструктура и оценка за последващ ретрофитинг на съществуващата инфраструктура за осигуряване на пригодност за пренос на водород и водородно-газови смеси.

Основната цел на Плана е да даде максимална прозрачност за бъдещите перспективи за развитие и проектни идеи на Дружеството. В него са посочени и анализирани тенденциите и факторите, обуславящи необходимостта от планираните инвестиции, както и времето им разпределение. По този начин се осигурява информираност на пазарните участници и подпомагане за взимането на дългосрочни инвестиционни решения.

Реализацията на инвестиционната стратегия, представена в настоящия План, ще осигури допълнителни възможности за повишаване на 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 за осигуряването на конкурентен пазар на природен газ, увеличаване на предлагането и по-голям избор за участниците в него. Това от своя страна би довело до ценови стимули, които да 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 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.

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



Компресорна станция „Странджа“

„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.

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.

Приетото от КЕВР Решение потвърждава, 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 и съхранение на природен газ;
- Дружеството има собствена корпоративна 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.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ. Компанията е собственик и оператор на газопреносната мрежова инфраструктура и подземното газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано с нея.

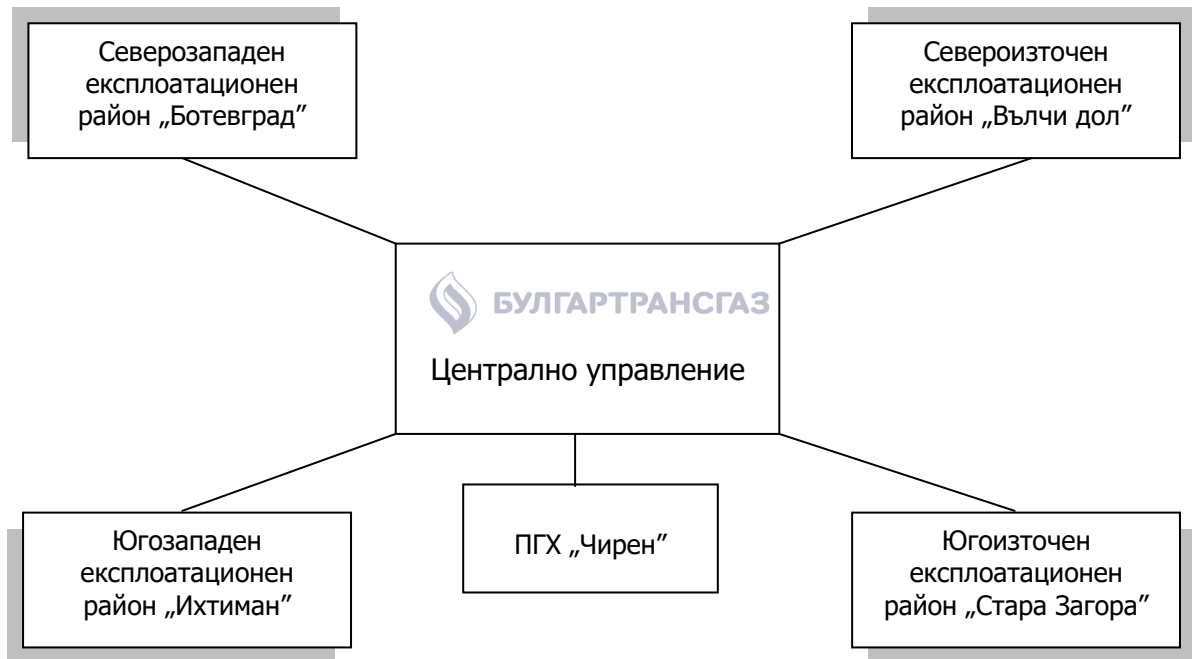
Дружеството притежава следните лицензии, издадени от ДКЕВР:

- 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 и 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, както и поддържане, експлоатация, управление и развитие на ПГХ „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, като същевременно способства и стимулира развитието на газовия пазар в България. Дружеството извършва инвестиции, целящи повишаване на надеждността и развитието на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ. „Булгартрансгаз“ ЕАД следва политика на прозрачност, недискриминационност и работи в пълно съответствие с изискванията на приложимото европейско и българско законодателство.

ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



Компресорна станция „Ихтиман“

Газовата инфраструктура, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД на територията на Република България, се състои от газопреносна мрежова инфраструктура и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано с нея.

Газопреносната мрежова инфраструктура осигурява пренос на природен газ за потребителите в страната, както и пренос на природен газ за съседните страни Турция, Гърция, Сърбия, Румъния и Северна Македония. Тя се състои от 3 380 км газопроводи и газопроводни отклонения, както и единадесет компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Кардам-2“, КС „Вълчи дол“, КС „Полски Сеновец“, КС „Расово“, КС „Провадия“, КС „Нова Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, с приблизително обща инсталирана мощност в размер на около 389 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения.

Подземното газохранилище „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 до 5 813 500 MWh природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовете налягания и други фактори, е от 5 285 MWh/d до 40 377 MWh/d (0.5 до 3.82 тсm/d при 10.57 MWh/1000 м³) за добив, а за нагнетяване от 5 285 MWh/d до 33 824 MWh/d (0.5 до 3.2 тсm/d при 10.57 MWh/1000 м³). В аварийна ситуация максималният капацитет за добив е до 49 679 MWh/d (4.7 тсm/d при 10.57 MWh/1000 м³) при пълно газово хранилище и за кратък период от време (не повече от 30 дни).

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

Точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 1/Кардам – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), намираща се на българо-румънската граница в района на с. Кардам, община Генерал Тошево;

Точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 2, 3/Кардам – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), на българо-румънската граница в района на с. Кардам, община Генерал Тошево;

Точка на междусистемно свързване (IP) Кулата/Сидирокастро – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от DESFA S.A. (Гърция), намираща се на българо-гръцката граница в района на с. Кулата, община Петрич;

Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа/Малкочлар – връзка между газопреносната мрежа 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) Странджа 2/Малкочлар – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TAGTAS (Турция), намираща се на българо-турската граница, в района на с. Странджа, община Болярово;

Точка на междусистемно свързване (IP) Киреево/Зайчар – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от Газтранс (Сърбия), намираща се на българо-сръбската граница в района на с. Киреево, община Макреш;

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

Точка на междусистемно свързване (IP) Русе/Гюргево – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), намираща се на българо-румънската граница в района на с. Мартен община Русе;

Точка на междусистемно свързване (IP) Стара Загора – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопровода (IGB), опериран от „Ай Си Джи Би“ АД (България), намираща се в района на с. Загоре, община Стара Загора;

Точка на междусистемно свързване (IP) Калотина/Димитровград – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от Сърбиягаз (Сърбия), намираща се на българо-сръбската граница в района на с. Калотина, община Драгоман (на разположение след въвеждане в експлоатация на проекта IBS);

ГИС Галата – входна точка от местен добив на газопреносната мрежа;

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

Входно-изходна точка ГИС Чирен – връзка между газопреносната мрежа и ПГХ „Чирен“.



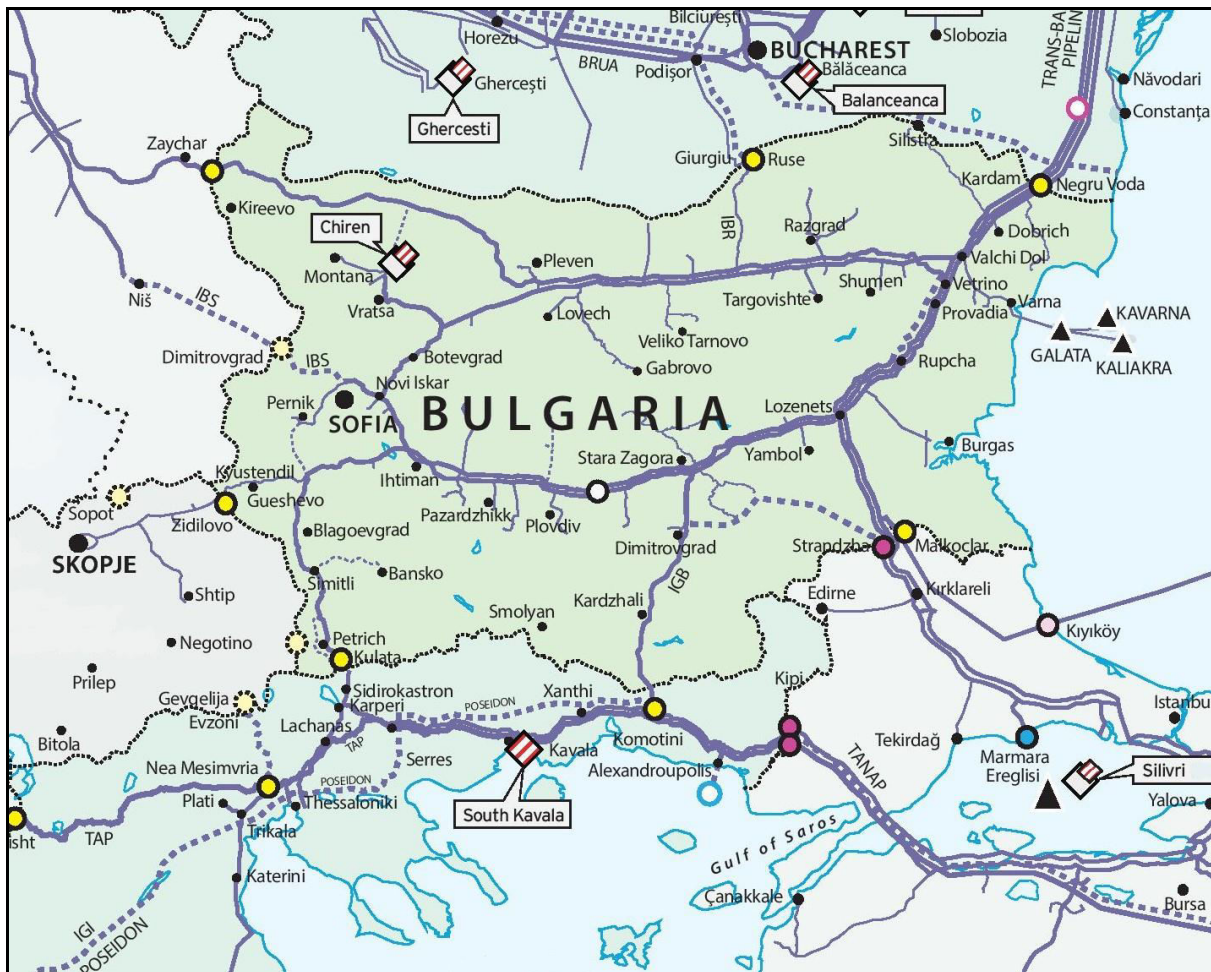
Компресорна станция „Лозенец“

1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ

1.1. Общ преглед на пазара

„Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява последователна и целенасочена политика за подобряване на свързаността със съседните страни, чрез създаване на нови точки на междусистемно свързване със значителен капацитет и максимизиране на капацитетите в съществуващите точки.

Съществуващата и планирана газова инфраструктура осигурява възможност за диверсификация на доставките на природен газ както за България, така и за останалите страни в региона на Югоизточна Европа.



1.1.1. Потребление на природен газ

Потреблението на природен газ в България през 2022 г. е 28 203 GWh и бележи спад от 20% спрямо потреблението през 2021 г. (35 430 GWh). Намалението може да бъде характеризирано като временно и е свързано с ръста на цените на природния газ в световен мащаб, предприетите мерки за ограничаване на потреблението в ЕС по плана REPowerEU и последствията от пандемията от COVID-19.

По данни от Общия енергиен баланс на НСИ за 2021 г., природният газ има дял от 14,7% в първичното енергийно потребление и 14,4% в крайното потребление на горива и енергия.

Делът на природния газ в енергийния баланс на страната продължава да е по-нисък в сравнение със средните стойности за страните от ЕС, но има потенциал за значителен и устойчив ръст, предвид развиващата се газификация и ролята на природния газ като преходно гориво към нисковъглеродна икономика.

1.1.2. Основни източници на природен газ

Потреблението на природен газ в България се осигурява в най-голяма степен чрез внос. Местният добив в страната остава нисък. През 2022 г. около 0,3% от потреблението на природен газ е осигурено от местен добив от находища „Галата“ и „Долни Дъбник“. Делът на вноса на природен газ в България през изминалата година е 99,7%.

„Булгартрансгаз“ ЕАД работи активно и последователно за подобряване на междусистемната свързаност, чрез усилване и развитие на връзките със съседните страни и осигуряване на възможност за доставки от различни нови източници, включително LNG.

През последните години бяха извършени значителни инвестиции за рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна мрежа, които подобриха нивото на междусистемна свързаност, ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система.

Благодарение на инвестициите и сътрудничеството с газопреносните оператори от региона, са осигурени значителни капацитети за пренос към и от системата на „Булгартрансгаз“ ЕАД по границите с всички съседни държави. Еднопосочен капацитет за пренос е налице само на границата с Р Северна Македония, за която IP Кюстендил/Жидилово е единствената входна точка за доставки на природен газ.

От 2020 г., с установяването на значителни капацитети за пренос от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД и партньорите, оператори в съседните страни, са налице значителни количества природен газ от алтернативни източници и маршрути за България, а през мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД – и за съседните страни.

На 01.10.2022 г. бе въведена в търговска експлоатация междусистемната газова връзка Гърция-България (IGB), реализирана от проектната компания „Ай Си Джи Би“ АД, с проектен капацитет до 3 млрд. м³/година.

В резултат от наличието на достатъчно капацитет в експлоатационните съоръжения, беше създадена единна балансова зона, респективно една Виртуална търговска точка (ВТТ), което улеснява управлението на балансовите портфолия на мрежовите ползватели и търговците, и повишава конкурентността и ликвидността на пазара на природен газ.

Наличието на единна балансова зона и респективно единна ВТТ дава възможност ползвателите на мрежата и търговците на газ да работят с единно балансово портфолио, с което се премахват рисковете от генериране на положителен дисбаланс в едната балансова зона и отрицателен в другата. В резултат от обединяването на балансовите зони и ВТТ се повишава ефективността на управление на портфолиото и се улеснява навлизането на нови пазарни участници, с което се стимулира повишаването на ликвидността и развитието на газовия пазар в България.

През 2021 г. и 2022 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	2021		2022	
		Количество, GWh	Относителен дял	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос, в т.ч.	35 206	99,37%	28 132	99,7%
1.1.	Руска федерация	31 115	87,82%	12 903	45,7%
1.2.	Други източници	4 090	11,54%	15 229	54,0%
2	Местен добив	224	0,63%	71	0,3%
	ОБЩО	35 430	100,00%	28 203	100,0%

Количествата газ от алтернативни източници за потребление в България бележат значителен ръст през 2022 г. в сравнение с 2021 г.

Вследствие на намалените потоци на руски газ към Европа, бяха насочени значителни количества тръбопроводен газ и LNG към европейските страни от алтернативни източници като Норвегия, Алжир, САЩ, Катар, Нигерия и др. Терминалите за втечен природен газ ще продължат да играят ключова роля за повишаване на европейската газова сигурност.

Планът REPowerEU за достъпна, сигурна и устойчива енергия, обявен от Европейската комисия на 8 март 2022 г., предвижда значително увеличение на доставките на LNG за страните от ЕС с цел прекратяване на зависимостта от доставки на енергийни източници от Русия и ускоряване на прехода към чиста енергия.

Като трайна тенденция се очертава вносът от различни източници на доставка на тръбопроводен газ и LNG за страната да продължи да нараства.

