

# **ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2024–2033г.**

април 2024г.

Одобрен с Решение по Протокол № 802/22.04.2024 г. от заседание на  
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД



**БУЛГАРТРАНСГАЗ**

**СЪДЪРЖАНИЕ:**

<b>ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ .....</b>	<b>3</b>
<b>ВЪВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>5</b>
<b>ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД .....</b>	<b>6</b>
<b>ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ .....</b>	<b>9</b>
<b>ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА .....</b>	<b>11</b>
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ .....	11
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА .....	19
<b>ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ .....</b>	<b>33</b>
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ .....	33
2. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	34
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	35
<b>СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА .....</b>	<b>37</b>
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	37
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	38
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА УСЛУГИ ПО ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ИНФРАСТРУКТУРАТА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД.....	40
<b>СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ .....</b>	<b>41</b>
<b>ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2024-2033 Г. ....</b>	<b>44</b>
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2024 – 2026 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ .....	46
2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2024 – 2033 Г. ПО ПРОЕКТИ С МЕЖДУНАРОДНО ЗНАЧЕНИЕ .....	47
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2024 – 2033 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ .....	48
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2024 – 2033 г.....	50
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ.....	51
<b>РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2024-2028 Г. ....</b>	<b>67</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>68</b>
<b>ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ .....</b>	<b>70</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ:</b>	
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

**ВГК** – Вертикален газов коридор

**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

**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

**ENNOH** – European Network of Network Operators for Hydrogen, Европейска мрежа на мрежовите оператори на водород

**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)

**м<sup>3</sup> 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/РСІ** – 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

**СЕSEC** – 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 2024 – 2033 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 2024 – 2033 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 Общностния 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 „Нова Провадия“*

„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.

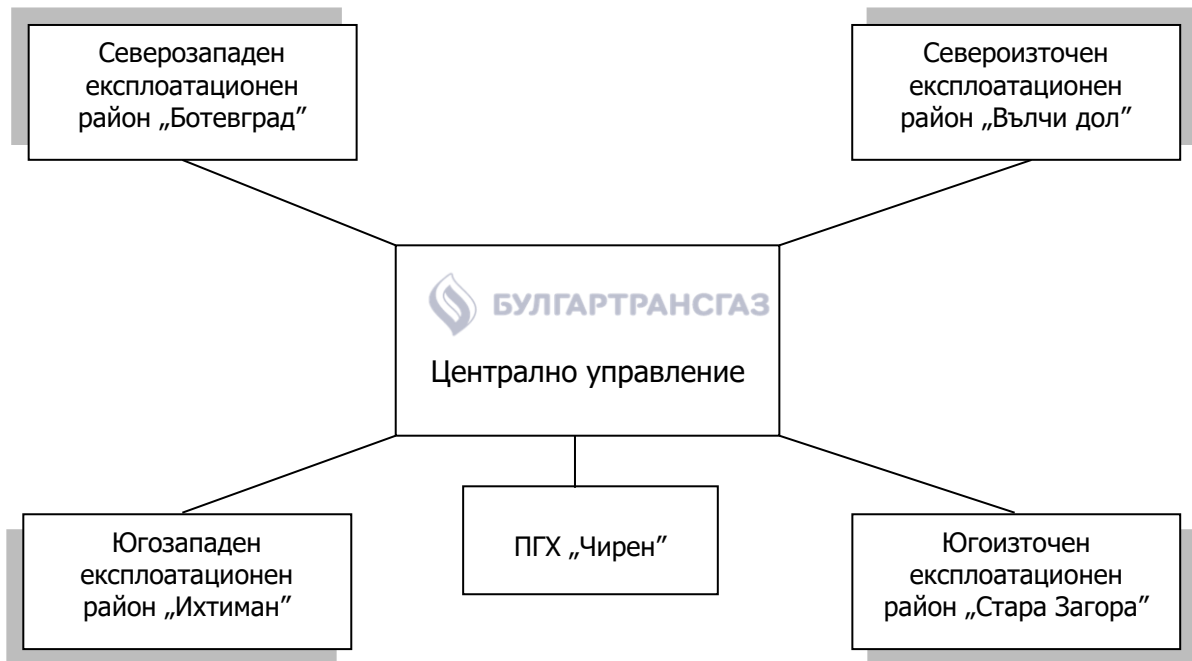
Дружеството притежава следните лицензии, издадени от ДКЕВР:

- 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 структура 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 3 443 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 374 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 пластовите налягания и други фактори, е от 5 354 MWh/d до 41 228 MWh/d (0.5 до 3.85 тсm/d при 10.71 MWh/1000 м<sup>3</sup>) за добив, а за нагнетяване от 5 354 MWh/d до 40 907 MWh/d (0.5 до 3.82 тсm/d при 10.71 MWh/1000 м<sup>3</sup>). В аварийна ситуация максималният капацитет за добив е до 50 330 MWh/d (4.7 тсm/d при 10.71 MWh/1000 м<sup>3</sup>) 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;

**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 планираната газова инфраструктура осигуряват 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 2023 г. е 26 303 GWh, като отбелязва спад от около 7% спрямо потреблението през 2022 г. (28 203 GWh). Намалението може да бъде характеризирано като временно и се дължи на меките метеорологични условия през зимата, нестабилността на цените на природния газ в световен мащаб, предприетите мерки за ограничаване на потреблението в ЕС по плана REPowerEU и Регламент (ЕС) 2022/1369, както и последствията от пандемията от COVID-19 и войната в Украйна. През 2024 г. и последващите години се очаква постепенно стабилизиране на пазара на природен газ и завръщане към положителни темпове на растеж на потреблението.

По данни от Общия енергиен баланс на НСИ за 2022 г., природният газ има дял от 11,9% в първичното енергийно потребление и 12,7% 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 на тръбопроводен газ от Азербайджан и на втечен природен газ от терминалите в региона. Местният добив в страната остава нисък. През 2023 г. около 0,2% от потреблението на природен газ е осигурено от местен добив от находището „Галата“. Делът на вноса на природен газ в България през изминалата година е 99,8%.

„Булгартрансгаз“ ЕАД работи активно и последователно за подобряването на междусистемната свързаност чрез повишаване на техническите капацитети за пренос в точките на междусистемно свързване за осигуряване на възможности за доставки на газ от разнообразни 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.

Въвеждането в експлоатация на Интерконектора България-Сърбия (IBS) през 2023 г. осигури по нов маршрут достъп на България до терминала за втечен природен газ в Хърватска, както и до най-големия ликвиден пазар и хранилище в Централна Европа – Баумгартен в Австрия, а на Сърбия – до терминалите за втечен газ в региона.

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 точка на междусистемно свързване IP Кюстендил/Жидилово е единствената входна точка за доставки на природен газ.

В резултат, изпълнените проекти допринасят за диверсифициране на източниците на доставка, осигуряване на сигурен достъп до допълнителни количества газ от региона на Централна и Югоизточна Европа и постигане на ликвиден, интегриран и взаимосвързан пазар на природен газ на европейско ниво.

„Булгартрансгаз“ ЕАД управлява газопреносната си инфраструктура като единна система с една балансова зона, респективно една Виртуална търговска точка (ВТТ). Наличието на единна балансова зона и една ВТТ осигурява възможност на ползвателите на мрежата и търговците на газ да работят с единно балансово портфолио, с което се избягват рисковете от генериране на положителен дисбаланс в едната балансова зона и отрицателен в другата.

През 2022 г. и 2023 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	2022		2023	
		Количество, GWh	Относителен дял	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос по междусистемни входни точки	28 132	99,7%	26 246	99,8%
2	Природен газ от местен добив	71	0,3%	57	0,2%
ОБЩО		28 203	100,0%	26 303	100,0%

Като трайна тенденция се очаква вносът от разнообразни източници на доставка на тръбопроводен газ и LNG за страната и региона да продължи да нараства.

Планът REPowerEU за намаляване на зависимостта на Европейския съюз от руските изкопаеми горива и ускоряване на прехода към чиста енергия налага необходимостта от увеличаване на количествата тръбопроводен газ от каспийския регион и на LNG от алтернативни източници като САЩ, Катар, Египет, Норвегия, Алжир, Нигерия и др. към европейските страни. Терминалите за втечен природен газ ще продължат да играят ключова роля за диверсификация на източниците и повишаване на европейската газова сигурност.

### 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;
- „Ай Си Джи Би“ АД – независим преносен оператор, лицензиран да осъществява дейността пренос 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.

Деятелностите 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 2023 г. на територията на Република България 25 лицензирани газоразпределителни дружества осъществяват дейност на 36 лицензионни територии, които обхващат 174 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 31.12.2023 г. е 157 995, от които 8 439 небитови и 149 556 битови клиенти. Броят на клиентите е нараснал с 3,7% за една година – от 152 383 през 2022 г. на 157 995 през 2023 г. Битовите клиенти са се увеличили с 3,8%, а небитовите клиенти с 2,3%.

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 2024 г. като участници са регистрирани 93 компании.

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 четири години значително беше повишена ликвидността на газовия пазар 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).

Търгуваните количества природен газ на организирания пазар на ГХБ за 2023 г. са 45 723 956 MWh, от които 12 795 366 MWh на краткосрочния сегмент (STSPs по смисъла на Регламент 312/2014, разработени съобразно изискванията на чл. 7 от Регламента, както и да посрещат нуждите на преносните оператори за действия по балансиране). По отношение на количествата по дългосрочни продукти те се равняват на 32 928 590 MWh за годината. Общият брой сделки за 2023 е 25 425 броя, което е с 336% повече от броя сделки за 2022 г. Общите количества за 2023 г. са с 307% повече от количествата за 2022 г. По всички показатели ликвидността на ГХБ нараства всяка следваща година, в т.ч. брой сделки, обеми по сегменти и брой членове.

Важен фактор за повишената ликвидност е броят и активността на членовете на ГХБ. Към м. февруари 2024 г. те са общо 93. Голяма част от тях са водещи български компании в областта на търговията с природен газ. Около 41% от членовете на пазара на ГХБ са чуждестранни компании, като в списъка с членове присъстват водещи европейски търговци, опериращи на единния ЕС пазар за газ. 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 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 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).

От 2021 г. „Газов Хъб Балкан“ ЕАД е страна по Меморандума за разбирателство за трансгранично сътрудничество относно развитието на интегриран пазар на природен газ в Югоизточна и Източна Европа – SEEGAS, към който с началото на 2022 г. се присъедини и „Булгартрансгаз“ ЕАД. В рамките на инициативата за развитие на интегриран пазар на природен газ в югоизточна и източна Европа, съвместно с „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД участват 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 транзакции с природен газ и деривати в съответствие с европейските практики. Проектът е с пълната подкрепата на European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), като един от механизмите за подкрепа е извършването на фокусирани проучвания и асистиране при развитието на регионална инфраструктура за капиталов пазар (CMI), включително post-trade среда, базирана на международни стандарти и най-добри практики.