1.1.3. Основни потребители и участници на пазара на природен газ

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;
- „Булгаргаз“ ЕАД – обществен доставчик на природен газ в България, отговорен за осигуряването на доставката на природен газ до крайни снабдители и до лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, 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;
- „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и „Българска енергийна търговска платформа“ АД – оператори на платформи за търговия, осигуряващи търговска среда за организиран борсов пазар за търговия с природен газ на двустранен принцип;
- 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;

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

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

Основни потребители на услугите по пренос на природен газ в страната са общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, търговски дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, крайни снабдители, както и други ползватели на газопреносната мрежа и търговци на природен газ.

Деяностите по „разпределение на природен газ“ 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, следван от „Аресгаз“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и др.

В края на 2021 г. на територията на Република България 24 лицензирани газоразпределителни дружества осъществяват дейност на 35 лицензионни територии, които обхващат 173 общини, представляващи 65% от всички общини в страната.

Делът на битовото газоснабдяване в страната все още е по-нисък в сравнение с държавите от ЕС, но с тенденция към непрекъснато увеличаване. На национално ниво се изпълняват програми за насърчаване на битовата газификация и продължава развитието на инфраструктурата за разпределение на природен газ.

Общият брой клиенти на газоразпределителните дружества към 31.12.2022 г. е 152 383, от които 8 253 небитови и 144 130 битови клиенти. Броят на клиентите е нараснал с 4,2% за една година – от 146 243 през 2021 г. на 152 383 през 2022 г. Битовите клиенти са се увеличили с 4,4%, а небитовите клиенти с 1,2%.

В различен стадий на реализация са дейности за повишаване на степента на либерализацията, ликвидността и диверсификацията на националния газов пазар.

Платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД (ГХБ) започна работа в края на 2019 г. и към м. февруари 2023 г. са регистрирани 69 компании-участници.

Основна цел на дейността на ГХБ е създаването на ликвиден, прозрачен, надежден, стабилен и единен регионален газов пазар, в пълно съответствие с енергийните и финансови български и европейски регулации. Дружеството притежава лицензия за извършване на дейността „организиране на борсов пазар на природен газ № Л-532-11 от 25.03.2021 г. В допълнение Комисията за енергийно и водно регулиране одобри платформата за търговия с природен газ на ГХБ, като в пълна степен отговаряща на изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014 и на действащите Правила за търговия с природен газ, Правила за балансиране на пазара на природен газ и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс.

В резултат от дейността на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД през последните три години значително беше повишена ликвидността на газ в страната и бяха въведени

практиките на борсова търговия и нарастваща роля и дял на спот пазара (в рамките на деня и за ден напред). По данни за 2022 г. търгуваните количества природен газ възлизат на 22 577 302 MWh. Общият брой сделки за годината са 7 698 броя, като се наблюдава повишаване с 67% в краткосрочния сегмент (спот) и 20% в дългосрочния сегмент в сравнение с 2021 г.

Важен фактор за повишената ликвидност е броят и активността на членовете на ГХБ. Голяма част от тях са водещи български компании в областта на търговията с природен газ. Около 40% от членовете на пазара на ГХБ са чуждестранни компании, като в списъка с членове присъстват водещи европейски търговци, опериращи на единния пазар за газ на ЕС. Значима част от чуждестранните клиенти са от съседните на България членки на ЕС – Гърция и Румъния, както и от други държави в Югоизточна и Централна Европа.

Дейността на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД е изцяло съобразена с европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар и е в подкрепа на плановете за развитие на газовата инфраструктура в цяла Европа. Концепцията за създаване и развитие на газоразпределителен център на територията на Република България, както и за създаването на борса за търговия на газ, е активно подкрепяна от Европейската комисия и е строго съобразена с нуждите, идентифицирани от Групата на високо равнище за газова свързаност на Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

„Булгартрансгаз“ ЕАД и „Газов Хъб Балкан“ ЕАД са страни по Меморандума за разбирателство за трансгранично сътрудничество относно развитието на интегриран пазар на природен газ в Югоизточна и Източна Европа – SEEGAS.

В рамките на инициативата, участват още борсови оператори и оператори на газопреносни мрежи от Гърция, Румъния, Австрия, Полша, Унгария, Молдова и Украйна. Меморандумът цели създаването и развитието на ефективна клирингова система за трансакции с природен газ и деривати в съответствие с европейските практики. SEEGAS се ползва с пълната подкрепа на European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), като един от механизмите за подкрепа е извършването на фокусирани проучвания и асистирание при развитието на регионална инфраструктура за капиталов пазар (СМІ), включително post-trade среда, базирана на международни стандарти и най-добри практики.

ГХБ е международно призната и легитимна газова борса в страната, разпознаваема, както от международни институции и организации, така и от международните пазарни участници. Благодарение на непрекъснатото подобряване на междусистемната свързаност, осъществявано от „Булгартрансгаз“ ЕАД, ефектът от постигането на целите на SEEGAS ще има изражение не само в страната, но и в целия регион.

Друг лицензиант за осъществяване на дейността „организиране на борсов пазар на природен газ“ е „Българска енергийна търговска платформа“ АД.

1.1.4. Дейности по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД

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. Като преносен оператор от държава членка на ЕС, „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, които се разширяват и допълват с Регламенти, установяващи мрежови кодекси в областите предвидени в Регламент (ЕО) № 715/2009.

Пренос на природен газ

Дружеството е сключило договори за достъп и пренос с над 80 компании, търговци на природен газ, чийто дял в пренесените количества се увеличава, особено след стартирането на търговската платформа на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД.

Данните за количествата пренесен природен газ през газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2021 г. и 2022 г. са представени в таблицата:

№	Вид	Количество 2021 г. (MWh)	Относителен дял	Количество 2022 г. (MWh)	Относителен дял
1	Пренос до изходни точки в страната	35 430 139	25,82%	28 202 548	17,24%
2	Пренос до трансгранични точки със съседни държави	101 778 323	74,18%	135 390 955	82,76%
Общо:		137 208 462	100,00%	163 593 503	100,00%

Отбелязва се значителен ръст спрямо 2021 г. на количествата газ за пренос до трансгранични точки. Това се дължи на увеличаващото се търсене на пренос на газ по маршрути през България за съседните страни и региона и нарастващата пазарна интеграция в Югоизточна Европа.

Съхранение на природен газ

ПГХ „Чирен“ има основна роля за компенсирането на сезонните неравномерности в потреблението на природен газ и осигуряването на аварийен резерв при непредвидени и форсмажорни ситуации.

Общо нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2022 г. са 4 564 GWh, а добитите количества са 2 555 GWh. Спадът в добитите количества природен газ може да бъде характеризирани като временен и се дължи, от една страна на меката зима и от друга страна, на високите цени на газ през нагнетателния период.

1.1.5. Местен добив на природен газ

Добив на природен газ се осъществява от „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и „Петрокелтик България“ ЕООД.

От 2004 г. „Петрокелтик България“ започна местен добив на природен газ, първоначално от находище „Галата“, а след това и от новооткритите находища „Калиакра“ и „Каварна“, за които „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя достъп до газопреносната мрежа във входна точка ГИС Галата.

Добив осъществява и компанията „Проучване и добив на нефт и газ“ АД във входна точка ГИС Долни Дъбник.

Настоящата експлоатация на газовите находища в страната е ограничена и не се очаква да има значително увеличение на добива в бъдеще. Въпреки това, бъдещият добив може да нарасне, предвид продължаващите дейности по търсене и проучване, включително в акваторията на Черно море.

1.2. Пазарен потенциал и перспективи за развитие

България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура и с изпълнението на вече реализираните и на планираните нови проекти има потенциал да се превърне във важен фактор за осигуряване на енергийната сигурност и диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за България и страните от региона.

Природният газ е в основата на политиката на ЕС за намаляване на парниковите емисии до 2030 г. Газовата инфраструктура ще има ключова роля за декарбонизацията и постигането на въглеродна неутралност до 2050 г. Политиката на ЕС е насочена към преустановяване използването на въглища и поетапно увеличение на използването на алтернативни екологосъобразни енергоносители като водорода.

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.

Към момента делът на битовото газоснабдяване в България остава нисък в сравнение с други страни членки на ЕС. Насърчаването на газификацията, разширението на мрежите на разпределителните дружества и тенденциите за намаляване на потреблението на твърди и течни горива за сметка на природен газ предпоставят и повишаване на използването на природен газ в битовия сектор.

С изграждането на проектите за нова газова инфраструктура в страната и региона се очаква значително повишение на количествата природен газ от алтернативни източници, които ще бъдат пренасяни през газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД както за България, така и за страните от региона.

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ цели увеличаване на обема на активния газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на дневните капацитети на добив и нагнетяване до 8-10 млн.м³/ден. Увеличените капацитети ще гарантират сигурността на доставките на природен газ и ще допринесат за подобряване на конкуренцията и достъпа до

природен газ от алтернативни източници. По този начин проектът ще спомогне за повишаване на ликвидността на газовите пазари в България и региона.

Интерконекторът България-Сърбия с капацитет 1,8 млрд. м³ годишно и възможност за реверсивен поток ще даде възможност за диверсификация на доставките на природен газ за региона, чрез осигуряване на нови източници и маршрути на доставка на природен газ. България ще получи достъп до източници на газ от Западна Европа по изцяло нов маршрут, а Сърбия до терминалите за втечен природен газ и други алтернативни източници в региона.

„Булгартрансгаз“ ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на „Газтрейд“ С.А. - проектната компания, която реализира „Независимата система за природен газ Александруполис“ с капацитет за регазификация на 5,5 млрд. м³ природен газ годишно. Българското участие в проекта е стратегически важно за диверсификацията и сигурността на енергийните доставки за България и останалите страни в региона.

Принос за подобряване на сигурността, диверсификацията на източниците и маршрутите на доставките и повишаване на ликвидността на пазара ще има и съвместната инициатива Solidarity Ring (STRING) на газопреносните оператори „Булгартрансгаз“ ЕАД, Transgaz S.A. (Румъния), FGSZ Ltd. (Унгария), Eustream (Словакия) и държавната петролна компания SOCAR (Азербайджан).

Значимостта на инициативата беше потвърдена на 25.04.2023 г. в гр. София с подписването на Меморандум за насърчаване на сътрудничеството между газопреносните оператори и SOCAR от министрите на енергетиката на България, Румъния и Азербайджан, министъра на външните работи и търговията на Унгария и министъра на икономиката на Словакия.

Целта на Solidarity Ring е осигуряване на алтернативен газов коридор за доставки на допълнителни количества природен газ от Азербайджан, през газопреносните мрежи на България, Румъния, Унгария и Словакия. Инициативата е отворена за присъединяване на други участници с оглед стремежа на страните от региона за диверсификация на доставките и наличието на възможности за осигуряване на допълнителни количества газ, в т.ч. LNG, от алтернативни източници.

Инициативата е подкрепена от Европейската комисия и е ключова за повишаване на сигурността на доставките на природен газ за Европейския съюз, както и за региона на Централна, Източна и Южна Европа.

Очаква се въз основа на сключения на 18.07.2022 г. „Меморандум за разбирателство за стратегическо партньорство в областта на енергетиката“, между Европейската комисия и Азербайджан, да бъдат значително повишени доставките на природен газ за европейските пазари, достигайки до 20 млрд.м³/годишно до 2027 г.

Първоначално, по маршрута на Solidarity Ring ще може да се осъществява пренос на до 5 млрд. м³ природен газ годишно чрез съществуващите мрежи. При наличие на търговски интерес и реализация на съответните проекти за повишаване на техническия капацитет за пренос на всеки оператор, ще бъде осигурена възможност за доставки на природен газ от алтернативни източници.

Дружеството планира проекти, свързани с оценка на възможностите и последващ ретрофитинг на съществуващата инфраструктура за осигуряване на пригодност за смесване на природния газ с водород и за изграждане на изцяло водородна инфраструктура от района на София до българо-гръцката граница при IP Кулата/Сидирокастро. „Булгартрансгаз“ ЕАД разработва проект за изграждане в източномаришкия въглищен регион на нова газопреносна инфраструктура, пригодна за пренос на водород, нисковъглеродни газообразни горива и техните смеси с природен газ. Описаните перспективи са в основата на целите и инвестиционните планове на „Булгартрансгаз“ ЕАД и намират отражение в цялостната корпоративна политика, насочена към установяването на България като значим регионален газоразпределителен център.

2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА

С реализацията на мащабните проекти в региона за развитие на газопреносната инфраструктура, повишаване на капацитетите за съхранение на газ и новите LNG терминали, както и потенциала на местния добив, се очаква повишаване на потреблението на природен газ в условията на висока конкуренция и ликвидни пазари.

Подобряването на междусистемната свързаност в региона и осигурените алтернативни маршрути на доставка ще подпомогнат енергийните потребители да се възползват от възможностите на „Газов хъб Балкан“ ЕАД и значимите нови инфраструктурни проекти.

От своя страна това ще допринесе за повишаването на енергийната сигурност, диверсификацията по отношение източниците на доставка и постигането на пазарна интеграция на държавите в региона.

Прегледът на пазарите на природен газ в съседните страни очертава основните тенденции за развитие в условията на диверсификация и все по-осезаема ценова конкуренция.

2.1 Гърция



Газопреносна инфраструктура в Гърция. Източник: ENTSOG

Потреблението на природен газ в Гърция през 2022 г. възлиза на 5,2 млрд. м³, което представлява спад от приблизително 19% на годишна база спрямо 2021 г. (6,45 млрд. м³). Производството на електроенергия заема значителен дял от годишната консумация на газ. Потреблението в страната се осигурява основно от внос през България, Турция, Трансадриатическия газопровод и от източници на втечен природен газ.

Гръцкият газопреносен оператор DESFA S.A. разработва проекти за поетапно повишаване на техническия капацитет за пренос на националната газопреносна система на Гърция, чрез модернизация на съществуващите и изграждане на нови компресорни станции. Планираните инвестиции ще позволят повишаване на капацитета от Гърция към България в IP Кулата/Сидирокастро до 9,5 млн. м³/ден. Реализацията им ще осигури допълнителни количества от алтернативни източници на природен газ за региона.

Сред приоритетите е строежът на нови интерконектори със съседни страни и LNG терминали, като все повече ще се разчита на източници в района на САЩ, Средиземно море, Близкия Изток и Централна Азия. Към момента Гърция разполага с един действащ терминал за втечен природен газ в Ревитуса. От началото на 2024 г. се планира да бъде въведен в експлоатация и терминалът в Александруполис. Очаква се до 2024 г. LNG терминалите в страната да станат пет, с общ капацитет за регазификация до 25,7 млрд.куб.м/г.

Съществуваща и планирана LNG инфраструктура в Гърция:

Име на съоръжението	Година на въвеждане в експлоатация	Тип	Оператор	Капацитет за регазификация (млрд. м ³ годишно)
Revithoussa LNG Terminal	1999	Наземен	DESFA	7
Alexandroupolis LNG Terminal	Q1 2024	Плаващ	Gastrade	5,5
Dioriga Gas FSRU	Q4 2024	Плаващ	Dioriga Gas	2,5
Thrace LNG	Q4 2024	Плаващ	Gastrade	5,5
Argo FSRU	Q4 2024	Наземен	Medgas	5,2

Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB)

Междусистемната газова връзка Гърция-България, въведена в търговска експлоатация през м. октомври 2022 г., разполага с капацитет за пренос в посока от Гърция към България до 3 млрд. м³/г. Съществува възможност за увеличаване на преносния капацитет до 5 млрд. м³/г., чрез изграждане на компресорна станция на територията на Гърция.