През 2023 г. „Газов Хъб Балкан“ ЕАД стана член на EUROPEX – асоциацията на енергийни борси, пазарни оператори и делегирани оператори в Европа. Сред основните приоритети на EUROPEX са:

- Насърчаване и създаване на условия за ефективни, достъпни, ликвидни, сигурни и прозрачни енергийни и екологични пазари на едро;
- Да представлява интересите на членовете пред законодателни и регулаторни органи, както и други заинтересовани страни, като работи за общи позиции по конкретни въпроси и осигурява единен глас;
- Да осигурява подкрепа на членовете по регионални и национални политически въпроси, свързани с европейските енергийни пазари на едро.

ГХБ е международно призната и легитимна газова борса в България, разпознаваема, както от международни институции и организации, така и от международните пазарни участници. Благодарение на непрекъснатото подобряване на междусистемната свързаност, осъществявано от „Булгартрансгаз“ ЕАД, този ефект 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 90 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 2022 г. и 2023 г. са представени в таблицата:



№	Вид	Количество 2022 г. (MWh)	Относителен дял	Количество 2023 г. (MWh)	Относителен дял
1	Пренос до изходни точки в страната	28 202 548	17,24%	26 302 903	15,30%
2	Пренос до трансгранични точки със съседни държави	135 390 955	82,76%	145 572 930	84,70%
<b>Общо:</b>		<b>163 593 503</b>	<b>100,00%</b>	<b>171 875 833</b>	<b>100,00%</b>

През 2023 г. се отбелязва значителен ръст спрямо 2022 г. на количествата газ за пренос до трансгранични точки. Това се дължи на нарастващото търсене на пренос на газ по маршрути през България за съседните страни и региона, както и на 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 2023 г. са 1 211 GWh, а запълнеността на хранилището в края на нагнетателния период е 5 757 GWh или 97,7%. Добитите количества са 1 131 GWh.

#### **1.1.5. Местен добив на природен газ**

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

От 2004 г. „Петроkelтик 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.

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**

Устойчивата трансгранична газопреносна система е основният стълб за сигурността на доставките на газ в ЕС. България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура с високо ниво на междусистемна свързаност и

значителен капацитет. С изпълнението на вече реализираните и на планираните нови проекти, страната развива потенциала си да е все по-значим фактор за осигуряването на енергийната сигурност и диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за региона.

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 по-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 са предпоставка за повишаване на използването на природен газ в битовия сектор.

През 2023 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД проведе съвместно със съседните оператори на газопреносни мрежи необвързваща оценка на търсенето на добавен капацитет за точките на междусистемно свързване, в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/459 за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределение на капацитет в газопреносните системи.

Резултатите показаха очаквано значително повишение в търсенето на капацитет за пренос на природен газ в посока от юг на север в синергия с нарастването на газовите потоци, както и необходимост от повишаване на капацитетите за пренос по Вертикалния газов коридор.

В тази връзка и в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/459 „Булгартрансгаз“ ЕАД стартира съвместни технически проувания с DESFA S.A., Transgaz S.A. и „Ай Си Джи Би“ АД за повишаване на капацитетите за пренос в общите точки на междусистемно свързване.

Идентифицирани са необходимите проекти за повишаване на техническите капацитети в точки на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро, IP Стара Загора и IP Негру Вода 1/Кардам. Провеждането на обвързващата фаза на пазарните тестове е планирано за м. юли 2024 г.

През м. януари 2024 г. в гр. Атина, Гърция, в рамките на срещата на групата на високо равнище за междусистемна свързаност в Централна и Югоизточна Европа (CESEC), беше подписан нов Меморандум за разбирателство с разширен географски обхват във връзка с инициативата за Вертикалния газов коридор (ВГК). Страни по Меморандума са „Булгартрансгаз“ ЕАД, DESFA S.A., Gastrade S.A., „Ай Си Джи Би“ АД, Transgaz S.A., FGSZ Ltd., Eustream a.s., Gas TSO of Ukraine LLC и VestMoldTransgaz S.R.L.

Инициативата е подкрепена от Европейската комисия и е ключова за повишаване на сигурността на доставките на природен газ за Европейския съюз и страните от Енергийната общност.

Осигуряването на възможност за пренос на допълнителни количества LNG от терминалите в региона и природен газ от каспийския басейн в посока от юг на север чрез газопреносните мрежи на Гърция, България, Румъния, Унгария, Словакия, Украйна

и Молдова ще допринесе значително за подобряването на сигурността на доставките в по-широкия регион.

С реализацията на проектите за нова газопреносна инфраструктура 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.

Същевременно „Булгартрансгаз“ ЕАД продължава изпълнението на проекта за разширение на ПГХ „Чирен“. Той цели увеличаване на обема на активния газ до 1 млрд. м<sup>3</sup> и на дневните капацитети на добив и нагнетяване до 8-10 млн. м<sup>3</sup>/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, в т.ч. до втечен природен газ чрез съществуващите и планираните терминали в региона. По този начин проектът ще спомогне за повишаване на ликвидността на газовите пазари в България и страните от Югоизточна и Източна Европа.

„Булгартрансгаз“ ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на „Газтрейд“ С.А. - проектната компания, която реализира „Независимата система за природен газ Александрополис“. Терминалът разполага с капацитет за регазификация до 5,5 млрд. м<sup>3</sup> природен газ годишно. Българското участие в проекта е стратегически важно за диверсификацията и сигурността на енергийните доставки за България и останалите страни в региона.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД планира проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за храняване на потребители в източномаришкия регион.

Дружеството планира също проекти в областта на водородната енергетика, свързани с оценка на възможностите и последващ ретрофитинг на съществуващата инфраструктура, с цел осигуряване на пригодност за смесване на природния газ с водород и за изграждане на изцяло водородна инфраструктура на територията на България.

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, повишаване на

капацитетите за пренос в точките на междусистемно свързване, развитието на нови LNG терминали, както и потенциала на регионалния и местния добив, се очаква повишаване на потреблението на природен газ в страната и региона 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 2023 г. възлиза на 4,7 млрд. м<sup>3</sup>, което представлява спад от приблизително 10% на годишна база спрямо 2022 г. (5,2 млрд. м<sup>3</sup>). Производството на електроенергия заема значителен дял от годишната консумация на газ. Потреблението в страната се осигурява основно от внос през България, Трансадриатическия газопровод и от източници на втечен природен газ.

Гръцкият газопреносен оператор DESFA S.A. разработва проекти за повишаване на техническия капацитет за пренос на националната газопреносна система на Гърция, чрез усилване на линейната инфраструктура, разширение на съществуващи и изграждане на нови компресорни станции. Във връзка с инициативата за Вертикалния газов коридор, за осигуряване на необходимите условия за пренос на допълнителни количества природен газ от юг на север, между DESFA S.A. и „Булгартрансгаз“ ЕАД има изготвен съвместен проект за повишаване на капацитета в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България. Това е предпоставка за създаване на необходимите условия за пренос на допълнителни количества природен газ от юг на север.

Реализацията на инициативата ВГК ще подпомогне да бъде задоволено нарастващото търсене на природен газ в региона, както и значително да бъдат подобрени условията за диверсификация и сигурността на газовите доставки.

Планираните инвестиции ще позволят повишаване на капацитета от Гърция към България в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро до 9,7 млн. м<sup>3</sup>/ден.

Сред приоритетите на страната е изграждането на нови LNG терминали, като все повече ще се разчита на източници от САЩ, Средиземно море, Близкия Изток и Централна Азия. Към момента Гърция разполага с един действащ терминал за втечен природен газ в Ревитуса. През 2024 г. се въвежда в експлоатация и терминалът в Александруполис. С планираните до 2025 г. нови LNG терминали в страната се очаква общият капацитет за регазификация да достигне 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 <sup>3</sup> годишно)
Revithoussa LNG Terminal	1999	Наземен	DESFA	7
Alexandroupolis LNG Terminal	Q2 2024	Плаващ	Gastrade	5,5
Dioriga Gas FSRU	Q2 2025	Плаващ	Dioriga Gas	2,5
Thrace LNG	Q4 2024	Плаващ	Gastrade	5,5
Argo FSRU	Q1 2025	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. м<sup>3</sup>/г. Планира се увеличаване на общия технически капацитет от 3 млрд. куб. м/г. на 5 млрд. куб. м/г. от четвъртото тримесечие на 2025 г. за входно-изходната точка в Стара Загора и от четвъртото тримесечие на 2026 г. за входно-изходната точка в Комотини.

### **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. м<sup>3</sup>/г. 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.

България има осигурена свързаност с TAP по две независими трасета - чрез мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA S.A. и чрез IGB. Чрез мрежата на Булгартрансгаз достъп до доставки на каспийски природен газ по TAP имат на всички съседни държави, което допълнително допринася за наличието на газ от алтернативни източници и сигурността на енергийните доставки за региона.

### **EastMed**

Разглеждат се различни варианти на проекта, включително и по-кратък маршрут, включващ изграждане на около 300 км. подводен газопровод между Израел и Кипър, както и съоръжения за втечняване на природен газ в Кипър. Реализацията на проекта ще осигури възможност за доставки на втечен природен газ за европейските пазари от източносредиземноморските газови находища.

### **Revithoussa LNG Terminal**

Терминалът за втечен природен газ в Ревитуса разполага с годишен капацитет за регазификация до 7 млрд. м<sup>3</sup> и капацитет за съхранение 225 000 хил. м<sup>3</sup>. Чрез него се постига по-висока ликвидност на пазара на природен газ и допринася за сигурността на газовите доставки за Гърция и региона.

От 2019 г. чрез терминала се осъществяват доставки на втечен природен газ за българския пазар, 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. м<sup>3</sup>/г. Капацитетът за съхранение е 153,500 хил. м<sup>3</sup>. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ и др.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е акционер в терминала с 20% от капитала на „Gastrade“ S.A. – проектната компания за реализация на терминала.

Проектът е от ключово значение за сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на природен газ в регионален план. Изпълнението на проекта е в синергия с разширението на подземното газохранилище „Чирен“, което ще спомогне за по-голяма гъвкавост и сигурност на пазара на природен газ както в България, така и в региона.

## 2.2 Турция



*Газопреносна инфраструктура в Турция. Източник: ENTSOG*

Потреблението на природен газ в Турция през 2023 г. възлиза на около 50,3 млрд. м<sup>3</sup>, което е с приблизително 3% по-ниско от 2022 г. (52 млрд. м<sup>3</sup>). През зимния период пиковото потребление достига нива от 250-300 млн. м<sup>3</sup> на ден. Очаква се 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.

Добивът от местни находища на Турция през 2023 г. възлиза на 807 млн. м<sup>3</sup>, които покриват около 2% от вътрешното потребление. Същевременно през м. април 2023 г. бе въведено в експлоатация газовото находище Sakarya, като се очаква в първата фаза в периода 2023-2025 г. добивът да нарасне до 3,6 млрд. м<sup>3</sup>/г. газ, а след това да достигне близо 15 млрд. м<sup>3</sup>/г по време на втората фаза до 2028 г.