Трансадриатически газопровод (TAP)

Трансадриатическият газопровод (TAP) с дължина от 878 км е част от Южния газов коридор, транспортиращ природен газ до Европа от находището Шах Дениз II в Азербайджан. Текущият годишен капацитет е 10 млрд. м³/г., с възможност за удвояване. Газопроводът е свързан с Трансанадолския газопровод (TANAP) на турско-гръцката граница и преминава през Гърция, Албания, Адриатическо море, като достига до крайната си точка в южната част на Италия. Търговската експлоатация на газопровода започна през ноември 2020 г.

EastMed

Проектът предвижда изграждане на газопровод с обща дължина от 2000 км за пренос на природен газ от находищата в Източното Средиземноморие до Европа. Газопроводът се състои от пет секции, свързващи Левантийския басейн - Кипър - Крит – Пелопонес – Теспротия.. Проектният капацитет е 11 млрд. м³/г., с възможности да достигне до 20 млрд. м³/г. Газопроводът EastMed е проект от „общ интерес“, включен в Петия списък на ЕК и има перспектива да се превърне в алтернативен енергиен коридор за Европа, осигурявайки достъп до находищата в Левантийския басейн.

Poseidon

Проектът предвижда изграждане на 210 км морски тръбопровод през Гърция до Италия. Планира се Poseidon да бъде свързан с газопровода EastMed в Теспротия. Първоначално предвиденият капацитет е 12 млрд. м³/г. с възможност за разширение до 20 млрд. м³/г. Реализирането на проекта ще осигури възможност за Италия и Европейските страни за доставка на природен газ от Каспийско море или Близкия изток. Проектът е включен и в Петия списък с проекти от „общ интерес“ на ЕК. Очаква се изграждането на газопровода да стартира през 2025 г. и да завърши 2028 г.

Revithoussa LNG Terminal

Терминалът за втечен природен газ в Ревитуса разполага с годишен капацитет за регазификация до 7 млрд. м³ и капацитет за съхранение 225 000 хил. м³. Чрез него се постига по-висока ликвидност на пазара на природен газ и допринася за сигурността на газовите доставки за Гърция и региона.

През 2019 г. чрез терминала бяха осъществени първи доставки за българския пазар на втечен природен газ, включително от САЩ.

Alexandroupolis Independent Natural Gas System

Терминалът е с проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция до 5,5 млрд. м³/г. Капацитетът за съхранение е 153,500 хил. м³. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ и др.

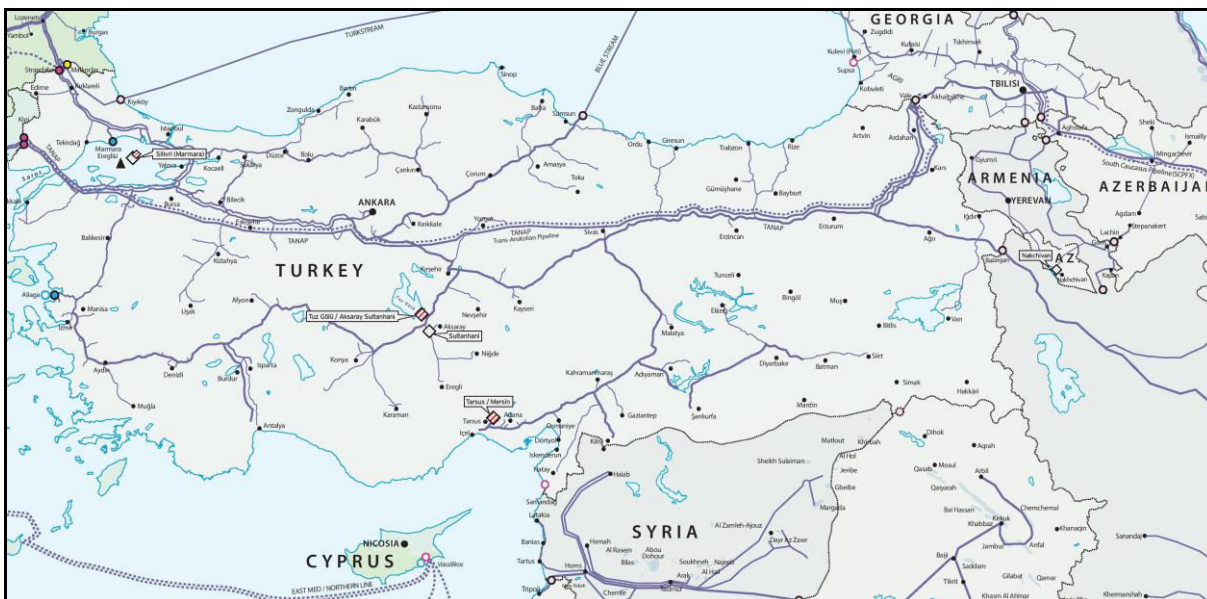
През м. август 2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД подписа окончателното споразумение за покупко-продажбата на 20% от капитала на „Gastrade“ S.A. – проектната компания за реализация на терминала. На 28 януари 2021 г. след разрешение от Комисията за защита на конкуренцията на Р. България процесът по придобиване на акции от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД в проектната компания бе финализиран.

През м. януари 2022 г. беше взето окончателно инвестиционно решение за изграждането на проекта. Очаква се терминалът да бъде въведен в търговска експлоатация до 01.01.2024 г.

Проектът ще бъде в синергия с разширението на подземното газохранилище „Чирен“. Строителството на терминала също така ще допринесе за реализиране на цялостната концепция за Газов хъб „Балкан“, която предвижда чрез изграждане и развитие на необходимата газопреносна инфраструктура да се свържат пазарите на природен газ на страните в Централна и Източна Европа.

Към момента Гърция не разполага със собствено подземно газохранилище.

2.2 Турция



Газопреносна инфраструктура в Турция. Източник: ENTSOG

Потреблението на природен газ в Турция през 2022 г. възлиза на около 52 млрд. м³, което е спад от приблизително 15% на годишна база спрямо 2021 г. (59,6 млрд. м³). През зимния период пиковото потребление достига нива от 250-300 млн. м³ на ден, като се очаква търсенето да нараства в бъдеще поради растежа на икономиката на страната.

Значителен дял от природния газ в Турция се използва за генериране на електрическа енергия. Очаква се в бъдеще търсенето да се увеличава, тъй като Турция планира изграждането на нови газови електроцентрали. След наскоро откритите офшорни газови находища със значителни запаси се планира голяма част от производството на електроенергия в страната да се покрива от местния добив.

Турция добива малки количества природен газ, около 300-400 млн. м³, които покриват незначителна част от вътрешното потребление. Същевременно в края на 2022 г. беше обявено откриването на 58 млрд. м³ в кладенеца Саусита-1 в северозападната част на газовото находище Сакария в Черно море. С това, откритията на газови находища в турската акватория на Черно море достигат до 710 млрд. м³.

Делът на руския газ, който страната внася чрез двата газопровода през Черно море - „Син поток“ и „Турски поток“ в последните години намалява. Това се дължи на факта, че снабдяването се диверсифицира чрез доставки от Иран и Азербайджан, както и втечен природен газ от различни източници.

Чрез Трансанадолския газопровод (TANAP) се осъществяват доставки от азербайджанското находище „Шах Дениз II“. Капацитетът на първия етап е 16 млрд. м³/г., от които 10 млрд. м³/г. се транзитират до европейските пазари, а за вътрешно потребление в Турция са предназначени 6 млрд. м³/г.

Турция разполага с пет терминала за втечен природен газ (три плаващи и два

наземни) с общ капацитет за регазификация над 53 млрд. м³ газ годишно, като за част от тях се предвижда разширение в следващите години. В края на 2022 г. беше въведен в експлоатация трети плаващ терминал (Saros FSRU), опериран от BOTAS S.A.

LNG инфраструктура в Турция:

Име на съоръжението	Година на въвеждане в експлоатация	Тип	Оператор	Капацитет за регазификация (млрд. м ³ годишно)
Marmara Ereğlisi LNG Terminal	1994	Наземен	BOTAS	12,80
Aliaga Izmir LNG Terminal	2006	Наземен	EgeGaz	13,80
Aliaga Etki LNG Terminal (Turquoise)	2016	Плаващ	Etki Liman	7,30
FSRU Dörtyol (Ertuğrul Gazi)	2018	Плаващ	BOTAS	9,70
FSRU Gulf of Saros	2022	Плаващ	BOTAS	9,70

Делът на LNG в Турция за 2021 г. е в размер 24% от общия внос и е в размер на 14.1 млрд. м³. Основните източници на доставки на LNG в страната се осъществяват от Алжир, САЩ, Нигерия, Египет и др.

През м. декември 2022 г. приключи разширението на капацитета за съхранение на газовото находище Silivri до 4,6 млрд. м³ и дневен капацитет от 75 млн. м³.

През м. януари 2023 година беше сключено споразумение между турската енергийна компания BOTAS S.A. и обществения доставчик на Р България, с което се осигурява достъп до терминалите за регазификация на втечен природен газ в Турция и последващия му пренос до територията на България. Споразумението е със срок 13 години и предоставя възможност за трансфер на до 1.5 млрд. м³ газ годишно между газопреносните системи на двете държави.

2.3 Румъния



Газопреносна инфраструктура в Румъния. Източник: ENTSOG

Потреблението на природен газ в Румъния през 2022 г. възлиза на 10,2 млрд. м³., което е спад от приблизително 16% на годишна база спрямо 2021 г. (11,7 млрд. м³.) Страната разполага със значителен местен добив, достатъчен за задоволяване на около 70% от потреблението в страната. Румъния разполага с шест газохранилища с общ капацитет от 3,1 млрд. м³. През зимния период пиковото потребление достига нива от 65 млн. м³ на ден.

Необходимите допълнителни количества за задоволяване на търсенето в страната се осигуряват от внос, в т.ч. през точките на междусистемно свързване с България.

Румъния се характеризира с добре развита газопреносна инфраструктура и междусистемна свързаност с Украйна, България, Унгария и Молдова и висока степен на развитие на разпределителните мрежи.

Програмата за развитие на газовата инфраструктура в Румъния е обвързана до голяма степен с развитието на находищата в Черно море.

Междусистемна газова връзка Румъния – Сърбия

Проект за изграждане на газопровод с дължина 97 км., от които 85 км. на територията

на Румъния и 12 км. на територията на Сърбия. Към момента Румъния разполага с точки на междусистемно свързване с всички съседни страни, с изключение на Сърбия. Интерконекторът ще осигури свързаност на газопреносните мрежи на двете страни, осигурявайки двупосочен капацитет за пренос в размер на 1,6 млрд. м³/г.

2.4 Република Северна Македония



Газопреносна инфраструктура в Р. Северна Македония. Източник: ENTSOG

Потреблението на природен газ в Северна Македония е все още ниско. За 2022 г. възлиза на 0,28 млрд. м³, което е спад от над 33% на годишна база в сравнение с 2021 г. (0,42 млрд. м³).

Газопреносната инфраструктура с високо налягане захранва основно района на гр. Скопие. Пазарът на природен газ е в процес на развитие. Към настоящия момент природният газ се използва предимно в промишления сектор и местните топлофикационни дружества. Поради липсата на газопреносна инфраструктура, потребителите в югоизточната част на страната се захранват с компресиран природен газ, внесен от България.

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 топлинна и електрическа енергия (CHP). В края на 2022 г. правителството на Р Северна Македония предостави статут на стратегически инвестиционен проект на новоизграждащата се централа за комбинирано производство в Скопие.

В тази връзка, Р Северна Македония и Албания сключиха Меморандум за разбирателство в областта на енергетиката, предвиждащ засилване на сътрудничеството при планирането на нова газова инфраструктура, възобновяемата

енергия и изграждането на нов LNG терминал във Вльора.

В края на 2022 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и „ГА-МА“ АД (преобразувано в „НОМАГАС“ АД) сключиха Споразумение за междусистемна свързаност за точката Кюстендил/Жидилово. Със споразумението се повишава техническият капацитет за пренос на газ към Северна Македония с 500 хил. м³/д. или увеличение със 182 млн. м³/г. Документът има ключова роля за диверсификацията и повишаването на сигурността на доставките на природен газ в Северна Македония. Кюстендил/Жидилово е единствената входна точка за доставки на природен газ в страната, която не разполага със собствени находища и хранилище за природен газ. След подписването на споразумението Северна Македония получи възможност за диверсификация на доставките чрез достъп до алтернативни източници на газ, включително LNG.

Проектът Междусистемна газова връзка Гърция-Северна Македония предвижда изграждане на газопровод с обща дължина от 123 км., от които 68 км. са на територията на Р Северна Македония. Капацитетът на газопровода се планира да бъде до 1.5 млрд. м³/г.

Разглежда се и проект за втора връзка между газопреносните системи на България и Северна Македония с трасе Петрич-Струмица, който ще осигури допълнителна възможност за диверсификация и гарантиране на доставките на газ за Северна Македония.

2.5 Сърбия



Газопреносна инфраструктура в Сърбия. Източник: ENTSOG

През 2022 г. потреблението на природен газ в Сърбия се запазва около 3 млрд. м³. Добив на природен газ в Сърбия се осъществява в района на Войводина от компанията „Naftna Industrija Srbije“. Местният добив задоволява около 12% от търсенето, докато останалите количества природен газ се осигуряват предимно чрез внос от Руската федерация въз основа на дългосрочни договори.

През м. юни 2022 г. Сърбия и Унгария подписаха двустранно споразумение за сътрудничество в енергийния сектор, съгласно което Сърбия може да съхранява 500 млн. куб. метра в две унгарски газохранилища.

Основните количества внос на природен газ за Сърбия се осъществяват от Руската федерация през България.

Важен проект е реализирането на планираната междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS), която е обявена от Европейската комисия за проект от „общ интерес“, включен в Петия списък с проекти от общ интерес за ЕС. Газопроводът ще има капацитет от 1,8 млрд. м³/г. с възможност за реверсивен поток. Предвижда се интерконекторът да бъде въведен в експлоатация до м. октомври 2023 г. Изграждането на реверсивна газова междусистемна връзка България-Сърбия ще даде възможност за диверсификация на доставките на природен газ за региона, чрез осигуряване на нови източници и маршрути на доставка на природен газ. България ще получи достъп до източници на газ от Западна Европа по изцяло нов маршрут, а Сърбия до терминалите за втечен природен газ и други алтернативни източници в региона.

2.6 Текущо състояние, пазарен потенциал и перспективи за развитие

На Европейския съюз се пада дял от около 12,1% от световното потребление на природен газ, но в същото време ЕС притежава само 0,6% от глобалните газови запаси. Това прави ЕС до голяма степен зависим от внос на природен газ.

През 2022 г. вносът на тръбопроводен газ от Русия за ЕС бележи значителен спад от над 70 млрд. м³ на годишна база в сравнение с 2021 г. Намалените количества са компенсирани от увеличен внос на LNG и тръбопроводен газ от алтернативни източници.

На ниво ЕС се наблюдава увеличаване на вноса на LNG за ЕС от САЩ, Катар, Алжир, Нигерия, Тринидад и Тобаго. Към момента търсенето на втечен природен газ е голямо на азиатските пазари, но перспективите са за значително увеличаване и на европейските пазари на природен газ. Съгласно доклад на ЕК през първите три тримесечия на 2022 г. страните от ЕС са внесли 97.9 млрд. м³ втечен природен газ, което е повишение с над 40% на годишна база спрямо 2021 г. (58,3 млрд. м³). Количествата са осигурени предимно от САЩ, с дял от 45% от общия внос на LNG.