През 2023 г. Турция е внесла 48,8 млрд. куб. м природен газ, като 10% от тях са доставени от САЩ. 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. м<sup>3</sup>/г., от които 10 млрд. м<sup>3</sup>/г. се транзитират до европейските пазари, а за вътрешно потребление в Турция са предназначени 6 млрд. м<sup>3</sup>/г. Планира се разширяването на тръбопровода и достигане на капацитет до 32 млрд. м<sup>3</sup>.

Турция разполага с пет терминала за втечен природен газ (три плаващи и два наземни) с общ капацитет за регазификация над 53 млрд. м<sup>3</sup> газ годишно, като за част от тях се предвижда разширение в следващите години.

LNG инфраструктура в Турция:

Име на съоръжението	Година на въвеждане в експлоатация	Тип	Оператор	Капацитет за регазификация (млрд. м <sup>3</sup> годишно)
Marmara Ereglisi 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 2022 г. е в размер 27,75% от общия внос и е в размер на 15,17 млрд. м<sup>3</sup>. Основните източници на доставки на LNG в страната се осъществяват от Алжир, САЩ, Нигерия, Египет и др.

През м. януари 2024 г. „Булгатрансгаз“ ЕАД и BOTAS S.A. подписаха оперативен Споразумение за междусистемно свързване за точката Странджа/Малкочлар. Това е от ключово значение за диверсификацията на източниците на природен газ не само за България, а и за регионалния и европейския газови пазари. Чрез газопреносната мрежа на Турция се осигурява достъп до природен газ от добив от местни находища, Азербайджан, Иран и глобалния пазар на втечен газ посредством терминалите за регазификация в Турция.



## 2.3 Румъния



Газопреносна инфраструктура в Румъния. Източник: ENTSOG

Потреблението на природен газ в страната през 2023 г. възлиза на 9,5 млрд. м<sup>3</sup>, като бележи спад от около 6,86% на годишна база спрямо 2022 г. В това число се наблюдава спад във вноса, за сметка на количеството добит природен газ от местни находища, което се увеличава спрямо 2022 г. Подземното съхранение на газ се осигурява чрез шест подземни хранилища с общ активен капацитет от 3,2 млрд м<sup>3</sup>.

Румъния има амбицията да затвърди значението си като производител на природен газ в Европа от 2027 г., вследствие на реализация на проект за добив на природен газ от Черно море „Нептун Дийп“.

В рамките на инициативата за Вертикалния газов коридор от „Булгартрансгаз“ ЕАД, и румънският газопреносен оператор Трансгаз са проведени технически проучвания и е дефиниран проект за повишаване на капацитета за пренос на газ от България към Румъния в точка на междусистемно свързване IP Негру Вода 1/Кардам. Този проект е в съответствие с целите на страните от Централна и Югоизточна Европа за диверсификация и увеличаване на доставките на газ от алтернативни източници, в т.ч. LNG.

Важна роля има интересът за осигуряване на физически реверсивен поток в точките на

свързване на румънската и украинската газопреносни системи. Украйна разполага с най-голям брой газови хранилища в рамките на Европа, като по този начин се гарантира доставката на природен газ от югоизток през българската и румънска преносни системи.

### **Междусистемна газова връзка Румъния – Сърбия**

Към този момент единствената страна в съседство, която не разполага с наличие на междусистемна свързаност с Румъния е Република Сърбия. В процес на реализация е проект за изграждане на газопровод с дължина 97 км, от които 85 км на територията на Румъния и 12 км на територията на Сърбия. Интерконекторът ще осигури свързаност на газопреносните мрежи на двете държави, с двупосочен капацитет за пренос в размер на 1,6 млрд. м<sup>3</sup>/г.

### **2.4 Република Северна Македония**



*Газопреносна инфраструктура в Р. Северна Македония. Източник: ENTSG*

Потреблението на природен газ в Северна Македония е все още ниско. За 2023 г. възлиза на около 0,35млрд. м<sup>3</sup>, което е ръст от над 14% на годишна база в сравнение с 2022 г. (0,28 млрд. м<sup>3</sup>).

На територията на Република Северна Македония НОМАГАС АД Скопие извършва дейностите по пренос и управление на преносната система за природен газ. Газопреносната инфраструктура с високо налягане захранва основно района на гр. Скопие. Пазарът на природен газ е в процес на развитие и към настоящия момент 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 (СНР), както и след реализацията на отделните фази от националния проект „Газификация на Република Северна Македония“.

В тази връзка, е сключен меморандум за разбирателство между Р Северна Македония и Албания в областта на енергетиката с цел засилване на сътрудничеството при планирането на нова газова инфраструктура, възобновяемата енергия и изграждането на нов LNG терминал във Вльора.

От края на 2022 г. между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „ГА-МА“ АД (преобразувано в „НОМАГАС“ АД) има сключено Споразумение за междусистемна свързаност за точката Кюстендил/Жидилово, съгласно което техническият капацитет се повиши с 500 хил. м<sup>3</sup> дневно или увеличение от 182 млн. м<sup>3</sup>/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 достъп до алтернативни източници на газ, включително LNG, както и да се възползва от услугите по съхранение на природен газ в подземното газохранилище „Чирен“.

В начална фаза е проектът Междусистемна газова връзка Гърция-Северна Македония, който предвижда изграждане на газопровод с обща дължина от 123 км, от които 68 км са на територията на Р Северна Македония. Първоначалният капацитет на газопровода се планира да бъде 1.5 млрд. м<sup>3</sup>/г., с възможност за повишаване до 3 млрд. м<sup>3</sup>/г. Също така, се провеждат и проучвания за пригодността на бъдещия газопровод за пренос на водород.

Разглежда се и проект в идейна фаза 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. Предстои провеждането на пазарен тест за новата инфраструктура.



## 2.5 Сърбия



Газопреносна инфраструктура в Сърбия. Източник: ENTSOG

През 2023 г. Потреблението на природен газ в Сърбия се запазва около 3,1 млрд. м<sup>3</sup>. Добив на природен газ в Сърбия се осъществява в района на Войводина от компанията „Naftna Industrija Srbije“. Основната част от потреблението на природен газ в Сърбия се осигурява чрез внос през газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Местният добив задоволява около 7% от търсенето.

През 2022 г. Сърбия и Унгария подписаха двустранно споразумение за сътрудничество в

енергийния сектор, съгласно което Сърбия може да съхранява 500 млн. куб. метра в унгарски газохранилища. Сърбия разполага и със собствено газохранилище – „Банатски двор“ с капацитет за съхранение от 427 млн. м<sup>3</sup>.

През м. декември 2023 г. беше въведена в експлоатация междусистемната газова връзка България-Сърбия (IBS). Проектът IBS е ключов за подобряване на енергийната свързаност в региона и включва интерконектор с трасе от Нови Искър в България до Ниш в Сърбия с обща дължина 170 км, както и изградени газоразпределителни станции до градовете Сливница и Драгоман. Капацитетът на интерконектора е 5 млн. м<sup>3</sup>/ден (1,8 млрд. м<sup>3</sup>/г.) и възможност за реверсивен поток.

През м. ноември 2023 г. Сърбия подписа споразумение с Азербайджан за доставка на до 400 милиона кубически метра газ годишно до 2026 г., с възможност от 2027 г. тези количества да се увеличат до три пъти.

През м. октомври 2023 г. ГАЗТРАНС d.o.o. и „Булгартрансгаз“ ЕАД публикуваха Съвместен доклад за оценка на пазарното търсене на добавен капацитет за точка на междусистемно свързване IP Киреево/Зайчар, съгласно който ГАЗТРАНС d.o.o. ще стартира проект за увеличаване на техническия капацитет за вход към Сърбия до 406 524 342 KWh.

## **2.6 Текущо състояние, пазарен потенциал и перспективи за развитие**

Според данните на Международната агенция по енергетика (IEA), световното потребление на природен газ през 2023 г. достига до 4,09 трилиона м<sup>3</sup> и е нараснало с около 0,5% спрямо 2022 г. (4,07 трилиона м<sup>3</sup>).

През 2023 г. в ЕС потреблението на газ достига 290 млрд. м<sup>3</sup>, като отбелязва спад от над 15% в сравнение с 2022 г. (350 млрд. м<sup>3</sup>). Спадът може да бъде отчетен като временен и е в значителна степен резултат от нестабилността на цените на природния газ и от усилията на държавите членки за колективно намаляване на потреблението на газ, в съответствие с Регламент (ЕС) 2022/1369 относно координирани мерки за намаляване на търсенето на газ.

През 2023 г. делът на вноса на руски газ за ЕС се сви до около 14,8% (42,9 млрд. м<sup>3</sup>), което представлява спад от над 45% спрямо 2022 г. (80 млрд. м<sup>3</sup>). Тенденцията е вносът на руски газ за ЕС да продължи да намалява. Усилията са насочени към диверсификация на източниците и увеличаване на доставките на природен газ от надеждни доставчици, както и върху оптимизацията на съществуващата газопреносна инфраструктура и терминалите за LNG.

През 2023 г. втечненият природен газ затвърди ролята си на основен източник за осигуряване на потреблението в ЕС. Доставките на втечен газ достигнаха около 120 млрд. м<sup>3</sup> на годишна база, което представлява над 40% от потреблението и половината от вноса на газ. Около 50% от доставките на втечен газ за ЕС са от САЩ.

За да компенсира намаляващия внос от Русия, ЕС разширява вноса си на природен газ от различни източници като Норвегия, САЩ, Северна Африка, Катар, Великобритания и други алтернативни доставчици. През 2023 г. внесените количества от Норвегия и САЩ г. достигат около 144 млрд. м<sup>3</sup> (87,8 млрд. м<sup>3</sup> от Норвегия и 56,2 млрд. м<sup>3</sup> от САЩ), което представлява приблизително 50% от общия внос на газ в ЕС.

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, както и преодоляване на участъците с недостатъчен капацитет в инфраструктурата. Очаква се делът на LNG във вноса на ЕС в краткосрочен и средносрочен план да продължи да нараства.

В последните години „Булгартрансгаз“ ЕАД направи важни инвестиции в рехабилитацията, модернизацията и повишаването на капацитета на съществуващата газова инфраструктура. Дружеството активно работи за повишаване на енергийната сигурност чрез подобряване на междусистемната свързаност със съседни страни и създаване на условия за ускоряване на процеса на диверсификация на източниците и трасетата за доставка на природен газ и повишаване на енергийната сигурност.

Чрез мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за потребители в страната и за съседните пазари се реализират значителни доставки от различни източници, като Азербайджан, САЩ и други, в т.ч. доставки на втечен природен газ. LNG терминалът в Александруполис, както и другите терминали в региона допълнително ще допринесат за повишаването на сигурността на доставките, диверсификацията и конкуренцията в полза на крайните потребители.

Развитието на междусистемната свързаност между България и страните от региона е от съществено значение за постигането на пазарна интеграция на фона на увеличеното търсене на природен газ в региона.

Осигуряването на достатъчно капацитет в точките на междусистемно свързване по Вертикалния коридор ще позволи пренос на нарастващите количества втечен природен газ от терминалите за втечен природен газ в региона, в синергия с наблюдавания значителен ръст на газовите потоци от юг на север, резултат от политиката за диверсификация и сигурност на доставките на страните от Югоизточна, Източна и Централна Европа.

Това ще даде възможност на потребителите в Югоизточна, Източна и Централна Европа да получат допълнителни количества природен газ от терминалите за втечен газ и Южния газов коридор.

Инициативата за Вертикалния газов коридор е в пълно съответствие с плана REPowerEU и с целта за преустановяване на зависимостта от внос в ЕС на руски енергоизточници.

Проектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“, повишаване на техническия капацитет в точките на междусистемно свързване 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.

До края на 2024 г. се очаква да бъде завършен проектът 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 с проекта за LNG терминал край

Александруполис и с всички останали проекти на „Булгартрансгаз“ ЕАД 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.

„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, 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 отговаря по адекватен начин на тенденцията за увеличаващи се потоци на газ от юг на север 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.

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.

„Булгартрансгаз“ също така е активен участник във връзка с инициативата за създаване на европейска мрежа на (бъдещи) мрежовите оператори на водород – European Network of Network Operators for Hydrogen (ENNOH). Заедно с други европейски ОПС, предвиждащи да бъдат оператори на мрежи за водород, „Булгартрансгаз“ участва в разработването на концепция относно работата на ENNOH, прилагане на съответната регулаторна рамка и сътрудничество между операторите с цел синхронизиране на вижданията и обединяване на усилията във връзка с напредъка по развитието на водородни мрежи и декарбонизация на енергийния сектор в синергия със средносрочните и дългосрочните цели на ЕС.

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, с последващо развитие на инфраструктурата в посока Румъния.

На 28.11.2023 г. беше публикуван първият списък с проекти на ЕС от общ и взаимен интерес, въз основа на Регламент (ЕС) 2022/869 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура. В списъка са включени общо 166 проекта, които допринасят за ускоряването на енергийния преход и постигането на целите на Съюза в областта на енергетиката и климата до 2030 г. и 2050 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД има включен проект за изграждане на водородопреносна инфраструктура в списъка под номер 10.3.2 „Вътрешна инфраструктура в България до границата с Гърция“, който е част от междусистемните връзки за водород в Централна, Източна и Югоизточна Европа.



## 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 2023 г. е 28 645 GWh и спрямо предходната година е намалял с 19%.

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 (28 645 GWh) и съответно - реално пренесените количества природен газ (26 303 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.

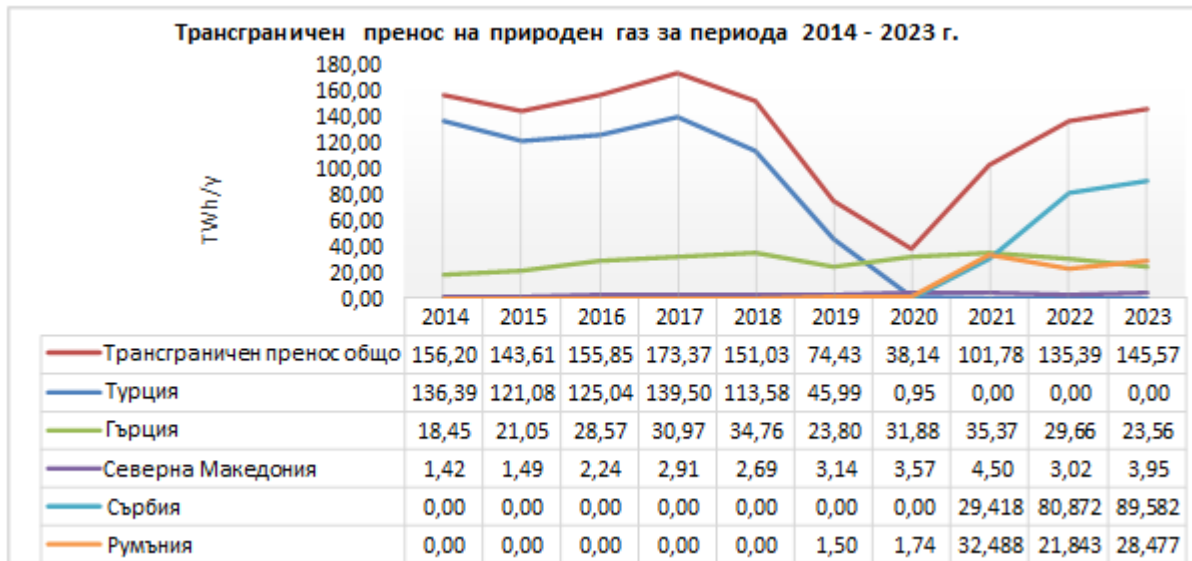
## 2. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Физически трансгранично пренесените количества природен газ през 2023 г. са 145,573 TWh или над 7,5% повече в сравнение с 2022 г. (135,391 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 2022 и 2023 г.

Допълнителен ръст в трансграничния пренос в следващите години се очаква и във връзка с реализацията на стратегическите проекти по инициативата за Вертикалния коридор, в резултат от търсенето в ЕС за доставки от алтернативни източници на тръбопроводен газ и LNG.

Трансграничният пренос през територията на България за периода 2014-2023 г. е представен по държави в следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2023 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.

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“, който е в процес на изпълнение, прави 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.

През 2022 г. са нагнетени 4 564 GWh природен газ и са добити 2 555 GWh, а през 2023 г. са нагнетени 1 211 GWh природен газ и са добити 1 131 GWh.

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

<b>Добити и нагнетени количества природен газ през 2022 г. и 2023 г.</b>								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2022 г.		2023 г.		2022 г.		2023 г.	
	GWh	хил. м <sup>3</sup>	GWh	хил. м <sup>3</sup>	GWh	хил. м <sup>3</sup>	GWh	хил. м <sup>3</sup>
Януари	1 096,342	103 968	11,915	1 098	0	0	0	0
Февруари	521,792	49 436	264,347	24 477	0	0	0	0
Март	201,793	19 082	0,000	0	0	0	0	0
Април	50,075	4 729	0,000	0	109	10 257	30,588	2 827
Май	0,000	0	0,000	0	256,273	24 177	450,605	41 917
Юни	0,000	0	0,000	0	745,091	70 027	120,897	11 215
Юли	0,000	0	0,000	0	744,518	69 277	9,547	880
Август	0,000	0	0,000	0	830,918	76 962	359,259	32 077
Септември	0,000	0	0,000	0	798,588	74 739	153,343	14 036
Октомври	0,000	0	0,000	0	867,894	81 340	86,762	7 956
Ноември	87,436	8 141	372,356	34 177	212	19755,423	0,000	0
Декември	597,795	55 198	482,680	44 323	0	0	0	0
<b>Общо:</b>	<b>2 555</b>	<b>240 553</b>	<b>1 131</b>	<b>104 075</b>	<b>4 564</b>	<b>426 535</b>	<b>1 211</b>	<b>110 907</b>

## 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 периоди<sup>1</sup>.

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;

---

<sup>1</sup> Национален статистически институт, [www.nsi.bg](http://www.nsi.bg); Eurostat, [www.epp.eurostat.ec.europa.eu](http://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 2023 г. търсенето на природен газ е задоволявано, както следва:

- Внос – 26 246 GWh (99,8%);

- Местен добив – 57 GWh (0,2%).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ в страната за периода 2024-2028 г. е представена на графиката:



## 2.1 Внос

От 2019 г. благодарение на увеличения капацитет 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 2024 г. нивото на местния добив се очаква да остане много ниско. 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 ПРЕНΟΣ 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:

- повишаване на капацитетите за пренос в съществуващите точки на междусистемно свързване;
- ускорената диверсификация на източниците на природен газ в региона на Югоизточна Европа;
- реализацията на проектите за нови LNG терминали в региона;
- утилизация на свободните капацитетни възможности на газопреносната система, която Дружеството оперира;
- разширението на капацитета на ПГХ „Чирен“;
- повишаване на потреблението на природен газ в страната;
- установяването и развитието на ликвиден регионален газов пазар.

Прогнозата за търсенето на услуги по пренос на природен газ за периода 2024 – 2028 г. 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 2024-2028 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:

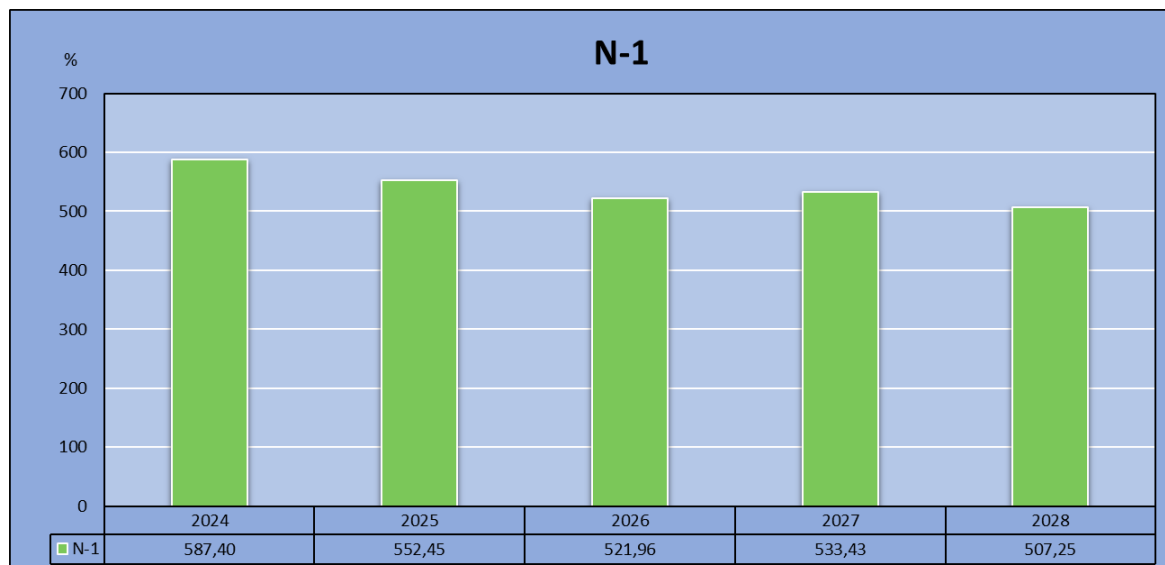
$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100$$

Където:

<b>EP1</b>	Технически капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP2</b>	Технически капацитет на Негру вода 1/Кардам, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP3</b>	Технически капацитет на интерконектор България-Сърбия, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP4</b>	Технически капацитет на IP Кулата/Сидирокастро, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP5</b>	Технически капацитет на IP Русе/Гюргево (IBR), млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP6</b>	Технически капацитет на IP Стара Загора (IGB), млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP7</b>	Технически капацитет на IP Киреево/Зайчар, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP8</b>	Технически капацитет на IP Странджа/Малкочлар, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>LNGm</b>	Максимален технически капацитет на съоръженията за ВПГ
<b>Smax</b>	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен
<b>Pmax</b>	Национален добив на газ – максимален възможен добив
<b>Dmax</b>	Национално потребление - пиково потребление
<b>I<sub>max</sub>=EP1</b>	Най-голямата единична газова инфраструктура – IP Странджа 2/Малкочлар, млн. м <sup>3</sup> /д.