В концепцията за повишаване на енергийната сигурност на ЕС е заложено увеличение на снабдяването на страните членки с LNG чрез изграждането на инфраструктура, осигуряване на достъп на вътрешните пазари до глобалния пазар на втечен природен газ, като и преодоляване на участъците с недостатъчен капацитет в инфраструктурата.

В последните години „Булгартрансгаз“ ЕАД направи значителни инвестиции в рехабилитацията, модернизацията и повишаването на капацитета на съществуващата газова инфраструктура. Страната активно работи за повишаване на енергийната сигурност чрез ускоряване на процеса на диверсификация на източниците и трасетата за доставка на природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с необходимата инфраструктура, способна да задоволи търсенето в страната по различни, независими един от друг маршрути. Дружеството успешно си сътрудничи с газопреносните оператори от страните в региона. Доказателство за това е реализацията на съвместни проекти, които способстват за диверсификация на източниците на природен газ и повишаване на енергийната сигурност.

Реализират се значителни доставки от различни източници, като Азербайджан, САЩ и

други, в т.ч. доставки на втечен природен газ от терминала в Ревитуса, Гърция. Изграждането на LNG терминала в Александрополис и другите планирани терминали в региона допълнително ще допринесе за повишаването на сигурността на доставките, диверсификацията и конкуренцията в полза на крайните потребители чрез осигуряване на избор от ценови условия.

Развитието на междусистемната свързаност между България и страните от региона е от съществено значение за постигането на пазарна интеграция. Налице са обективни очаквания за ръст на потреблението на природен газ.

Проектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“, повишаване на техническия капацитет в точките на междусистемно свързване и развитието на българската газопреносна инфраструктура ще допринесат за постигането на по-висока степен на пазарна интеграция и гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, осигуряване на достъп до различни източници на природен газ, в т.ч. и терминали за втечен природен газ.

Проектът за изграждане на терминала за втечен газ „Александрополис“, в който „Булгартрансгаз“ ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на проектната компания, има стратегически важно значение за диверсификацията и сигурността на енергийните доставки за България и останалите страни в региона.

В период до 2024 г. дружеството планира да изпълни проекта за разширение на ПГХ „Чирен“. Осигуряването на допълнителен обем за съхранение ще насърчи търговията с природен газ, ще повиши пазарната конкуренция и ще допринесе за функционирането на ликвиден газов пазар. Разширението на ПГХ „Чирен“ е в синергия и с проекта за LNG терминал край Александрополис и ще даде възможност на търговците и потребителите на газ в региона да се възползват в пълна степен от динамичното развитие и конкурентните предимства, осигурявани от пазара на втечен природен газ.

Инициативата Solidarity Ring (STRING), предложена от „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвместно с Transgaz S.A. (Румъния), FGSZ Ltd. (Унгария) и Eustream a.s. (Словакия), осигурява сигурен алтернативен маршрут за газови доставки в достатъчно големи обеми през съществуващите мрежи на операторите. В кратки срокове и с минимални подобрения на наличната инфраструктура, проектът би могъл да пренася до 5 млрд. куб. м. природен газ годишно от Турция и Гърция към Източна, Централна и Западна Европа през територията на България, Румъния, Унгария и Словакия, като в бъдеще може да се увеличи до 20 млрд. куб. м. годишно. Това ще даде възможност на европейските потребители да получат повече количества природен газ от газопроводите от Южния газов коридор. Инициативата е в съзвучие с плана REPowerEU и с Меморандума за разбирателство за стратегическо партньорство в областта на енергетиката, подписан от председателя на Европейската комисия Урсула фон дел Лайен и президента на Азербайджан Илхам Алиев на 18 юли 2022 г. На 25.04.2023 г. в тази връзка в София беше подписан Меморандум за разбирателство между съответните министри на България, Румъния, Унгария, Словакия и Азербайджан за насърчаване на сътрудничеството между газопреносните оператори по инициативата и Държавна петролна компания на Азербайджан – SOCAR.

„Булгартрансгаз“ ЕАД планира проекти с положителен трансграничен ефект, които ще доведат до повишаване на капацитетите за пренос на газ от Гърция към България, както и от България към Румъния и Северна Македония. Тези проекти са предложени за включване в специалната глава REPowerEU на Националния план за възстановяване и устойчивост. Планира се да бъдат въведени в експлоатация през 2025-2026 г., създавайки условия за повишаване на диверсификацията в региона и гарантиране на сигурността на снабдяването.

Развивайки газопреносната си инфраструктура и капацитета за съхранение, и осигурявайки нови маршрути за доставка и трансграничен пренос на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е адекватен на тенденцията за увеличаващ се внос и диверсифициране на източниците на доставка, а също така и по отношение на общоевропейските приоритети в областите климат и енергетика.

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 нови източници. Ще бъдат създадени благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост, което ще доведе и до увеличаване на обемите газ, търгувани на газовата борса.

С оглед очакваните промени, произтичащи от „Зелената сделка“ и постигането на индикативните цели до 2030 г. и 2050 г. са в ход дейности свързани с тенденциите на ЕС за енергиен преход чрез улесняване на навлизането на възобновяеми и нисковъглеродни газове, включително водород.

Част от държавите вече са разработили стратегии и пътни карти за внедряването на водорода в съществуващата инфраструктура.

По данни на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ (ENTSOG) за включване в Десетгодишния план за развитие на мрежите за 2022 г. на ENTSOG са подадени 167 проекта в областта на водородната енергетика. Проектите обхващат производството на водород, изграждането на изцяло водородна инфраструктура и промяна на предназначението на преносната инфраструктура и горивната база.

Като отговорна компания „Булгартрансгаз“ ЕАД приветства плановете на Европейския съюз за декарбонизация на енергийния и промишления сектор и се стреми да бъде адекватна на приетите общоевропейски приоритети в областите климат и енергетика. В тази връзка българският преносен оператор, от 2021 г. участва в инициативите „European Clean Hydrogen Alliance“ и „European Hydrogen Backbone“, имащи за цел широко внедряване на водородни технологии и създаване на модел на общоевропейска инфраструктура за пренос на водород.

В контекста на Пътната карта за водород в Европа и в съответствие със стратегическите цели и приоритети в областта на енергетиката и климата на България, „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда:

- ретрофитинг на съществуващата газопреносна инфраструктура за осигуряване на пригодност за работа с до 10% водород;

- нова инфраструктура за водород между региона на София и българо-гръцката граница в района на Кулата.

През м. октомври 2022 г. ЕК откри процедура за набиране на проекти от „общ интерес“ (ПОИ), по смисъла на Регламент (ЕС) 2022/869 от 30 май 2022 г. Акцент се поставя върху декарбонизацията и постигането на целите на Съюза до 2030 г. и 2050 г. като инфраструктурата за водород и интелигентните мрежи са определени за приоритетни. Проектите с водородна насоченост на „Булгартрансгаз“ ЕАД са предложени за включване в списъка с проекти от „общ интерес“, който се очаква да бъде публикуван до м. ноември 2023 г.

ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



ПГХ „Чирен“

1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

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

- Единно 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 газопреносната мрежа 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;
- Развитие на газопреносната мрежа при отчитане на икономическата целесъобразност и социално-икономическата потребност на страната ни;
- Достъп на клиенти до услугите по пренос на газ при условия на прозрачност и равнопоставеност, съобразно изискванията на националното и общностното законодателство и добрите европейски практики.

Преносът на природен газ за потребители в страната (включително количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“) през 2022 г. е 35 322 GWh и спрямо предходната година е намалял с 10%.

Пренесените количества природен газ за последните десет години (включително количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“) са изобразени на графиката:



Посочените като доставени количества природен газ в страната от внос и местен добив (35 322 GWh) и съответно - реално пренесените количества природен газ (28 203 GWh) се различават поради факта, че в дейността пренос влизат и:

1. Количествата, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“;
2. Разликата между добити и нагнетени количества в ПГХ „Чирен“;
3. Технологичните загуби, технологични разлики от класа на точност на измервателните уреди и др.

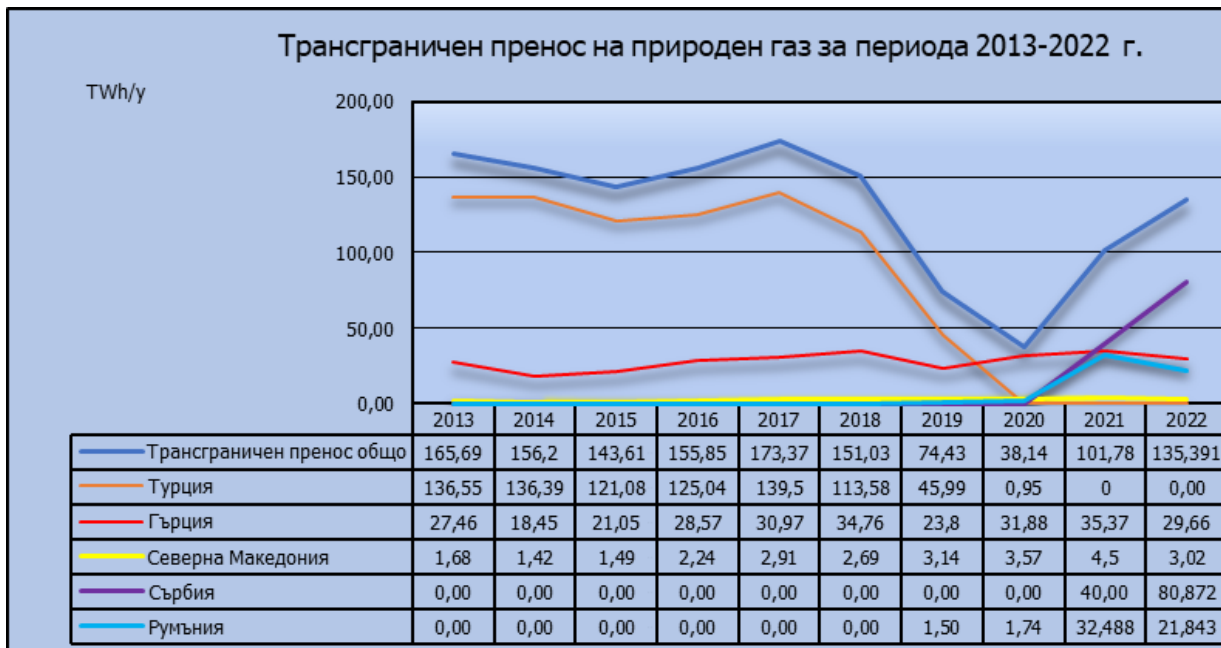
2. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Физически трансгранично пренесените количества природен газ през 2022 г. са 135,391 TWh или над 30% повече в сравнение с 2021 г. (101,778 TWh). Пренесените количества задоволяват 100% от потреблението в Р Северна Македония и значителна част от потреблението на Гърция и Сърбия.

Очаква се в следващите години, с реализацията на новите проекти за междусистемна свързаност, повишаване на техническия капацитет за пренос и други приоритетни проекти в региона, да се увеличат пренесените количества природен газ и да превишат нивата от 2021 и 2022 г.

Ръст в трансграничния пренос се очаква и в резултат от търсенето в ЕС за доставки от алтернативни източници на тръбопроводен газ и LNG, както и от споразумението на Европейската комисия и Азербайджан за допълнителни количества.

Трансграничният пренос през територията на България за периода 2013-2022 г. е представен по държави в следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2022 г. по държави е:



3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

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. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен“ е в състояние да покрива около 25-30% от дневните нужди през студените зимни месеци. Нагнетените и добитите

количества природен газ 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 дългосрочен план е перспективно превръщането му 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.

Проектите за увеличение на капацитетите за пренос със съседните страни, наред с терминала за втечен природен газ в Александрополис, ще повишат пазарната интеграция в региона и са предпоставка ПГХ „Чирен“ да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво.

В тази връзка стартира реализацията на проекта за разширение на капацитета на действащото газохранилище в Чирен.

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. Предвидено е обемът на активния газ в газохранилището да нарасне от 5 814 GWh до 10 570 GWh, а дневните капацитети за добив и нагнетяване да бъдат увеличени до 85-106,4 GWh/d.

През 2021 г. са нагнетени 3 930 GWh природен газ и са добити 4 961 GWh, а през 2022 г. са нагнетени 4 564 GWh природен газ и са добити 2 555 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 2021 г. и 2022 г.								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2021 г.		2022 г.		2021 г.		2022 г.	
	GWh	хил. м ³	GWh	хил. м ³	GWh	хил. м ³	GWh	хил. м ³
Януари	1 234,603	116 936	1 096,342	103 968	0	0	0	0
Февруари	1 008,092	95 499	521,792	49 436	0	0	0	0
Март	885,848	83 919	201,793	19 082	0	0	0	0
Април	115,904	11 026	50,075	4 729	0	0	108,626	10 257
Май	0,000	0	0,000	0	663,679	63 057	256,273	24 177
Юни	139,832	13 311	0,000	0	644,012	61 305	745,091	70 027
Юли	0,000	0	0,000	0	755,545	71 684	744,518	69 277
Август	0,000	0	0,000	0	821,713	77 740	830,918	76 962
Септември	0,000	0	0,000	0	743,672	70 390	798,588	74 739
Октомври	32,565	3 093	0,000	0	301,278	28 611	867,894	81 340
Ноември	550,139	52 136	87,436	8 141	0	0	212,173	19 755
Декември	994,227	94 369	597,795	55 198	0	0	0	0
Общо:	4 961	470 289	2 555	240 553	3 930	372 788	4 564	426 535

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



Измервателни линии в ГИС

1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Сценарият за търсенето на природен газ е разработен с отчитане на връзката между историческото потребление в страната и основните макроикономически показатели, сравнителен анализ на газовите пазари в ЕС и в България и очакваното повишено потребление, резултат от присъединяване на нови потребители и разширяване на производствените мощности.

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

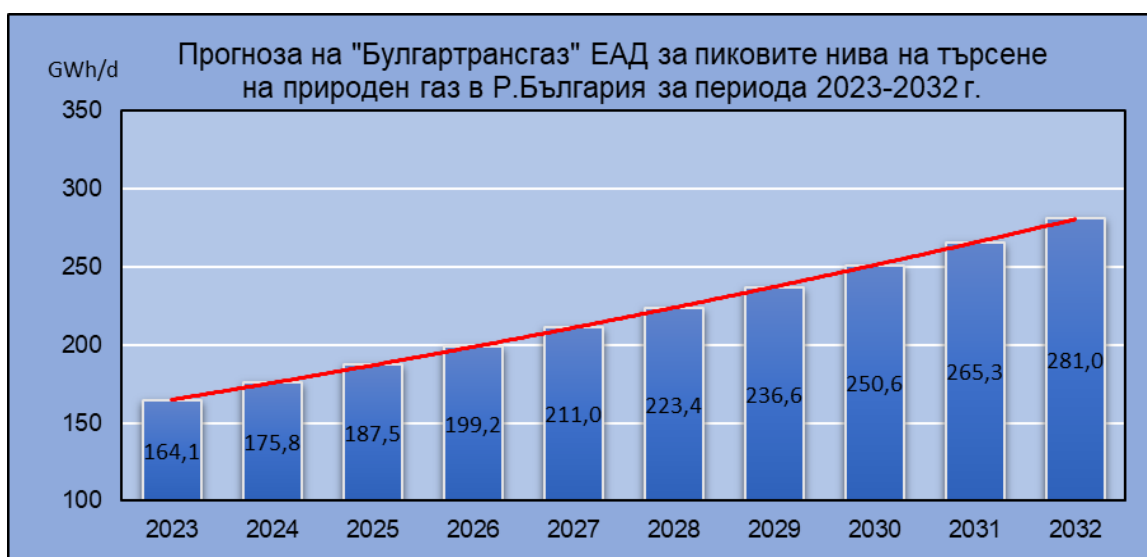
Основните допускания, направени въз основа на анализ на изминалия десетгодишен период и сравнителен анализ на пазара на природен газ в Европейския съюз, са следните:

- Устойчив икономически растеж;
- Възстановяване на икономиките след пандемията от COVID-19;
- Увеличаване на дела на природния газ в първичното и крайното енергийно потребление в държавите от региона във връзка с повишаване на степента на газификация и намаляване на използването на въглища;

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

- Повишаване на доставките на природен газ от алтернативни източници за България и страните в региона.

Прогнозата за потреблението на природен газ в България и очакваните пикови дневни нива на търсене през зимните месеци, е представена на графиките:



2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2022 г. търсенето на природен газ е задоволявано, както следва:

- Внос – 28 132 GWh (99,7 %);
- Местен добив – 71 GWh (0,3%).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ в страната за периода 2023-2027 г. е представена на графиката:



2.1 Внос

От 2019 г. благодарение на увеличението на капацитета за пренос от Гърция към България се осъществяват доставки от алтернативни източници. Миксът на природния газ от внос включва газ от нови източници, постъпващ по нови маршрути и доставчици, в резултат от реализацията на новите газови проекти и разработваните находища. Налице е тенденция за диверсификация на доставките на газ и за съседните страни.

Основните източници на природен газ за страните в региона в рамките на разглеждания период са:

- Повишаващи се количества природен газ от източници на Южния газов коридор - Каспийския регион, Близкия Изток и Източното Средиземноморие;
- Повишаващи се количества LNG от разнообразни източници, посредством терминалите в Гърция и Турция, плановете за увеличаване на капацитета на съществуващите терминали, както и за изграждане на нови;
- Природен газ от хъбовете в Западна и Централна Европа;
- Намаляващи количества руски природен газ;
- Добив в страните от региона.

2.2. Местен добив

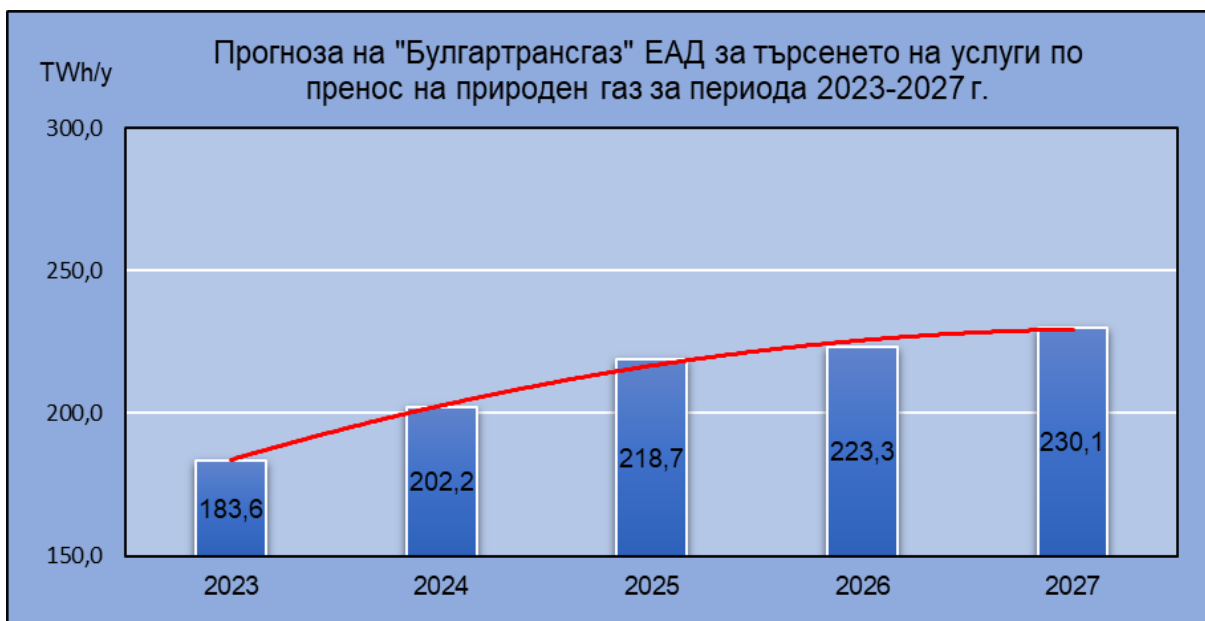
През 2023 г. местният добив се очаква да се задържи на незначително ниво. Предвид издадените разрешителни за търсене и проучване на нефт и природен газ, през следващите години може да се очаква местният добив в страната да се увеличи, в случай на нови открития на газови залежи в акваторията на Черно море.

3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА УСЛУГИ ПО ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ИНФРАСТРУКТУРАТА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД

„Булгартрансгаз“ ЕАД очаква в следващите години да се повишава търсенето на услугите по пренос на природен газ във връзка с:

- реализацията на концепцията за Газов хъб „Балкан“;
- развитието и установяването на ликвиден регионален газов пазар;
- разширението на капацитета на ПГХ „Чирен“;
- ускорената диверсификация на източниците на природен газ в региона на Югоизточна Европа;
- въвеждането в експлоатация на планираните нови междусистемни връзки;
- реализацията на проектите за нови LNG терминали в региона;
- утилизация на свободните капацитетни възможности на газопреносната система, която Дружеството оперира;
- повишаване на потреблението на природен газ в страната.

Прогнозата за пренесените количества природен газ до изходни точки на газопреносната система, вкл. точки на междусистемно свързване, е показана на следващата графика:



СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ



ГИС „Странджа“

Изчислението на стандарта N-1 е изготвено за периода 2023-2027 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:

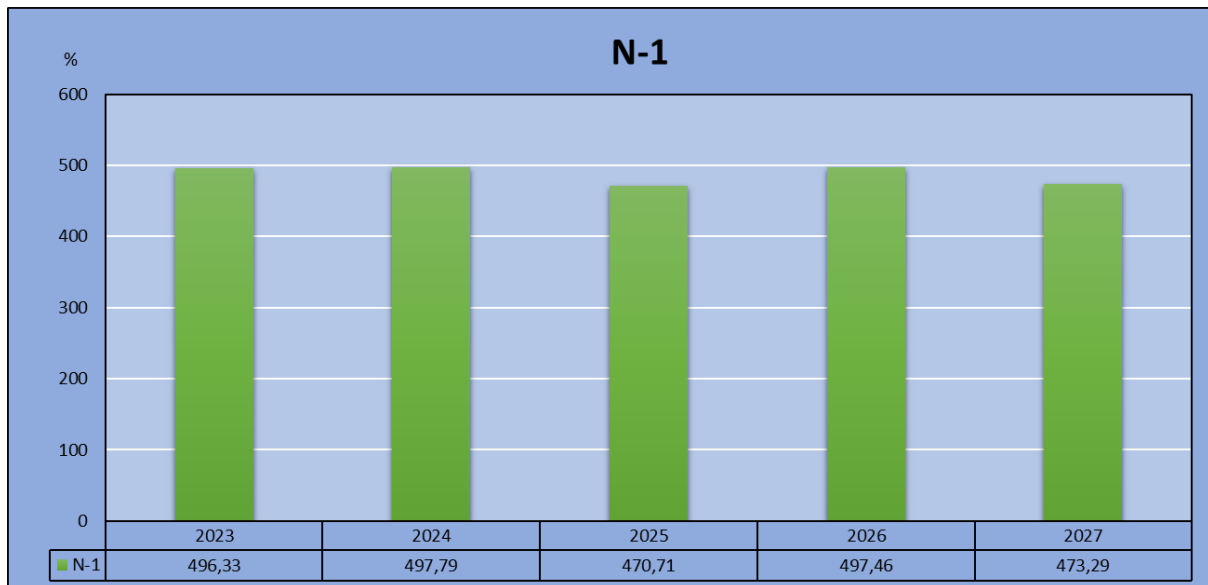
$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max}} \times 100$$

Където:

EP₁	Технически капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар, млн. м ³ /д.
EP₂	Технически капацитет на Негру вода 1/Кардам, млн. м ³ /д.
EP₃	Технически капацитет на интерконектор България-Сърбия, млн. м ³ /д.
EP₄	Технически капацитет на IP Кулата/Сидирокастро, млн. м ³ /д.
EP₅	Технически капацитет на IP Русе/Гюргево (IBR), млн. м ³ /д.
EP₆	Технически капацитет на интерконектор Гърция-България (IGB), млн. м ³ /д.
EP₇	Технически капацитет на IP Киреево/Зайчар, млн. м ³ /д.
LNG_m	Максимален технически капацитет на съоръженията за ВПГ
S_{max}	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен
P_{max}	Национално производство на газ – максимален възможен добив
D_{max}	Национално потребление - пиково потребление
I_{max}=EP₁	Най-голямата единична газова инфраструктура – IP Странджа 2/Малкочлар, млн. м ³ /д.

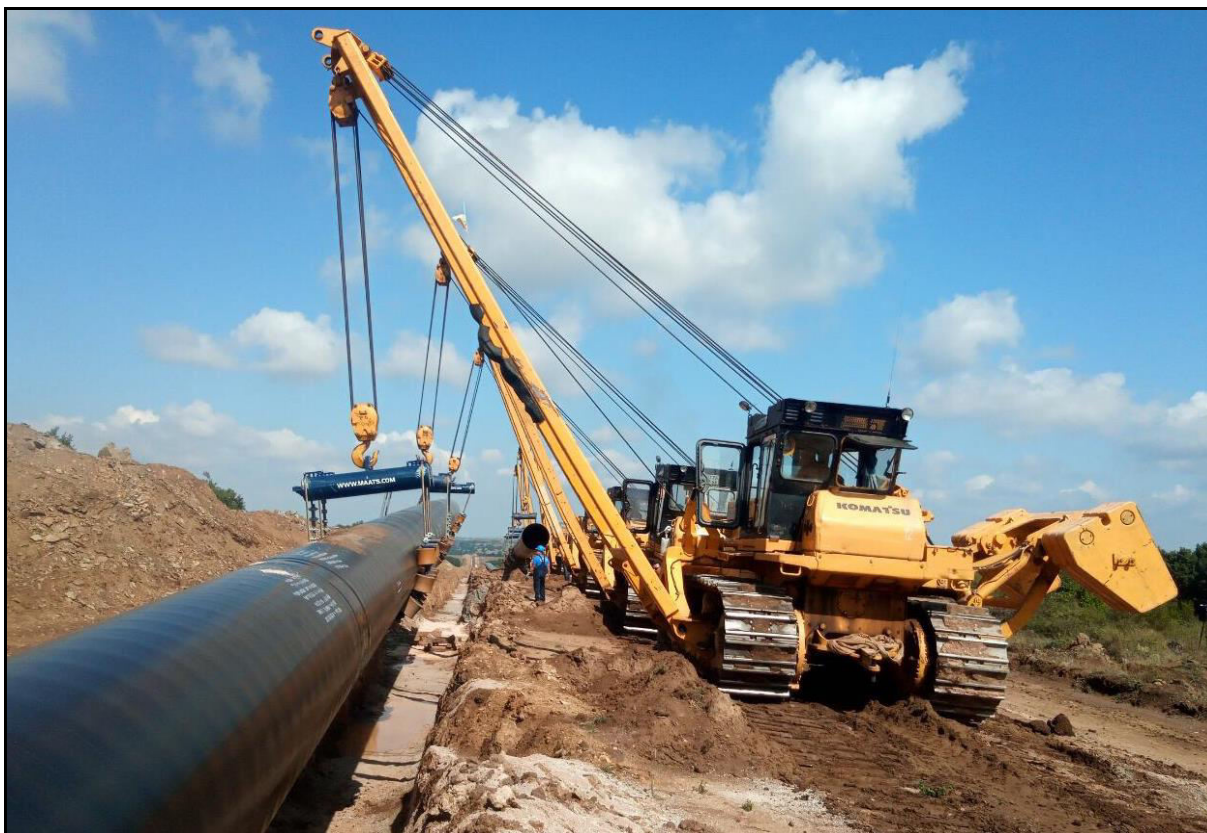
Резултатите от формулата N-1 за следващите 5 години, са следните (данните за капацитет във формулата N-1 са в млн. м³/д., във връзка с изискванията на Регламента):

Година	P _{max}	S _{max}	EP ₂	EP ₃	EP ₄	EP ₅	EP ₆	EP ₇	D _{max}	LNG _{max}	Ep ₁ =I _{max}	N-1
mcm/d												
2023	0,03	4,70	20,27		6,12	4,11	9,13	32,00	15,38	0,00	54,60	496,33
2024	0,03	5,40	20,27	5,00	6,12	4,11	9,13	32,00	16,48	0,00	54,60	497,79
2025	0,03	6,10	20,27	5,00	6,12	4,11	9,13	32,00	17,58	0,00	54,60	470,71
2026	0,03	6,80	20,27	5,00	9,50	4,11	15,22	32,00	18,68	0,00	54,60	497,46
2027	0,03	7,50	20,27	5,00	9,50	4,11	15,22	32,00	19,78	0,00	54,60	473,29



Изчисленията по формулата N-1 за стандарта за инфраструктура илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата съществуваща инфраструктура е в състояние да осигури необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на газ на територията на Р. България, за един ден с изключително голямо търсене на природен газ.

В последните години „Булгартрансгаз“ ЕАД реализира значителен напредък за осигуряване на междусистемна свързаност с газопреносните системи на съседните страни, повишаване на капацитетите за пренос и осигуряване на възможност за снабдяване с природен газ в страната по различни маршрути. Дружеството разполага с алтернативни маршрути за доставка на природен газ, позволяващи, независимо един от друг, да бъде напълно задоволено търсенето на природен газ в страната.

ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2023-2032 Г.

Строителство на линейна част на газопровод високо налягане

„Булгартрансгаз“ ЕАД осигурява сигурност, надеждност и свободен и равнопоставен достъп до газовата инфраструктура. Това е предпоставка за развитието и либерализацията на вътрешния газов пазар и за интегриране на газопреносната система с регионалната и европейската, с цел създаване на единен, конкурентен общоевропейски газов пазар.

Анализът на търсенето и предлагането, оценката на риска, както и задълженията на комбинирания газов оператор към обществото, определят необходимите инвестиции, планирани да бъдат извършени в периода 2023-2032 г.