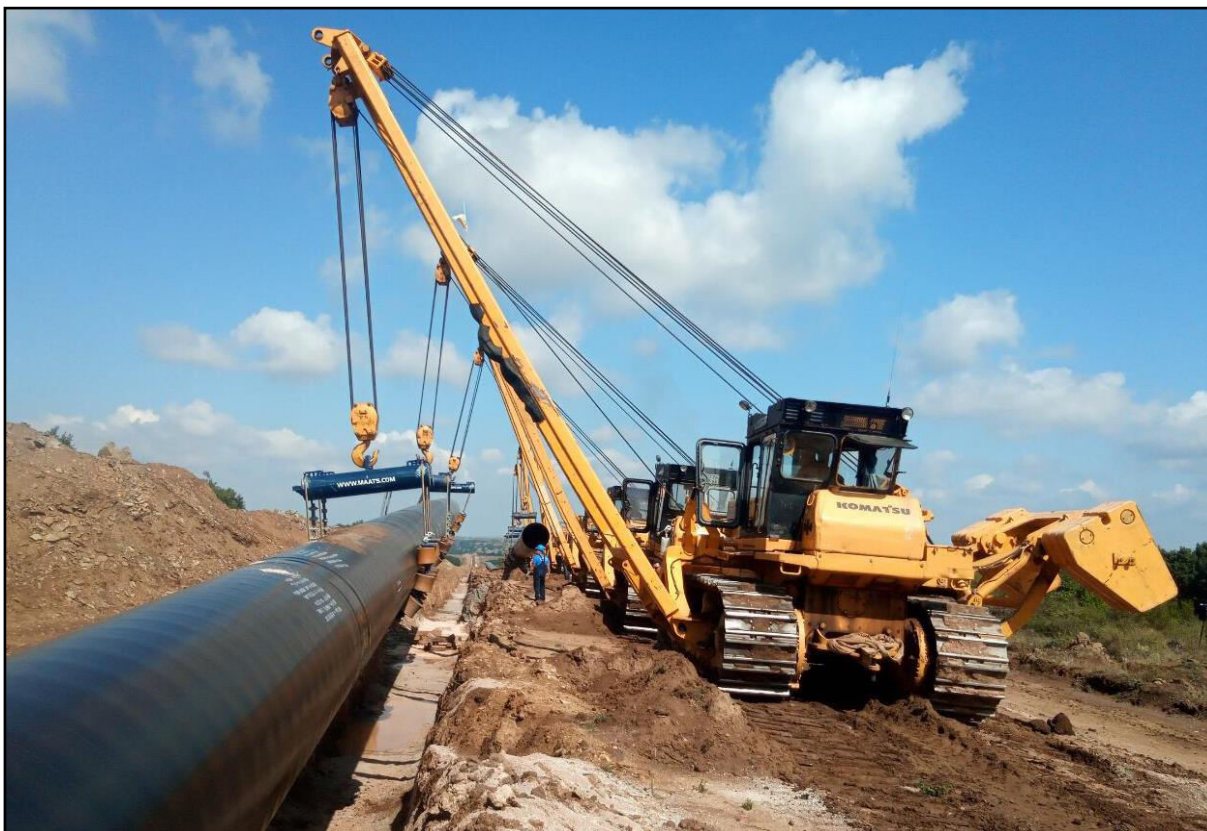
Резултатите от формулата N-1 за следващите 5 години, са следните (данните за капацитет във формулата N-1 са в млн. м<sup>3</sup>/д., съобразно изискванията на Регламента):

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	EP7	EP8	Dmax	LNGmax	Ep1=I <sub>max</sub>	N-1
	mcm/d												%
2024	0,03	4,70	20,27	0,72	6,12	4,11	11,42	32,00	11,00	15,38	0,00	54,60	587,40
2025	0,03	5,40	20,27	0,72	6,12	4,11	11,42	32,00	11,00	16,48	0,00	54,60	552,45
2026	0,03	6,10	20,27	0,72	6,12	4,11	11,42	32,00	11,00	17,58	0,00	54,60	521,96
2027	0,03	6,80	20,27	0,72	9,50	4,11	15,22	32,00	11,00	18,68	0,00	54,60	533,43
2028	0,03	7,50	20,27	0,72	9,50	4,11	15,22	32,00	11,00	19,78	0,00	54,60	507,25



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 2024-2033 Г.**

*Строителство на линейна част на газопровод с 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 такава, 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 2024-2033 г.

Предвидените за периода 2024-2033 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 потребители**, което ще допринесе за подобряване на състоянието на околната среда, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво.

В настоящата глава от Плана е структурирана информация за основната инфраструктура, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години (2024–2033 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 2024–2026 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 2024–2033 г. – Таблица 2;
- Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ и водород в периода 2024–2033 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 2024 – 2026 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 2024–2026 г., в окрупнен вид, са представени в следващата Таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнало преди 2024 г. или се планира да завърши след 2026 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**

<b>Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2024 – 2026 г. по окрупнени обекти</b>	<b>Период на планираните средства</b>	<b>Очакван размер на инвестицията в хил. лв. (без ДДС)</b>
<b>I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2024-2026 Г.</b>		
<b>1. Инвестиции за Компресорни станции:</b>		
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2025-2026	3 690
КС „Вълчи дол“ – ремонт КРУ 6 kV	2024	129
<b>2. Инвестиции на съществуващи АГРС и ГРС</b>		
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС и ГРС: АГРС „Самоков“ – ново външно ел. захранване, АГРС "Кубрат" - ново външно ел. захранване, ГРС „Страшимирово“ – външно ел. захранване, ГРС „Плевен“ - собствен водоизточник за противопожарни нужди, ГРС Шумен - изграждане на метална ограда,	2024-2025	306
<b>3. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006 г.</b>		
Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци; Подмяна участък ЛК Калугерово - ЛК Врачеш; Подмяна участък ЛК Горни Богров - ОС Нови Искър	2024-2026	39 571
<b>4. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г.</b>		
Реконструкция на защитни съоръжения; възстановяване на земното покритие на газопроводи за Гърция и Македония, реконструкция на очистни съоръжения: ОС "Одринци" и ОС "Лозенец" на ТГ-2 Ду 1200; Обвързка 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)	2024-2026	3 594

<b>Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2024 – 2026 г. по окупнени обекти</b>	<b>Период на планираните средства</b>	<b>Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)</b>
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; Подмяна на участък Ду 1000 на Транзитен газопровод от КС "Лозенец" до границата с Р Турция	2024-2026	67 085
<b>II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА</b>		
<b>1. Газопреносна инфраструктура</b>		
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Севлиево, Разград и Пловдив	2024 – 2025	1 320
Газопровод свързващ ПГХ „Чирен“ със съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД в района на с. Бутан	2024	58 900
<b>2. Инвестиции в спомагателни мрежи</b>		
Нова информационна система за събиране, архив и визуализация на технологична информация от газопреносната мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД	2024	7 500
Внедряване на IT платформа за търговско диспечирание	2024-2026	6 492
<b>III. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ</b>		
<b>1. Инвестиции за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции</b>		
Изграждане на нови ГИС и АГРС – изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2024-2026	300

2. **ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2024 – 2033 Г. ПО ПРОЕКТИ С МЕЖДУНАРОДНО ЗНАЧЕНИЕ**

Инвестициите, чието изпълнение е в зависимост от развитието на проекти с международно значение, 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 2024 – 2033 г. по окрупнени обекти	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
<b>I. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ГАЗ</b>		
<b>1. Съхранение на природен газ</b>		
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ <sup>2</sup> – надземна част и сондажен фонд	2024 - 2025	366 730

Средствата по позиция 1 представят стойност на разходите за проектиране, изграждане, строителен надзор и буферен газ по сключени договори и прогнозни стойности за разходи по обезщетения, сервитутни права, археология и такси. Общата прогнозна стойност на проекта Разширяването 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 2024 – 2033 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.

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



**Таблица 3**

<b>Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос на природен газ в периода 2024 – 2033 г., за които не е взето инвестиционно решение</b>	<b>Период на планираните средства</b>	<b>Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)</b>
<b>1. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г.</b>		
1.1. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Провадия“	2025-2026	1 550
<b>2. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006 г.</b>		
2.1. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен, Пазарджик, Шумен, Нови пазар и Исперих	2024-2027	9 490
2.2. Преносен газопровод с АГРС до Банско и Разлог	2025-2028	43 645
2.3. Проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители Източномаришкия регион	2024-2026	211 091
<b>3. Общи за разпределение</b>		
3.1. Проект за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от Гърция към България и от България към Северна Македония в два варианта:	2024-2029	
3.1.1. Основен вариант – Лупинг от Кулата до Кресна и Преносен газопровод от Пиперево до Перник	2024-2026	239 544
3.1.2. Разширен вариант – Лупинг от Кулата до Пиперево, Преносен газопровод от Пиперево до Перник, Преносен газопровод от Ихтиман до Г. Богров и 9MW допълнителна компресорна мощност в КС Петрич	2024-2029	600 831
3.2. Проект за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от България към Румъния	2024-2026	374 365
<b>4. Проекти с водородна насоченост</b>		
4.1. Сمارт надграждане на съществуващата газопреносна мрежа с цел интегриране на водород до 10% в мрежата	2025-2028	857 602
4.2. Водородопреносна инфраструктура в България (Фаза 1) част от водороден интерконектор между България и Гърция	2024-2029	1 682 094
4.3. Водородопреносна инфраструктура в България (Фаза 2) в посока към Румъния	2025-2029	2 253 116

Посочените средства по позиции 2.3., 3 и 4 от Таблица 3 представят прогноза за очакван размер на инвестицията.