Предвидените за периода 2023-2032 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 маршрутите за доставка на природен газ, в резултат по-голяма енергийна независимост чрез:

- Развитие на свързаността за достъп до Южния газов коридор и терминалите за втечен газ в региона за осигуряване на диверсификация на източниците и маршрутите на доставка на природен газ за, България, страните от региона и Европа;
- Присъединяване на нови добивни предприятия в страната към газопреносната мрежа;
- Дигитализация на системите 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 (2023–2032 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 2023–2025 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 2023–2032 г. – Таблица 2;
- Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2023–2032 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 2023 – 2025 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 2023–2025 г., в окрупнен вид, са представени в следващата Таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнало преди 2023 г. или се планира да завърши след 2025 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 2023 – 2025 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2023-2025 Г.		
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2024-2025	3 690
КС „Вълчи дол“ – ремонт КРУ 6 kV	2023	1 788
2. Инвестиции на съществуващи АГРС и ГРС		
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС и ГРС: АГРС „Самоков“ – ново външно ел. захранване, ГРС „Страшимирово“ – външно ел. захранване, ГРС „Плевен“ - собствен водоизточник за противопожарни нужди, АГРС "Кубрат" - ново външно ел.захранване, Изграждане на съоръжение против наводнения на ГРС-2	2023-2024	348
3. ПГХ Чирен		
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; ремонт на котелно помещение с подмяна на котел;	2023	165
4. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006 г.		
Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци;	2023-2024	42 045

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2023 – 2025 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
Подмяна участък ЛК Калугерово - ЛК Врачеш; Подмяна участък ЛК Горни Богров - ОС Нови Искър		
5. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г.		
Реконструкция на защитни съоръжения; възстановяване на земното покритие на газопроводи за Гърция и Македония, реконструкция или ремонт на очистни съоръжения: ОС „Стряма“, ОС Кардам на ТГ1 Ду 1200; ОС "Кардам", ОС "Одринци", ОС "Рупча" и ОС "Лозенец" на ТГ-2 Ду 1200; Обвръзка за работа в реверсивен режим на ТГ1 при КС "Лозенец" и реконструкция на ОС "Лозенец 1"; Обвръзка за работа в реверсивен режим при КС "Ихтиман"; HDD сондаж на газопровод за Гърция при преминаването му през р. Струма при ПК 1203-1205 (с. Тополница) и при ПК+812 (с. Сливница); Укрепване на речния бряг на река Струма при ПК 840+300 (с. Крушица)	2022-2024	11 720
Ремонт на газопровод Ду 1000 за Република Турция в участъци между КС „Странджа“ и българо - турската граница; Ремонт на газопровод Ду1000 за Р. Гърция и Р. Северна Македония в участък между ЛК „Яворово“ и ЛК „Горно Белево“; Ремонт чрез подмяна на участък от ТГ Ду 1000 за Р Гърция и Р Северна Македония от кран "Б" при КС "Ихтиман" до с. Венковец	2023-2024	87 164
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА		
1. Газопреносна инфраструктура		
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Севлиево, Разград, Пловдив, Перник	2023 – 2025	3 059
Газопровод от ПГХ "Чирен" до КВ "Бутан"	2023 - 2024	86 267
АГРС Дерманци – за газопроводно отклонение Луковит, в КВ Дерманци	2023 - 2024	1 510
Технологична връзка и регулиращ възел Осиково	2023 - 2024	3 025
2. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Ново външно ел. захранване и трафопост на Административна сграда на ЦУ; Складова база "Яна" - покрит склад за тръби и оборудване	2023-2025	1 772

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2023 – 2025 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
Терминал за втечен природен газ до гр. Александруполис	2023	7 471
Нова информационна система за събиране, архив и визуализация на технологична информация от газопреносната мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД	2023 – 2024	7 500
III. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ		
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната		
Изграждане на преносен газопровод с АГРС до Панагюрище и Пирдоп	2023	5 401
Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Банско и Разлог	2023-2025	32 927
2. Инвестиции за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции		
Изграждане на нови ГИС и АГРС – изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2023-2025	500

2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2023 – 2032 Г. ПО ПРОЕКТИ С МЕЖДУНАРОДНО ЗНАЧЕНИЕ

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

Таблица 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2023 – 2032 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		
Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)	2023	140 871
2. Съхранение на природен газ		
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ ² – надземна част и сондажен фонд	2023 - 2024	503 708

²Проект от „общ интерес“ по смисъла на Регламент (ЕС) 347/2013, включен под номер 6.20.2 в Пети списък с проекти от „общ интерес“.

Посочените средства за проект Междусистемна газова връзка България – Сърбия представят финансирането, което е предвидено да бъде осигурено от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Средствата по позиция 2 представят прогнозната стойност на разходите за проектиране, изграждане, строителен надзор и буферен газ. Общата прогнозна стойност на проекта Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ е около 308 млн. евро, като близо 78 млн. евро са отпуснати по Механизма за свързване на Европа.

3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2023 – 2032 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 и съхранение на природен газ в периода 2023 – 2032 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
1. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г.		
1.1. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Провадия“	2023-2024	1 550
2. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006 г.		
2.1. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2023-2025	1 990
3. Общи за разпределение		
3.1. Проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на инфраструктура, подходяща за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива, за захранване на потребители в източномаришкия въглищен басейн	2023-2026	362 676
3.2. Изграждане на “готова за бъдещето” газова инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от Гърция към България в IP Kulata/Sidirokastro и от България към Северна Македония в IP Кюстендил/Жидилово	2023-2025	278 819
3.3. Изграждане на “готова за бъдещето” газова инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от България към Румъния	2023-2025	393 673
3.4. Смарт надграждане на съществуващата газопреносна мрежа и свързаните с мрежата активи за ефективно интегриране на нисковъглеродни и	2023-2027	857 602

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2023 – 2032 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
възобновяеми газове		

Посочените средства по позиция 3 от Таблица 3, представят прогноза за очакван размер на инвестицията.

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2023 – 2032 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2023-2032 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 (2023-2025), включваща инвестиционни дейности, за които е взето окончателно инвестиционно решение

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2023 г.	Общо 2024 г.	Общо 2025 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	391 289	562 643	25 260
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	<i>340 042</i>	<i>449 416</i>	<i>12 692</i>
<i>Газопреносна мрежа</i>	<i>175 972</i>	<i>93 404</i>	<i>9 323</i>
Линейна част	175 176	92 803	5 580
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	30	305	924
Комуникационни и информационни системи	386	163	2 686
АГРС и ГИС	380	133	133
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>152 179</i>	<i>351 529</i>	<i>0</i>
Разширение на капацитета на ПГХ Чирен	152 179	351 529	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>11 891</i>	<i>4 483</i>	<i>3 369</i>
Линейна част	7 471	0	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	420	983	3 369
Централно диспечерско управление	4 000	3 500	0
<i>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i>	<i>42 771</i>	<i>107 226</i>	<i>5 068</i>
<i>Газопреносна мрежа</i>	<i>40 826</i>	<i>104 778</i>	<i>3 593</i>
Линейна част	38 823	102 936	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1 842	1 555	3 543

АГРС и ГИС	161	287	50
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>165</i>	<i>165</i>	<i>165</i>
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	165	165	165
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>1 780</i>	<i>2 284</i>	<i>1 310</i>
Линейна част	1 640	1 500	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	128	784	1 310
Комуникационни и информационни системи	12	0	0
<i>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</i>	<i>8 476</i>	<i>6 000</i>	<i>7 500</i>

4.2. Инвестиционна програма за периода 2026-2032 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо
	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	25 740	26 127	27 558	28 036	29 563	30 141	31 273
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	15 420	16 191	17 001	17 851	18 743	19 680	20 664
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	2 320	2 436	2 558	2 686	2 820	2 961	3 109
РАЗДЕЛ I.3 - Доставка на машини и оборудване	8 000	7 500	8 000	7 500	8 000	7 500	7 500

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 с плановете за развитие на газовата инфраструктура в региона и Европа. Наред с усилията, които „Булгартрансгаз“ ЕАД полага за постигането на общеевропейските цели за подобряване сигурността на доставките, диверсификация на източниците и маршрутите на доставка на природен газ, Дружеството активно участва и в текущите процеси за адаптиране на енергийния сектор в съответствие с плановете за постигане на декарбонизация на енергетиката и климатична неутралност съгласно европейската енергийна политика.

Ключови за пазарната интеграция, диверсификация и осигуряване на възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България ще бъдат следните проекти:

- Междусистемната газова връзка със Сърбия;
- Разширението на ПГХ „Чирен“;
- Терминалът за втечен природен газ край Александрополис;
- Проекти за развитие на инфраструктурата, с цел увеличаване на капацитетите за пренос от Гърция към България и от България към Румъния.

В следващите години природният газ ще продължи да играе ключова роля в процеса на постигане на целите за декарбонизация. Наличната газопреносна инфраструктура осигурява възможност за успешното и ускорено въвеждане на водорода в енергийния микс, а плановете за изграждането на нова инфраструктура за пренос на водород ще гарантират широкомащабното развитие на енергийния сектор в страната. Тази концепция е залегнала при дефинирането на проектите, които ще допринесат за осъществяването на прехода към нисковъглеродна енергетика. Разглеждани са както решения за подготовка на съществуващата газопреносна мрежа за съвместимост с включването на водород и други нисковъглеродни газове, така и за изцяло нови трасета за пренос на зелен водород, с потенциал да станат част от бъдещ водороден коридор в региона на Югоизточна Европа.

„Булгартрансгаз“ ЕАД разработва следните проекти с водородна насоченост (подробна информация е представена в т.5.2 по-долу):

- Изграждане на водородопреносна инфраструктура в България;
- Смарт надграждане на съществуващата българска газопреносна мрежа и свързаните с мрежата активи за ефективно интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове;
- Проект за инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива в източномаришкия регион.

При изпълнението на проектите се отчита развитието на стратегиите и политиките по отношение на водородната инфраструктура на регионално и общоевропейско ниво.

5.1. Ключови проекти за развитие на газовата инфраструктура

Концепцията за развитие на газовата инфраструктура е базирана на няколко ключови фактора:

- Нови източници на природен газ;
- Оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен“;
- Модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура;
- Изграждане на нови, разширение на съществуващи междусистемни връзки със съседните страни и развитие на мрежата до нови изходни точки в страната;
- Наличие на оптимална търговска среда чрез ликвидна газова борса.

В Петия списък с проекти от „общ интерес“ на ЕК е включен клъстер за развитие и укрепване на инфраструктурата за Газов хъб „Балкан“ (6.8 Cluster of infrastructure development and enhancement enabling the Balkan Gas Hub). Два важни за постигането на целите на клъстера проекта, бяха завършени през 2022 г. - Фаза 2 на проекта за модернизация и рехабилитация на газопрееносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Междусистемната газова връзка с Гърция (IGB).

В процес на реализация са редица проекти в областта на транспортирането и съхранението на природен газ и инфраструктурата за втечен природен газ, които са важни за развитието на пазара на природен газ в страната и региона.

С реализирането на **интерконектора България-Сърбия** ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия по нов маршрут, чрез използване на алтернативни източници от Югоизточна Европа, а за България - от Западна Европа.

Като част от приоритетните проекти за Европа, връзката България – Сърбия е призната за ключова инфраструктура, която ще има значителен принос за подобряване на енергийната свързаност. Също така се отчита приносът на проекта за постигане на общите цели на държавите от ЕС, а именно достъпна, сигурна и устойчива енергия за всички граждани, а в по-дългосрочен план и декарбонизация на икономиката. Природният газ ще има ключова роля за постигането на тези цели в държавите в Източна Европа.

Участието на „Булгартрансгаз“ ЕАД в **„Независимата система за природен газ „Александрополис“** е със стратегическо значение, защото ще осигури допълнителни количества природен газ за газовите пазари в региона, предлагайки достъп до неограничени източници. По този начин реализацията на проекта ще засили диверсификацията на източниците на природен газ и ще стимулира конкуренцията в полза на крайните потребители.

Чрез съществуващите и проектни газопроводи в региона, природен газ от терминала ще бъде доставян както за потребители в България, така и за Р Северна Македония, Сърбия, Румъния, Унгария, Молдова и Украйна, осигурявайки им възможност да се възползват от динамично развиващия се пазар на LNG и ползите, които той предлага – гъвкавост, конкурентост и сигурност на снабдяването, както и достъп до нови доставчици на газ от САЩ, Катар, Египет и други страни.

В контекста на споразумението за стратегическо сътрудничество между ЕС и Азербайджан и целите на Плана „REPowerEU“ за ускорена диверсификация, увеличаване на използването на LNG и премахване на зависимостта от руски енергоизточници, проектите за **увеличаване на капацитетите за пренос от Гърция към България и от България към Румъния**, остават ключови за България, която географски е разположена на входа на очакваните увеличени потоци на LNG и тръбопроводен газ от алтернативни източници.

Разширението на подземното газово хранилище „Чирен“ цели да бъдат създадени условия за гарантиране на сигурността на доставките до българските потребители и потребителите в страните от региона. Разширението на капацитета за

съхранение на хранилището е в пълно съответствие с политиките на ЕС за гарантиране на сигурността на доставките и засилване на солидарността между държавите членки.

ПГХ „Чирен“ ще има важна роля за региона не само за резерв в случай на прекъсване на доставките, но и като търговско хранилище. Осигуряването на допълнителен обем за съхранение ще насърчи търговията с природен газ, ще повиши пазарната конкуренция и ще допринесе за функционирането на ликвиден газов пазар. Разширението на ПГХ „Чирен“ е в синергия с всички проекти на Дружеството, включително и LNG терминала край Александруполис.

Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS) на българска територия, ПОИ 6.8.3



EUROPEAN UNION
EUROPEAN REGIONAL
DEVELOPMENT FUND



OPERATIONAL PROGRAM
INNOVATIONS AND
COMPETITIVENESS



Съфинансирано от
Европейския съюз

Идентификация на проекта в списъци:

ПОИ 6.8.3 Междусистемна газова връзка България - Сърбия (IBS)

Приоритетен проект на инициативата CESEC

Обект с национално значение, съгласно Решение № 111 от 15.02.2013 г. на Министерския съвет

Вид на проекта: Газопровод и прилежащи съоръжения

Описание на проекта: Нова междусистемна реверсивна газова връзка между газопреносните системи на Република България и Република Сърбия.

Технически данни:

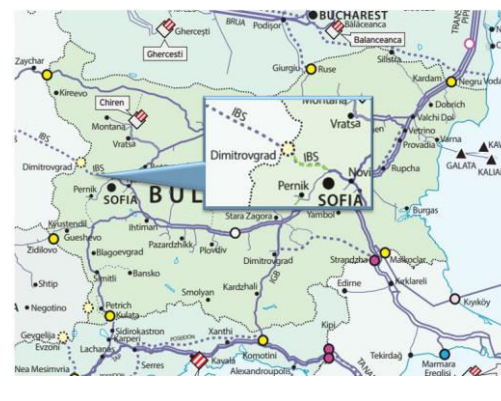
Нов газопровод с обща дължина от 170 км, от които близо 62 км на българска територия, DN700

Капацитет: ~ 1,8 млрд. м³/г. с възможност и за реверсивен поток

Технологични площадки: Газоизмервателна станция, 2 автоматични газоразпределителни станции и газопроводни отклонения, очистни съоръжения, кранови възли

Начало: района на гр. Нови Искър, Република България

Край: българо-сръбската граница



Очаквана стойност на инвестицията:

~ 81 млн. € без ДДС

Финансиране:

1. Собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД;
2. Съфинансиране от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014 - 2020, в размер до 2,8 млн. евро ([Проект № BG16RFOP002-4.003-0001-C01](#));
3. Съфинансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF), в размер до 27,603 млн. евро ([Действие № 6.8.3-0013-BG-W-M-18](#))

Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:

2023 г.

Фаза на проекта:

Строителни дейности

Текущ статус на изпълнение на проекта:

- м. 05/2022 г.: Подписан договор за работно проектиране, доставки на материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обекта;

- м. 11/2022 г.: Начало на строителните дейности: открити строителни площадки за етапи Линейна част, АГРС Драгоман и АГРС Сливница;

- м. 01/2023 г.: Доставени са необходимите количества тръби DN 700 за обекта.