#### 4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2024 – 2033 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2024-2033 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 (2024-2026 г.), включваща инвестиционни дейности, за които е взето окончателно инвестиционно решение

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2024 г.	Общо 2025 г.	Общо 2026 г.
<b>ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:</b>	<b>363 700</b>	<b>173 181</b>	<b>64 593</b>
<b><i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i></b>	<b><i>317 238</i></b>	<b><i>128 397</i></b>	<b><i>2 327</i></b>
<b><i>Газопреносна мрежа</i></b>	<b><i>59 713</i></b>	<b><i>4 701</i></b>	<b><i>941</i></b>
Линейна част	59 337	1 803	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	789	0
Комуникационни и информационни системи	265	1 996	828
АГРС и ГИС	111	113	113
<b><i>Съхранение на природен газ</i></b>	<b><i>243 508</i></b>	<b><i>123 222</i></b>	<b><i>0</i></b>
Разширение на капацитета на ПГХ Чирен	243 508	123 222	0
<b><i>Общи за разпределяне по видове дейности</i></b>	<b><i>14 016</i></b>	<b><i>474</i></b>	<b><i>1 386</i></b>
Линейна част	0	0	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	462	92	1 330
Комуникационни и информационни системи	6 054	381	56
Централно диспечерско управление	7 500	0	0
<b><i>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i></b>	<b><i>35 680</i></b>	<b><i>37 044</i></b>	<b><i>54 025</i></b>
<b><i>Газопреносна мрежа</i></b>	<b><i>32 886</i></b>	<b><i>34 914</i></b>	<b><i>52 361</i></b>
Линейна част	32 305	33 630	48 778
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	263	1 241	3 583
АГРС и ГИС	318	43	0
<b><i>Съхранение на природен газ</i></b>	<b><i>5</i></b>	<b><i>0</i></b>	<b><i>0</i></b>
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	5	0	0
<b><i>Общи за разпределяне по видове дейности</i></b>	<b><i>2 789</i></b>	<b><i>2 129</i></b>	<b><i>1 665</i></b>
Линейна част	2 777	1 700	0

Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	429	1 665
Комуникационни и информационни системи	12	0	0
<b><u>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</u></b>	<b><u>10 783</u></b>	<b><u>7 740</u></b>	<b><u>8 240</u></b>

#### 4.2. Инвестиционна програма за периода 2027-2033 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
	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
<b>ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:</b>	<b>26 127</b>	<b>27 558</b>	<b>28 036</b>	<b>29 563</b>	<b>30 141</b>	<b>31 273</b>	<b>32 462</b>
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	16 191	17 001	17 851	18 743	19 680	20 664	21 697
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	2 436	2 558	2 686	2 820	2 961	3 109	3 264
РАЗДЕЛ I.3 - Доставка на машини и оборудване	7 500	8 000	7 500	8 000	7 500	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 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:

- Разширението на ПГХ „Чирен“;

- Терминалът за втечен природен газ край Александрополис;
- Проектите за развитие на инфраструктурата, с цел увеличаване на капацитетите за пренос от Гърция към България и от България към Румъния в контекста на стратегическия Вертикален газов коридор;
- Проектът за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион.

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:

- Водородопреносна инфраструктура в България (в 2 фази);
- Смарт надграждане на съществуващата българска газопреносна мрежа и свързаните с мрежата активи за ефективно интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове.

При изпълнението на проектите се отчита развитието на стратегиите и политиките по отношение на водородната инфраструктура на регионално и общоевропейско ниво. Подробна информация е представена в т 5.2 по-долу.

### **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 края на 2023 г., с въвеждането в експлоатация на **Междустемната газова връзка България-Сърбия**, българската страна получи достъп до терминалите за втечен природен газ в Хърватска, както и до най-големия ликвиден пазар и хранилище в Централна Европа – Баумгартен в Австрия. Освен че допринася за сигурността и диверсификацията на газовите доставки, интерконекторът дава възможност за развитие и на индустриалната консумация на природен газ.

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.

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 надеждни източници като САЩ, Египет и други. 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.

Въвеждането в експлоатация на **терминала в Александрополис** ще затвърди ролята на втечения природен газ за устойчивото снабдяване с природен газ в региона и ще подобри достъпа до глобалния пазар на LNG.

Разглеждат се и всички възможности за акционерно участие на „Булгартрансгаз“ ЕАД във втори терминал за втечен природен газ в региона.

**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 Александрополис.

Инициативата за **Вертикалния газов коридор** представлява стратегически проект за гарантиране на сигурността на снабдяването и диверсификацията на доставките на природен газ за България и страните от Югоизточна, Източна и Централна Европа.

Концепцията на проекта стъпва на максималното оползотворяване на възможностите на съществуващите газопреносни мрежи по коридора и извършване на оптимални инвестиции на участващите страни в допълнителна инфраструктура, което ще позволи пренос на нарастващите количества втечен природен газ от терминалите за втечен природен газ в Гърция и Турция.

Проектите, които „Булгартрансгаз“ ЕАД разработва за повишаване **на капацитетите за пренос от Гърция към България и от България към Румъния**, са ключова част от цялостната визия на Вертикалния коридор, като тяхната реализация и вече наличната инфраструктура у нас са в основата на постигането на заложените цели за диверсификация и подобряване на сигурността на доставките.

Увеличаването на капацитетите за пренос на газ в точките на междусистемно свързване на газопреносните мрежи на Гърция, България, Румъния, Унгария, Словакия, Украйна и Молдова е от ключово значение за постигане на енергийната сигурност на страните от Югоизточна, Източна и Централна Европа.

Стратегическият маршрут на инициативата за вертикален газов коридор ще гарантира достъп до допълнителни количества втечен природен газ за потребителите. По отношение на проектите, които ще се изпълняват на територията на България за повишаване на капацитетите от Гърция към България и от България към Румъния, ще бъде осигурена техническа възможност за пренос на допълнителни количества природен газ, в т.ч. от Южния газов коридор и втечен природен газ от терминали в съседни страни, при максимално оползотворяване на възможностите на съществуващата инфраструктура.

Важен за развитие и разширение на газовата инфраструктура за „Булгартрансгаз“ ЕАД е и проектът за изграждане на **довеждаща инфраструктура с високо налягане за хранване на потребители в източномаришкия регион.**

С реализацията на проекта ще бъдат създадени условия за модернизация на горивните инсталации на ТЕЦ и други енергийни потребители, въвеждане на по-нискоемисионни горива в енергийния микс, както и значително намаляване на емисиите на парникови газове от горивните процеси. Реализацията на проекта ще допринесе за изпълнението на целите за декарбонизация на енергийния сектор, прехода към нови нисковъглеродни технологии и повишаване на енергийната сигурност, а именно развитие на газопреносна инфраструктура в източномаришкия регион.

Проектът ще доведе до гъвкава и ефективна експлоатация на инсталациите след модернизацията им. Това от своя страна ще има положителен социален ефект, тъй като ще позволи запазване на работни места в региона.

С Решение № 133 от 23 февруари 2024 г. на Министерския съвет на Република България проектите за повишаване на капацитетите за пренос от Гърция към България и от България към Румъния и за довеждащата инфраструктура за хранване на потребители в източномаришкия регион са обявени за национални обекти и обекти с национално значение.

В потвърждение на важноста на проектите, 49 – то Народно събрание прие на 14 март 2024 г. решение за предприемане на действия във връзка с инициативата за Вертикален коридор на газопреносните оператори на България, Гърция, Румъния, Унгария, Словакия, Украйна и Молдова, осигуряваща възможност за пренос на допълнителни обеми природен газ от разнообразни и надеждни източници в посока от юг на север и Актуализираната пътна карта за климатична неутралност на Република България, приета с Решение № 59 от 26 януари 2024 г. на Министерски съвет, чрез разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и реализация на трите проекта, обнародвано в Държавен вестник, бр. 23 от 19.03.2024 г.

Решението на Народното събрание потвърждава важноста на проектите и необходимостта от тяхната срочна реализация.

## Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“



**Съфинансирано от Европейския съюз**

### Идентификация на проекта в списъци:

Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ (ПОИ 6.20.2 в Пети списък с проекти от общ интерес)  
Приоритетен проект на инициативата CESEC

ПГХ „Чирен“ е обявен за обект с национално значение, съгласно Решение № 755/21.09.2004 г. и за национален обект, съгласно Решение № 709/14.10.2021 г. на Министерски съвет  
Газопровод, свързващ ПГХ "Чирен" със съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД е обявен за национален обект с национално значение, съгласно Решение № 528/02.08.2023 г. 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<sup>3</sup> и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8–10 млн. м<sup>3</sup>/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, свързващ ПГХ "Чирен" със 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](https://www.bulgartransgaz.bg/chiren)).

**Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:**

2024 г.

**Фаза на проекта:**

Изпълнение на проектиране, доставки и строително-монтажни дейности

#### Текущ статус на изпълнение на проекта:

##### Надземни съоръжения:

- м. 07/2023 г.: Начало на строителните дейности. Продължават доставките на оборудването и изпълнението на СМР

##### Сондажен фонд:

- Одобрен е проект за ПУП-ПП и са определени местоположенията на новите сондажи. В ход е изработването на инвестиционен проект – фаза работен проект.

##### Газопровод:

- Издадени са разрешения за строеж за всички етапи на обекта. Изпълняват се доставки и строително – монтажни работи по всички етапи.

##### 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>

<b>Независима система за природен газ Александруполис</b>	
<b>Идентификация на проекта в списъци:</b> Приоритетен проект на инициативата CESEC	
<b>Вид на проекта:</b> Плаващ терминал за приемане, складиране и повторно регазифициране на втечен природен газ	
<p><b>Описание на проекта:</b> 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 точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро и интерконектора България-Гърция (IGB).</p> <p><b>Технически данни:</b> 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. м<sup>3</sup> /г. Проектен капацитет за съхранение: 153,5 хил. м<sup>3</sup></p>	
<b>Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:</b>	2024 г.
<b>Фаза на проекта:</b>	Изпълнение на строителни дейности
<b>Текущ статус на изпълнение на проекта:</b> Дейности по въвеждане в експлоатация	
<b>Очаквани ползи:</b> 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 европейски пазар.	
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	
<b>Интернет страница на проекта:</b> <a href="http://www.gastrade.gr/">http://www.gastrade.gr/</a>	



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

**Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Негру Вода 1/Кардам в посока от България към Румъния**

**Идентификация на проекта в списъци:**

Проект TRA-N-1124, TYNDP2022 на ENTSOG

Национален обект и обект с национално значение, съгласно Решение № 133 от 23.02.2024 г. на Министерски съвет

**Вид на проекта:** Газопровод с високо налягане и прилежащи съоръжения

**Описание на проекта:** Повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от България към Румъния в точка на междусистемно свързване IP Негру Вода 1/Кардам.

**Технически данни:**

Лупинг от Рупча до Ветрино, с приблизителна дължина около 61 км, DN1200  
Дейности по реверсиране на компресорна станция Кардам (без необходимост от нови компресори) и разширение на капацитета на системата ѝ за управление

Добавен капацитет от България към Румъния:  
137.2 GWh/d;



**Очаквана стойност на инвестицията:**

~191,4 млн. €

**Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:**

Началото на 2026 г.

**Фаза на проекта :**

Предпроектни дейности

**Текущ статус на изпълнение на проекта:**

- Провеждане на обществена поръчка по реда на ЗОП за устройствено планиране, инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация за обект „Лупинг от Рупча до Ветрино“;
- Провеждане на обществена поръчка по реда на ЗОП за инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обект: „Компресорна станция „Кардам“ - реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление“
- Провеждане на процедура по Закона за устройство на територията за съгласуване на заданието за разработване на ПУП – ПП за обект „Лупинг от Рупча до Ветрино“

**Очаквани ползи:**

Подобряване на междусистемната свързаност между България и Румъния;  
Стратегически маршрут за осигуряване на достъп до допълнителни количества LNG и газ от алтернативни източници за региона;  
Ключова част от инфраструктурата за Вертикален газов коридор.

**Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България**

**Идентификация на проекта в списъци:**

Проект TRA-N-1140, TYNDP2022 на ENTSOE

Национален обект и обект с национално значение съгласно Решение № 133 от 23.02.2024г. на Министерски съвет

**Вид на проекта:** Газопровод с високо налягане и прилежащи съоръжения

**Описание на проекта:** Повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от Гърция към България в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро.

**Технически данни (основен вариант):**

Включва: Лупинг от Кулата до Кресна с приблизителна дължина 48 км, DN 700 и Газопровод от Пиперево до Перник високо налягане с приблизителна дължина 53 км, DN 500.

Добавен капацитет от Гърция към България: 35.4 GWh/d

**Технически данни (разширен вариант):**

Лупинг от Кулата до Пиперево с приблизителна дължина 132 км, DN 700;

Газопровод от Пиперево до Перник високо налягане с приблизителна дължина 53 км, DN 500;

Газопровод от Ихтиман до Г. Богров високо налягане с приблизителна дължина 50 км, DN 700;

Инсталиране на допълнителни 9 MW ГТКА в КС Петрич и реконструкция;  
Реверсиране на КС Ихтиман.

Добавен капацитет от Гърция към България: 104,4 GWh/d

Реализацията на проекта ще позволи и увеличаване на капацитета за пренос в точка на междусистемно свързване IP Кюстендил/Жидилово от България към Северна Македония с 5.383 GWh/d.



**Очаквана стойност на инвестицията:**

Основен вариант: ~ 122,5 млн. €  
Разширен вариант: ~ 307,2 млн. €

**Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:**

Основен вариант: Началото на 2026 г.  
Разширен вариант: 2029 г.

**Фаза на проекта:**


Предпроектни дейности

**Текущ статус на изпълнение на проекта:**

- Провеждане на обществена поръчка по реда на ЗОП за устройствено планиране, инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация за обекти „Лупинг от Кулата до Кресна“ и „Преносен газопровод от Пиперево до Перник“
- Провеждане на процедура по Закона за устройство на територията за съгласуване на заданията за разработване на ПУП – ПП за двата обекта

**Очаквани ползи:**

Подобряване на междусистемната свързаност между България и Гърция;  
Стратегически маршрут за осигуряване на достъп до допълнителни количества LNG и газ от алтернативни източници за България и региона;  
Ключова част от инфраструктурата за Вертикален газов коридор.

<p><b>Проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион</b></p>	
<p><b>Идентификация на проекта в списъци:</b>          Проект TRA-N-1170, TYNDP2022 на ENTSOG          Национален обект и обект с национално значение, съгласно Решение № 133 от 23.02.2024г. на Министерски съвет</p>	
<p><b>Вид на проекта:</b> Газопровод с високо налягане и прилежащи съоръжения</p>	
<p><b>Описание на проекта:</b> Довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион.</p> <p><b>Технически данни:</b>          Нови газопроводи високо налягане с ориентировъчна обща дължина около 73 км с диаметър DN700 и DN500 и прилежащи технологични съоръжения</p>	
<p><b>Очаквана стойност на инвестицията:</b></p>	<p>~107,9 млн. €</p>
<p><b>Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:</b></p>	<p>Началото на 2026 г.</p>
<p><b>Фаза на проекта :</b></p>	<p>Предпроектни дейности</p>
<p><b>Текущ статус на изпълнение на проекта:</b>          Провеждане на обществена поръчка по реда на ЗОП за устройствено планиране и изработване на инвестиционен проект – фаза технически проект за обект "Довеждаща газопреносна инфраструктура за захранване на потребители в източномаришкия регион"</p>	
<p><b>Очаквани ползи:</b>          Съществен принос за декарбонизация на енергийния сектор в България;          Икономически и екологични ползи за региона.</p>	

## **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.

С одобрението от Европейската комисия проектът за водородопреносна инфраструктура на територията на България получи статут на проект от общеевропейски интерес и беше включен в Първия списък с проекти от общ интерес (ПОИ) и проекти от взаимен интерес (ПВИ) на ЕК, публикуван на 28.11.2023 г. Целта на проекта 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 следствие ще бъде развивана на територията на България и ще бъде осигурена допълнителна трансгранична свързаност, в т.ч. с Румъния. Разработват се варианти за по-нататъшно разширяване на H2 инфраструктурата както във вътрешността на страната, така и до точките на трансгранично междусистемно свързване с Румъния и други съседни държави.

Проектите за водородопреносна инфраструктура на територията на България са част от сценариите за развитие на водородните мрежи на ЕНВ, както и част от регионална инициатива за изграждане на югоизточен водороден коридор (SEEHуС).

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.

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 (Фаза 1)

### Идентификация на проекта в списъци:

РСІ 10.3.2 Вътрешна инфраструктура за водород в България в посока към границата с Гърция

Част от сценариите за развитие на мрежата ЕНВ H2

Част от сценариите за развитие на Югоизточен водороден коридор към ЕСН2А инициатива

Част от регионалната инициатива SEENyC

**Вид на проекта:** H2 инфраструктура и прилежащи съоръжения

**Описание на проекта:** Нова H2 инфраструктура на територията на България, подходяща за пренос на до 100% водород. Проектът се развива координирано с проект за H2 инфраструктура на територията на Гърция, с оператор DESFA, и ще създаде условия за двупосочен трансграничен пренос на H2 между България и Гърция в нова точка на свързване в района на Кулата/Сидирокастро.

### Технически данни:

Нов тръбопровод с дължина около 250км, DN1000  
Две нови компресорни станции - в района на Петрич и Дупница.

Начало: област София, Република България

Край: района на Сидирокастро, Република Гърция



**Очаквана стойност на инвестицията:**

~ 860 млн. € без ДДС

**Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:**

2029 г.

**Фаза на проекта:**

Планиране

### 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.

## Водородопреносна инфраструктура в България (Фаза 2)

### Идентификация на проекта в списъци:

Кандидат за включване във втори списък с ПОИ по новия TEN-E Регламент (EU/2022/869)

Част от сценариите за развитие на мрежата ЕНВ H2

Част от сценариите за развитие на Югоизточен водороден коридор към ECH2A инициатива

Част от регионалната инициатива SEENyC

**Вид на проекта:** H2 инфраструктура и прилежащи съоръжения

**Описание на проекта:** Нова H2 инфраструктура на територията на България, подходяща за пренос на до 100% водород. Новата инфраструктура представлява 2 фаза на водородния интерконектор между България и Гърция (H2T-A-788).

Проектът ще създаде условия за двупосочен трансграничен пренос на H2 между България и Румъния в нова водородна точка на свързване в района на Русе/Гюргево.

### Технически данни:

Нов тръбопровод с дължина около 330км, DN1000  
Три нови компресорни станции

Начало: област София (Нови Искър), Република България

Край: района на Русе/Гюргево, Република България/Румъния



**Очаквана стойност на инвестицията:**

~ 1152 млн. € без ДДС

**Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:**

2029 г.

**Фаза на проекта:**

Планиране

### Очаквани ползи:

Принос за устойчивия икономически растеж;

Подпомага процесът на широкомащабно внедряване на водород, както в България, така и в региона на Югоизточна Европа.

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.

**Смарт надграждане на съществуващата газопреносна мрежа и свързаните с мрежата активи за ефективно интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове**

**Идентификация на проекта в списъци:**

RET-N-558, ENTSOГ TYNDP2022 (първоначална идея на проекта)

Кандидат за включване във втори списък с ПОИ по новия TEN-E Регламент (EU/2022/869)

Част от сценариите за развитие на мрежата ENB H2

**Вид на проекта:** Интегриране на технологии, ИКТ системи за управление, техническа модификация на елементи от мрежата

**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 за наблюдение, контрол и управление на преноса.

**Технически данни:**

Изграждането на интелигентна газова мрежа ще засегне цялата съществуваща газопреносна инфраструктура. Конкретните дейности ще бъдат определени след завършването на планираните проучвания.



**Очаквана стойност на инвестицията:**

~ 438 млн. € без ДДС

**Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:**

2027 г.

**Фаза на проекта:**

Проучвания

**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 DESFA S.A.



### **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. В този контекст е особено важен проектът за изграждане на довеждаща инфраструктура с високо налягане за хранване на потребители в източномаришкия регион, който има потенциал за значителен принос за прехода към декарбонизация на тези региони.

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

#### **5.4.1. Основни ремонти на участъци от газопреносната мрежа**

От проведените мероприятия по поддръжка на газопроводната мрежа, по време на експлоатацията ѝ е констатирано наличие на различен тип дефекти, като голяма част от тях са свързани с метална загуба. Своевременно се извършват ремонти за възстановяване на якостните характеристики на газопроводите и подмяна на

антикорозионното им покритие, съгласно назначавани ремонтни програми. Предвидени са за подмяна участъци от преносните газопроводи ДУ 1000 за Р. Турция и за Р. Гърция и Р. Северна Македония и от магистралния газопровод – северен полупръстен.

#### **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.

#### **5.4.3. Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Разград, Севлиево, Димитровград и Пловдив**

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 2023 г. стартира изпълнение на дейностите по устройствено планиране и инвестиционно проектиране за очистни съоръжения на газпроводните отклонения за Пловдив и Разград.

## РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2024-2028 Г.

Планираните дейности за периода 2024-2028 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 2024 -2028 г.

Към 1 януари, MWh/d	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Входен капацитет</b>	<b>1 351 858</b>	<b>1 359 418</b>	<b>1 459 060</b>	<b>1 466 620</b>	<b>1 474 180</b>
IP Странджа 2/ Малкочлар	584 107	584 107	584 107	584 107	584 107
IP Странджа / Малкочлар	117 677	117 677	117 677	117 677	117 677
IP Негру вода 1	214 418	214 418	214 418	214 418	214 418
IP Русе/Гюргево	43 817	43 817	43 817	43 817	43 817
IP Стара Загора (IGB)	122 313	122 313	178 995	178 995	178 995
IP Калотина/Димитровград	7 776	7 776	7 776	7 776	7 776
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	66 576	66 576	101 976	101 976	101 976
IP Киреево/Зайчар	342 336	342 336	342 336	342 336	342 336
<b>Изходен капацитет</b>	<b>1 661 903</b>	<b>1 669 463</b>	<b>1 716 377</b>	<b>1 861 137</b>	<b>1 868 697</b>
IP Негру вода 1/Кардам	157 771	157 771	157 771	294 971	294 971
Изходна зона България	294 946	294 946	324 120	324 120	324 120
IP Русе/Гюргево	26 735	26 735	26 735	26 735	26 735
IP Стара Загора (IGB)	23 320	23 320	23 320	23 320	23 320
IP Калотина/Димитровград	53 244	53 244	53 244	53 244	53 244
IP Кулата/Сидирокастро	120 363	120 363	130 543	130 543	130 543
IP Кюстендил/Жидилово	33 281	33 281	33 281	33 281	33 281
IP Киреево/Зайчар	406 524	406 524	406 524	406 524	406 524
IP Странджа / Малкочлар	504 139	504 139	504 139	504 139	504 139
ГИС Чирен	41 580	49 140	56 700	64 260	71 820

## **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 като преходно гориво за постигане на целите на ЕС за намаляване на емисиите на парникови газове до 2030 г. и постигане на неутрална спрямо климата икономика. 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 2024–2033 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 2024-2033 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 общеевропейска газова мрежа.