Очаквани ползи:



Диверсификация на доставките на природен газ за България и региона;


Повишаване на сигурността на доставките за България и региона;

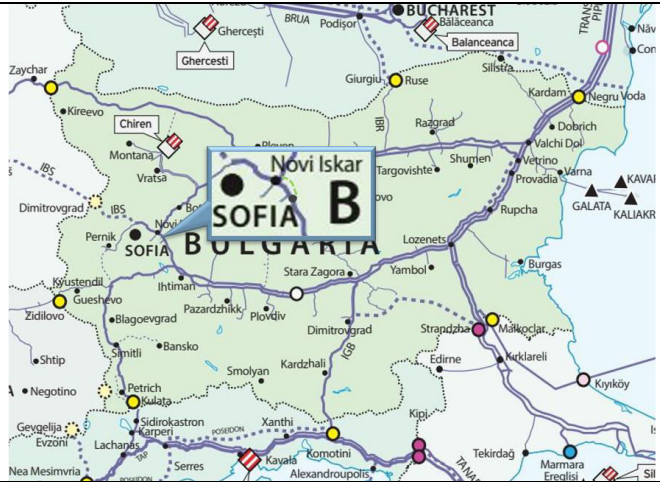
Насърчаване на потреблението на природен газ;

Насърчаване на инвеститорския интерес и генериране на икономически ползи за регионите, през които преминава газопровода.

Интернет страница на проекта: <https://www.bulgartransgaz.bg/ibs>

Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“, ПОИ 6.20.2	
 Съфинансирано от Европейския съюз	
Идентификация на проекта в списъци: ПОИ 6.20.2 Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ Част от Клъстер № 6.20 за увеличаване на капацитета за съхранение в Югоизточна Европа Национален обект, съгласно Решение № 709 на Министерски съвет	
Вид на проекта: Подземно газохранилище	
Описание на проекта: Разширение на капацитета на ПГХ "Чирен" - увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м ³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8–10 млн. м ³ /ден. Технически данни: - Надземна част: Компресорно оборудване с прилежащи съоръжения, ГИС, възли за сепарация, подгриване и осушаване и др. - Сондажен фонд: 10 бр. експлоатационни и 3 бр. наблюдателни сондажи, шлейфи, съпътстващи дейности и др. - Газопровод от ПГХ "Чирен" до съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД с дължина ~41 км и DN700.	
Очаквана стойност на инвестицията: ~ 308 млн. € без ДДС	Финансиране: 1. Собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД; 2. Съфинансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF) в размер на близо 78 млн. евро (Проект 101069718 – 6.20.2-BG-W-M-21-Chiren-UGS-Expansion).
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2024 г.
Фаза на проекта:	Възлагане на доставки и строителство
Текущ статус на изпълнение на проекта: Надземни съоръжения: - Изработен инвестиционен проект - фаза работен проект. Одобрен проект за ПУП-ПП и ПУП-ПЗ. - м. 01/2023 г.: Подписан договор за "Доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обект "Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ – надземна част" Сондажен фонд: - Определен е изпълнител на обществена поръчка за проектиране и строителство Газопровод: - Определен е изпълнител на обществена поръчка за Инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация	
Очаквани ползи: Гарантиране на сигурността на доставките; Повишаване на пазарната интеграция; Стимулиране на пазарната конкуренция; Насърчаване търговията с газ в региона; Принос за осъществяването на енергийния преход и намаляване на емисиите; Принос за въвеждането на газ от алтернативни източници, в т.ч. LNG.	
Интернет страница на проекта: https://www.bulgartransgaz.bg/chiren	

Независима система за природен газ Александруполис	
Идентификация на проекта в списъци: Приоритетен проект на инициативата CESEC	
Вид на проекта: Плаващ терминал за приемане, складиране и повторно регазифициране на втечен природен газ	
<p>Описание на проекта: Терминалът ще се намира на 17.6 км югозападно от пристанището на Александруполис и на около 10 км от брега. Съоръжението ще бъде свързано с националната система за пренос на природен газ на Гърция и с българската газопреносна система, чрез съществуващата IP Кулата/Сидирокастро и интерконекторът България-Гърция (IGB).</p> <p>Технически данни: Плаващ терминал за приемане, складиране и повторно регазифициране на втечен природен газ Проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция: 5,5 млрд. м³ /г. Проектен капацитет за съхранение: 153,5 хил. м³</p>	
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	01.01.2024 г.
Фаза на проекта:	Изпълнение на строителни дейности
<p>Текущ статус на изпълнение на проекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> - м. 01/2022 г.: Взето окончателно инвестиционно решение от всички акционери за изграждане на проекта; - м. 05/2022 г.: Стартиране на строителни дейности 	
<p>Очаквани ползи:</p> <ul style="list-style-type: none"> Засилване диверсификацията на източниците на природен газ за региона; Повишаване на сигурността на доставките в региона; Стимулиране на конкуренцията в полза на крайните потребители; Повишаване на пазарната интеграция за взаимосвързан регионален и общоевропейски пазар; 	
<p>Изпълнител на проекта е "Газтрейд" С.А. "Булгартрансгаз" ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на "Газтрейд" С.А., съгласно Решение №6/08.01.2020 г. на МС</p>	
Интернет страница на проекта: http://www.gastrade.gr/	

Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система - Фаза 3, ПОИ 6.8.2	
Идентификация на проекта в списъци: ПОИ 6.8.2. Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система Приоритетен проект на инициативата CESEC	
Вид на проекта: Газопровод и прилежащи съоръжения	
Технически данни (Фаза 3): Нов газопровод Горни Богров – Нови Искър, ~ 19 км, DN 700; Нова компресорна станция „Богров“ – 20 MW.	
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	Реализирането на инвестицията зависи от решения, които предстои да бъдат взети относно повишаване на капацитета на Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS)
Фаза на проекта:	Планиране
Очаквани ползи: Увеличение на капацитета на Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) от 1,8 на 2,4 млрд. м ³ /г.	
Интернет страница на проекта: https://www.bulgartransgaz.bg/rehabilitaciya	

<p>Проект за изграждане на "future-proof" газова инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от България към Румъния</p>	
<p>Идентификация на проекта в списъци: Проект TRA-N-1124, TYNDP2022 на ENTSOГ</p>	
<p>Вид на проекта: „Готова за бъдещето“ газова инфраструктура – газопровод и прилежащи съоръжения</p>	
<p>Описание на проекта: Повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от България към Румъния.</p> <p>Технически данни: Нов газопровод / лупинг (Рупча-Ветрино), с обща дължина от 63км, DN1200 Дейности по реверсиране на компресорна станция (КС) Кардам и разширение на капацитета на системата ѝ за управление</p> <p>Добавен капацитет от България към Румъния в размер на 137.15 GWh/d;</p>	
<p>Очаквана стойност на инвестицията:</p>	<p>~201 млн. €</p>
<p>Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:</p>	<p>2026 г.</p>
<p>Фаза на проекта :</p>	<p>Планиране</p>
<p>Очаквани ползи: Подобряване на междусистемната свързаност между България и Румъния; Осигуряване на достъп до допълнителни количества LNG и газ от алтернативни източници; Инфраструктура пригодна за пренос на 100% водород; Възможност за пренос на нисковъглеродни газообразни горива.</p>	

Проект за изграждане на "future-proof" газова инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от Гърция към България и от България към Северна Македония

Идентификация на проекта в списъци:
Проект TRA-N-1140, TYNDP2022 на ENTSOГ

Вид на проекта: „Готова за бъдещето“ газова инфраструктура – газопровод и прилежащи съоръжения

Описание на проекта: Повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от Гърция към България и от България към Северна Македония.

Технически данни:

Нов газопровод / лупинг с обща дължина 47 км, DN 700 (Кулата-Кресна)
Нов газопровод с обща дължина 50 км, DN 500 (Пиперево - Перник).

Осигуряване на добавен капацитет:

- от Гърция към България: 35.365 GWh/d;
- от България към Гърция: 13.05 GWh/d;
- от България към Северна Македония: 5.383 GWh/d;



Очаквана стойност на инвестицията:

~142 млн. €

Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:

2025 г.

Фаза на проекта :

Планиране

Очаквани ползи:

Подобряване на междусистемната свързаност между България и Гърция и Северна Македония.
Осигуряване на достъп до допълнителни количества LNG и газ от алтернативни източници;
Намаляване на емисиите при замяна на използвани към момента от потребителите въглища чрез осигуряване на достъп до инфраструктура за природен газ;
Инфраструктура пригодна за пренос на 100% водород.

5.2. Развитие на плановете за водородна инфраструктура в светлината на зеления преход.


Значителният потенциал на региона на Източното Средиземноморие и Югоизточна Европа както за производство на зелен водород, така и за неговия внос от надеждни партньори ще насърчи инвестициите във водородна инфраструктура. „Булгартрансгаз“ ЕАД и гръцкият преносен оператор DESFA S.A. вече работят за взаимосвързване на изцяло нови водородни мрежи, като синхронизират своите решения по отношение на концепциите на два водородни проекта.


Проектът за изграждане на водородопреносна инфраструктура на територията на България има пълния потенциал за придобиване на статут на проект от общоевропейски интерес. Целта му е създаване на мрежа за пренос на водород в България с възможност за пренос от/към Гърция, при свързаност със сходна водородна инфраструктура на гръцка територия, с оператор DESFA S.A. Планираната инфраструктура в последствие ще бъде развивана на територията на България и ще бъде осигурена допълнителна трансгранична свързаност, в т.ч. с Румъния. Новата водородна инфраструктура е подходяща част от бъдещ маршрут от Югоизточна до Централна Европа.

Проектът за смарт надграждане на съществуващата газопреносна мрежа също има потенциала за придобиване на статут на ключова европейска инфраструктура. Неговата цел е създаване на възможности за интегриране и транспортиране на смеси с възобновяеми газове в концентрации до 10% водород. Планирани са дейности по внедряване на необходимите съоръжения, инсталации и решения и преобразуване на съществуващата газопреносна мрежа, в интелигентна такава, което ще позволи управлението и наблюдението на смесените газови потоци. Предвидено е осигуряване на функционална свързаност на проекта с подобен проект на територията на Гърция.

„Булгартрансгаз“ ЕАД има разработена проектна идея за водородопригодна инфраструктура (Проект за инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива в източномаришкия въглищен регион), подходяща за пренос на природен газ, водород и други ниско въглеродни горива и техните смеси.

Основната цел на разработваните проекти с водородна насоченост е от една страна поетапната декарбонизация на газовия сектор и от друга страна осигуряването възможност за пренос и използване на нисковъглеродни газове на територията на България.

Водородопреносна инфраструктура в България	
Идентификация на проекта в списъци: Проект HYD-N-788, TYNDP2022 на ENTSOG Кандидат за включване в първи списък с ПОИ по новия TEN-E Регламент (EU/2022/869) Част от сценариите за развитие на мрежата ЕНВ Н2	
Вид на проекта: Н2 инфраструктура и прилежащи съоръжения	
<p>Описание на проекта: Нова Н2 инфраструктура на територията на България, подходяща за пренос на до 100% водород. Проектът се развива координирано с проект за Н2 инфраструктура на територията на Гърция, с оператор DESFA, и ще създаде условия за двупосочен трансграничен пренос на Н2 между България и Гърция в нова точка на свързване в района на Кулата/Сидирокастро.</p> <p>Технически данни: Нов тръбопровод с дължина около 250км, DN1000 Две нови компресорни станции - в района на Петрич и Дупница.</p> <p>Начало: област София, Република България Край: района на Сидирокастро, Република Гърция</p>	
Очаквана стойност на инвестицията:	~ 860 млн. € без ДДС
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2029 г.
Фаза на проекта:	Ранна фаза на развитие
<p>Очаквани ползи: Принос за устойчивия икономически растеж; Създава условия за поетапно преустановяване използването на изкопаеми горива; Принос за постигане на националните и европейски цели за декарбонизация и въглеродна неутралност до 2050г.; Важна част от бъдещ водороден коридор от Югоизточна към Централна Европа.</p>	

<p>Смарт надграждане на съществуващата газопреносна мрежа и свързаните с мрежата активи за ефективно интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове</p>	
<p>Идентификация на проекта в списъци: RET-N-558, ENTSOГ TYNDR2022 (<i>първоначална идея на проекта</i>) Кандидат за включване в първи списък с ПОИ по новия TEN-E Регламент (EU/2022/869) Част от сценариите за развитие на мрежата ENB H2</p>	
<p>Вид на проекта: Интегриране на технологии, ИКТ системи за управление, техническа модификация на елементи от мрежата</p>	
<p>Описание на проекта: Надграждане на съществуващата газопреносна инфраструктура с необходимите съоръжения, дигитални елементи, инсталации и решения, с цел създаване на възможности за интегриране и транспортиране на смеси с възобновяеми газове в концентрации до 10% водород. Въвеждане на интелигентни системи на наблюдение, контрол и управление на преноса.</p> <p>Технически данни: Изграждането на интелигентна газова мрежа ще засегне цялата съществуваща газопреносна инфраструктура. Конкретните дейности ще бъдат определени след завършването на планираните проучвания.</p>	
<p>Очаквана стойност на инвестицията:</p>	<p>~ 438 млн. € без ДДС</p>
<p>Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:</p>	<p>2027 г.</p>
<p>Фаза на проекта:</p>	<p>Проучвания</p>
<p>Очаквани ползи: Намаляване на емисиите на парникови газове; Постигане на постепенна декарбонизация на енергетиката и икономиката, и осигуряване на условия за повишаване конкурентоспособността на индустрията; Подобряване на гъвкавостта и ефективността на газопреносната система; Гарантирана оперативна съвместимост между българската газопреносна мрежа и гръцката газопреносна мрежа, управлявана от ДЕСФА.</p>	

5.3. Други проекти за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД

5.3.1. Междусистемна връзка България - Северна Македония

Проектът е в идейна фаза и предвижда изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р България и Р Северна Македония с трасе Петрич - Струмица.

Развитието на междусистемната свързаност между Република България и Република Северна Македония ще допринесе за повишаване на енергийната сигурност и интеграция на енергийните пазари.

В тази връзка са подписани:

- Меморандум за разбирателство и сътрудничество в областта на природния газ между Министерство на енергетиката на Република България и Министерство на икономиката на Република Северна Македония и
- Споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Акционерно дружество за извършване на енергийни дейности „Македонски Енергийни Ресурси“ (понастоящем „НОМАГАС АД Скопие“) за провеждане на предпроектно проучване относно изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р. България и Р. Северна Македония.

Страните обсъждат провеждане на пазарен тест за проекта с цел взимане на решение за реализация на интерконектора.

5.3.2. 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 среда, благоприятна за развитието на индустрията и икономиката. Освен подпомагане на икономиката, разширението на газопреносната мрежа в нови региони е пряко свързано с развитието на съответните региони – в бизнес и социален аспект. Предоставянето на достъп до устойчив и екологичен енергоизточник като природния газ създава възможност за газификация на нови населени места, повишаване на конкурентоспособността на икономическите субекти и последващо намаляване на емисиите на парникови газове и вредни вещества чрез замяна на традиционно използваните твърди и течни горива.

5.3.2.1. 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 съфинансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 195,5 хил. евро за извършване на

проектни работи. Очакваното към момента съфинансиране от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 14,767 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани средства 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. За обекта има издадено решение по ОВОС № 4-4/2018 г. Одобрен и влязъл в сила е Подробен устройствен план – парцеларен план. Изготвен е инвестиционен проект – фаза Технически проект, който е съгласуван с контролните органи и заинтересовани страни. В процес на изпълнение са дейностите, свързани с придобиване на необходимите вещни права. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2025 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 размерна 6,834 млн. евро. Очакваното към момента съфинансиране от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 12,888 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани средства за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др.

За обекта има издадено решение по ОВОС № 5-4/2018 г. Одобрен и влязъл в сила е Подробен устройствен план – парцеларен план. Изготвен е инвестиционен проект – фаза Технически проект, който е съгласуван с контролните органи и заинтересовани страни.

Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на Европейската банка за възстановяване и развитие на електронната платформа на банката <https://ecep.ebrd.com/>. Подписан е договор, който е изпълнен.

Проведена е обществена поръчка за избор на изпълнител на СМР по правилата на ЗОП. Има избран изпълнител и подписан договор, чието изпълнение е в ход.

Планираният срок за приключване на проекта е първо тримесечие на 2023 г.

5.3.3.2. 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.

На този етап се предвижда да бъдат изпълнени проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение.

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

5.4.1. Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Димитровград, Пловдив 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 2022 г. е проведена обществена поръчка с наименование: Устройствено планиране и изработване на инвестиционен проект – фаза технически проект за строеж: Пускова и приемна камери на Газопроводно отклонение Пловдив DN 500 – Пуск-Прием ТЕЦ „Пловдив Север“ и Пуск DN 300 – Прием DN 300 ОЦ „Пловдив Юг“. Предстои избор на изпълнител.

5.4.2. 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.

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2023-2027 Г.

Планираните дейности за периода 2023-2027 г. ще осигурят адекватност на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД във връзка със стремежа на България и страните от региона за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ.

Прогнозни капацитети за периода 2023 -2027 г.

Към 1 януари, MWh/d	2023	2024	2025	2026	2027
Входен капацитет	1 188 700	1 249 520	1 339 413	1 382 878	1 390 438
IP Странджа 2/ Малкочлар	576 412	576 412	576 412	576 412	576 412
IP Негру вода 1	214 418	214 418	214 418	214 418	214 418
Интерконектор Русе-Гюргево (IBR)	44 261	44 261	44 261	44 261	44 261
Интерконектор Гърция-България (IGB)**	96 662	96 662	178 995	178 995	178 995
Интерконектор България-Сърбия (IBS)*	-	53 260	53 260	53 260	53 260
ГИС Чирен	41 256	48 816	56 376	63 936	71 496
Местен добив	26 000	26 000	26 000	26 000	26 000
IP Кулата/Сидирокастро***	66 285	66 285	66 285	102 190	102 190
IP Киреево/Зайчар	337 824	337 824	337 824	337 824	337 824
Изходен капацитет	1 089 603	1 150 423	1 189 693	1 215 530	1 360 240
IP Негру вода 1/Кардам	156 475	156 475	156 475	156 475	293 625
Изходна зона България	292 410	292 410	324 120	324 120	324 120
Интерконектор Русе-Гюргево (IBR)	26 615	26 615	26 615	26 615	26 615
Интерконектор Гърция-България (IGB)**	21 170	21 170	21 170	21 170	21 170
Интерконектор България-Сърбия (IBS)**	-	53 260	53 260	53 260	53 260
IP Кулата/Сидирокастро	117 493	117 493	117 493	130 543	130 543
IP Кюстендил/Жидилово	32 694	32 694	32 694	37 921	37 921
IP Киреево/Зайчар	401 166	401 166	401 166	401 166	401 166
ГИС Чирен	41 580	49 140	56 700	64 260	71 820

* Физически и/ или търговски реверсивен пренос

** Посочените капацитети за входните и изходните точки са проектни и могат да бъдат променени след въвеждането им в експлоатация.

*** Възможно е повишение на капацитета след 2023 г. във връзка с реализацията от DESFA S.A. на проекти за КС Кипи и КС Амбелия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Природният газ ще има важна роля за постигане на целите на ЕС за намаляване на емисиите на парникови газове до 2030 г. Газовата инфраструктура ще има ключова роля за ефективното навлизане на възобновяеми и нисковъглеродни газове в енергийната система, декарбонизацията и постигането на въглеродна неутралност до 2050 г.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2023–2032 г. са:

- Поддържане на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура;
- Модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносните мрежи и съоръжения;
- Развитие на междусистемната свързаност;
- Увеличаване на капацитетите за пренос;
- Разширение на капацитетите за съхранение, добив и нагнетяване на природен газ;
- Адаптиране на газовата инфраструктура за работа с водород до 10%;
- Изграждане на нова инфраструктура за пренос на чист водород.

В периода 2023-2032 г. се предвижда да бъдат реализирани важни проекти, които ще осигурят допълнителна възможност за гарантиране на енергийната сигурност и диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за България и региона.

С реализирането на плановете на „Булгартрансгаз“ ЕАД, газовата инфраструктура на България ще свързва общия европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток и Източния средиземноморски басейн.

В пряка връзка с намеренията за развитие на газовата инфраструктура в региона са и разширението на съществуващото газохранилище „Чирен“, както и модернизацията и рехабилитацията на газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Реализирането на проектите на дружеството е взаимно обвързано и ще допринесе за ефективността и развитието на единната общоевропейска газова мрежа.

Приоритет в инвестиционната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изграждането на нови газопроводни отклонения, чрез които се създават условия за ускоряване на газификацията в страната със съответните ползи за местното население в икономическо, социално и екологично отношение. Предвидено е и изпълнението на проекти за изграждане на инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни

газообразни горива.

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. Изпълнението на планираните дейности 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 от разнообразни източници и по нови маршрути и допринасяйки за развитието на конкурентен газов пазар в региона.

Изпълнението на Плана 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.

ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

- Проект на Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Р. България до 2030 г. с хоризонт до 2050 г.
- 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
- Национален план за възстановяване и устойчивост
- Стратегия на ЕС за използване на водорода
- Стратегия за интеграция на енергийните системи
- Министерство на Енергетиката на Р. България (www.me.government.bg)
- Комисия за Енергийно и Водно Регулиране (<https://www.dker.bg/>)
- Данни за БВП, ПЕП, КЕП и др. от Национален статистически институт (www.nsi.bg)
- Данни за потреблението на природен газ (<https://ec.europa.eu/eurostat>)
- Национален енергиен баланс на Република България
- Списък с 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 (www.ec.europa.eu)
- Публична информация, свързана с развитието на газовия пазар в региона, публикувана на следните интернет страници:
 - Булгаргаз (www.bulgargaz.bg)
 - Булгартрансгаз (www.bulgartransgaz.bg)
 - Български енергиен холдинг (www.bgenh.com)
 - ГАМА АД (www.gama.com.mk)
 - ANRE - National Energy Regulatory Authority (www.anre.ro)
 - Balkan Gas Hub (www.balkangashub.bg)
 - BOTAS (www.botas.gov.tr)
 - CEPA - (www.cepa.org)
 - Delek Drilling (www.delekdrilling.co.il)
 - DEPA, S.A. (www.depa.gr)
 - DESFA S.A. (www.desfa.gr)
 - Energean Oil & Gas (www.energean.com)
 - ENTSOG (www.entsog.eu)
 - ETKILIMAN – (www.etkiliman.com.tr)
 - Gastrade (www.gastrade.gr)
 - HRADF (www.hradf.com)



- ICGB AD (www.icgb.eu)
- IGI Poseidon (www.igi-poseidon.com)
- IGU (<https://www.igu.org/>)
- ITGI (www.edison.it)
- JP Srbijagas (www.srbijagas.com)
- LNG Hrvatska (www.lng.hr)
- Ministry of Foreign Affairs - Turkey's Energy Profile and Strategy (www.mfa.gov.tr)
- Prometheus Gas (www.prometheusgas.gr)
- Romgaz (www.romgaz.ro)
- Shah Deniz (www.bp.com)
- TAP (www.trans-adriatic-pipeline.com)
- Transgaz S.A. (www.transgaz.ro)
- 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 2023 – 2027 г., одобрена с решение по Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 680/24.01.2023 г. и решение по Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 3/31.01.2023 г.
- Регионален инвестиционен план „Централна и Източна Европа“ 2021 г. (www.entsog.eu)
- Регионален инвестиционен план „Южен регион“ 2021 г. (www.entsog.eu)
- Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP 2020) на ENTSOG (www.entsog.eu)
- EIA – U.S. Energy Information Administration (www.eia.gov)
- IEA - International Energy Agency – Report 2022 (www.iea.org)
- IENE – Institute of Energy for South–East Europe (www.iene.eu)
- GIE – Gas Infrastructure Europe (www.gie.eu)
- Ministry of Energy and Natural Resources – Republic of Turkey (www.enerji.gov.tr)
- IICEC – Istanbul International Center for Energy And Climate (<https://iicec.sabanciuniv.edu/>)
- NER JSC Skopje - Macedonian Energy Resources Skopje (www.mer.com.mk)
- Consilium Europa – (www.consilium.europa.eu)
- Platts (www.platts.com)

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

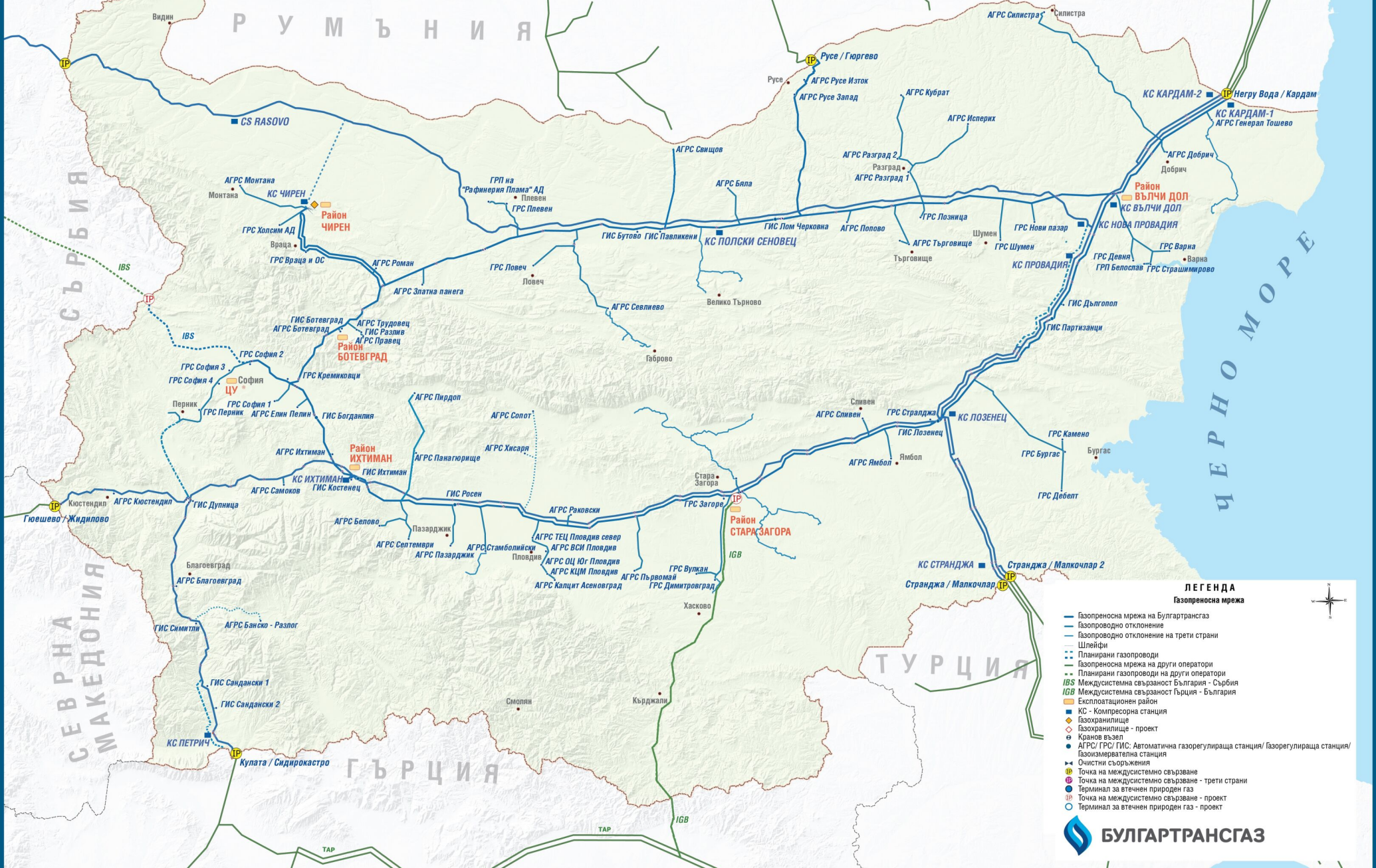
Ключови проекти за нови газопроводи, реконструкция на съществуващи газопроводи и компресорни станции и за увеличаване на капацитета за съхранение на територията на страната и свързването им със съществуващата газопреносната мрежа

№	Проект	Окончателно инвестиционно решение (FID)	Срок за приключване	Изпълнител	Очаквана стойност на инвестицията (без ДДС)	Финансиране	Инфраструктура	Капацитет
1	Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)	да	2023	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 81 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	общо 170 км, от които ~ 62 км на българска територия	1,8 млрд. м ³ /год. с възможност и за реверсивен поток
2	Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“	да	2024	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 308 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	Надземни съоръжения (КС, ГИС и др.); Газопровод ~ 41 км; Сондажен фонд;	Увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м ³ и увеличаване на възможността за добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м ³ /ден.
3	Терминал за втечен природен газ край Александрополис	да	2024	"Газтрейд" С.А.	~ 33,4 млн. € ¹	Собствено и привлечено външно финансиране	Плаващ терминал (Floating, storage and regasification units - FSRU) за приемане, складиране и повторно регазифициране на LNG	Проектен капацитет за регазификация и подаване - 5,5 млрд. м ³ /год. Капацитет за съхранение - 153,5 хил. м ³ .
4	Проект за изграждане на "future-proof" газова инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от Гърция към България и от България към Северна Македония	не	2025	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 142 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	~ 47 км нов газопровод /лупинг, DN700; ~ 50 км нов газопровод /лупинг, DN500;	Добавен капацитет: - от Гърция към България: 3,3 млн. м ³ /ден; - от България към Гърция: 1,2 млн. м ³ /ден; - от България към Северна Македония: 0,5 млн. м ³ /ден.
5	Проект за изграждане на "future-proof" газова инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от България към Румъния	не	2026	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 201 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	~ 63 км нов газопровод /лупинг, DN1200, реверсиране на КС Кардам	Добавен капацитет от България към Румъния в размер на 13 млн. м ³ /ден.

Забележка:

¹ „Булгартрансгаз“ ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на проектната компания. Стойността включва придобиване на акционерно участие в размер 20% от капитала на проектната компания "Газтрейд", 20% от извършените разходи за развитие на проекта до взимане на ОИР и допълнителни инвестиционни разходи. Актуална информация за проекта може да бъде намерена на интернет страницата на Газтрейд С.А.

ГАЗОПРЕНОСНА ИНФРАСТРУКТУРА НА Р. БЪЛГАРИЯ



ЛЕГЕНДА

- Газопреносна мрежа
- Газопреносна мрежа на Булгартрансгаз
 - Газопроводно отклонение
 - Газопроводно отклонение на трети страни
 - Шлейфи
 - Планирани газопроводи
 - Газопреносна мрежа на други оператори
 - Планирани газопроводи на други оператори
 - IBS Междусистемна свързаност България - Сърбия
 - IGB Междусистемна свързаност Гърция - България
 - Експлоатационен район
 - КС - Компресорна станция
 - ◆ Газохранилище
 - ◆ Газохранилище - проект
 - ◆ Кранов възел
 - АГРС/ ГРС/ ГИС: Автоматична газорегулираща станция/ газорегулираща станция/ газозиммервалтерна станция
 - ▶ Очистителни съоръжения
 - Точка на междусистемно свързване
 - Точка на междусистемно свързване - трети страни
 - Терминал за втечен природен газ
 - Точка на междусистемно свързване - проект
 - Терминал за втечен природен газ - проект