Приоритет в инвестиционната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изграждането на нови газопроводни отклонения, чрез които се създават условия за ускоряване на газификацията в страната със съответните 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 по нови маршрути, 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.
- Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България актуализация 2024 г.
- 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](http://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](http://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](http://www.ec.europa.eu))
- [Доклади за състоянието на енергийния съюз](http://www.ec.europa.eu) - Reports on the State of the Energy Union ([www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu))
- Публична информация, свързана с развитието на газовия пазар в региона, публикувана на следните интернет страници:
  - Булгаргаз ([www.bulgargaz.bg](http://www.bulgargaz.bg))
  - Булгартрансгаз ([www.bulgartransgaz.bg](http://www.bulgartransgaz.bg))
  - Български енергиен холдинг ([www.bgenh.com](http://www.bgenh.com))
  - НОМАГАС АД ([nomagas.com.mk](http://nomagas.com.mk))
  - ANRE - National Energy Regulatory Authority ([www.anre.ro](http://www.anre.ro))
  - Balkan Gas Hub ([www.balkangashub.bg](http://www.balkangashub.bg))
  - BOTAS ([www.botas.gov.tr](http://www.botas.gov.tr))
  - CEPA - ([www.cepa.org](http://www.cepa.org))
  - Delek Drilling ([www.delekdrilling.co.il](http://www.delekdrilling.co.il))
  - DEPA, S.A. ([www.depa.gr](http://www.depa.gr))
  - DESFA S.A. ([www.desfa.gr](http://www.desfa.gr))
  - Energean Oil & Gas ([www.energean.com](http://www.energean.com))
  - ENTSOG ([www.entsog.eu](http://www.entsog.eu))
  - ETKILIMAN – ([www.etkiliman.com.tr](http://www.etkiliman.com.tr))
  - Gastrade ([www.gastrade.gr](http://www.gastrade.gr))
  - HRADF ([www.hradf.com](http://www.hradf.com))
  - ICGB AD ([www.icgb.eu](http://www.icgb.eu))
  - IGI Poseidon ([www.igi-poseidon.com](http://www.igi-poseidon.com))



- IGU (<https://www.igu.org/>)
- ITGI ([www.edison.it](http://www.edison.it))
- JP Srbijagas ([www.srbijagas.com](http://www.srbijagas.com))
- LNG Hrvatska ([www.lng.hr](http://www.lng.hr))
- Ministry of Foreign Affairs - Turkey's Energy Profile and Strategy ([www.mfa.gov.tr](http://www.mfa.gov.tr))
- Prometheus Gas ([www.prometheusgas.gr](http://www.prometheusgas.gr))
- Romgaz ([www.romgaz.ro](http://www.romgaz.ro))
- Shah Deniz ([www.bp.com](http://www.bp.com))
- TAP ([www.trans-adriatic-pipeline.com](http://www.trans-adriatic-pipeline.com))
- Transgaz S.A. ([www.transgaz.ro](http://www.transgaz.ro))
- Информация, свързана с добива на природен газ в България, интернет страницата на Petroceltic International Plc (бившата „Мелроуз Рисорсиз“), ([www.petroceltic.com](http://www.petroceltic.com))
- Бизнес програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2024 – 2028 г.
- Регионален инвестиционен план „Централна и Източна Европа“ 2021 г. ([www.entsog.eu](http://www.entsog.eu))
- Регионален инвестиционен план „Южен регион“ 2021 г. ([www.entsog.eu](http://www.entsog.eu))
- Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP 2020) на ENTSOG ([www.entsog.eu](http://www.entsog.eu))
- EIA – U.S. Energy Information Administration ([www.eia.gov](http://www.eia.gov))
- IEA - International Energy Agency – Report 2022 ([www.iea.org](http://www.iea.org))
- IENE – Institute of Energy for South–East Europe ([www.iene.eu](http://www.iene.eu))
- GIE – Gas Infrastructure Europe ([www.gie.eu](http://www.gie.eu))
- Ministry of Energy and Natural Resources – Republic of Turkey ([www.enerji.gov.tr](http://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](http://www.mer.com.mk))
- Consilium Europa – ([www.consilium.europa.eu](http://www.consilium.europa.eu))

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	Разширение 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 <sup>3</sup> и увеличаване на възможността за добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м <sup>3</sup> /ден.
2	Терминал за втечен природен газ край Александруполис	да	2024	"Газтрейд" С.А.	~ 33,5 млн. € <sup>1</sup>	Собствено 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 <sup>3</sup> /год. Капацитет за съхранение - 153,500 хил. м <sup>3</sup> .
3	Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България (в два варианта) <sup>2</sup>	не	2026	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 122,5 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	~ 48 км лупинг, DN700; 53 км нов газопровод, DN500;	Основен вариант на проекта за добавен капацитет: - от Гърция към България: 35,365 GWh/d; - от България към Северна Македония: 5.383 GWh/d.
		не	2029	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 307,2 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	Нов газопровод ~53 км, DN 500; лупинг - ~132 км., DN 700 ; Подмяна на ~ 50 км. газопровод, DN 700; 9 MW ГТКА нови в КС Петрич	Разширен вариант на проекта за добавен капацитет: - от Гърция към България: 104,4 GWh/d; - от България към Северна Македония: 5.383 GWh/d.
4	Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Негру Вода 1/Кардам в посока от България към Румъния	не	2026	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 191,4 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	~ 61 км нов газопровод /лупинг, DN1200, реверсиране на КС Кардам и разширение на капацитета на системата ѝ за управление	Добавен капацитет от България към Румъния: 137.2 GWh/d.
5	Проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион	не	2026	"Булгартрансгаз" ЕАД	~107,9 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	нови газопроводи с обща дължина ~ 73 км с диаметър DN700 и DN500; Прилежащи технологични съоръжения	Газова инфраструктура с високо налягане – газопроводи и прилежащи съоръжения

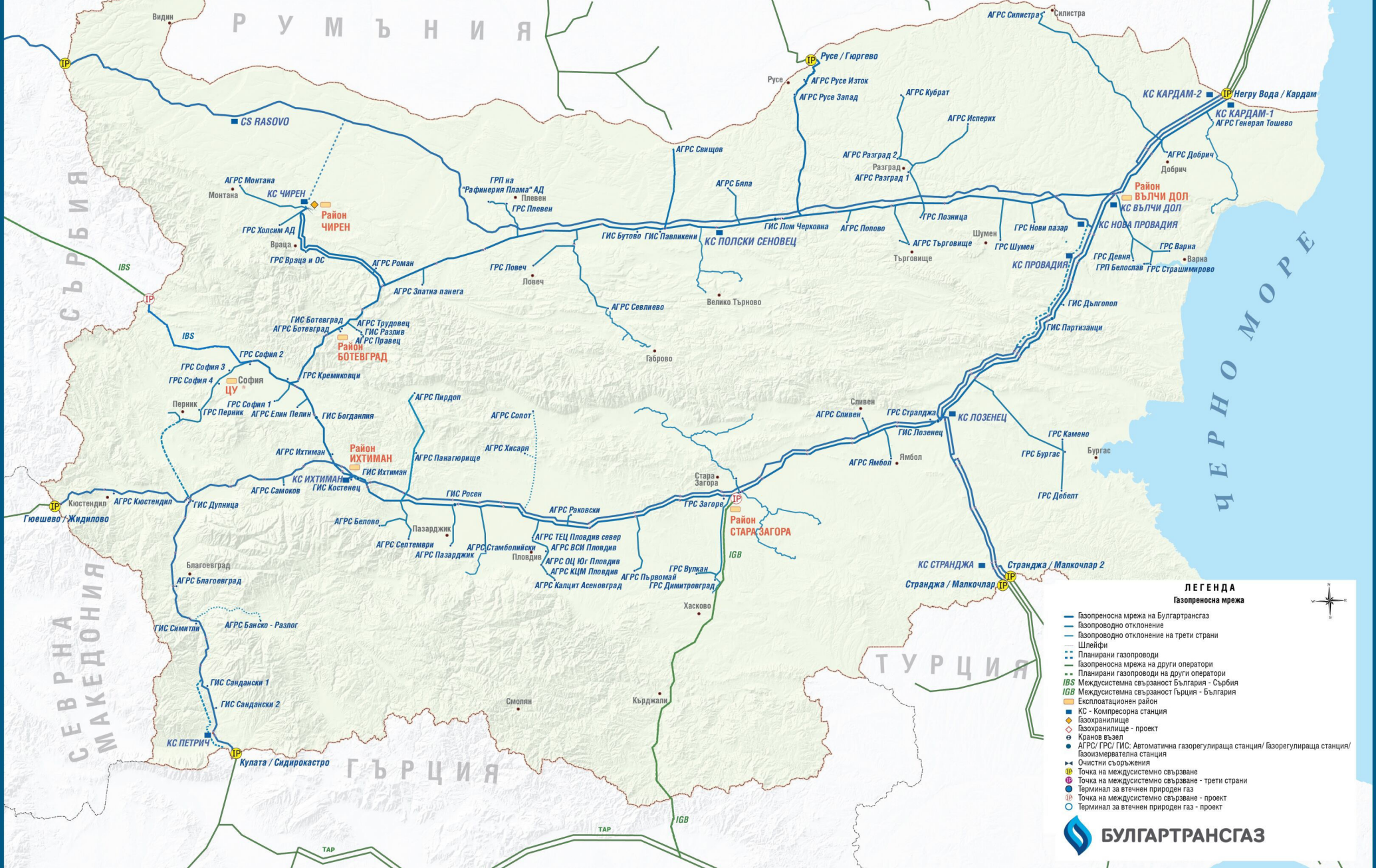
Забележка:

<sup>1</sup> „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.

<sup>2</sup> Разширеният вариант на проекта надгражда основния вариант и очакваната стойност на инвестицията от 307,2 млн. € включва очакваните разходи за основния вариант, оценени на 122,5 млн. €.



# ГАЗОПРЕНОСНА ИНФРАСТРУКТУРА НА Р. БЪЛГАРИЯ



## ЛЕГЕНДА

- Газопремноса мрежа**
- Газопремноса мрежа на Булгартрансгаз
  - Газопремносо отклонение
  - Газопремносо отклонение на трети страни
  - Шлейфи
  - Планирани газопремносо
  - Газопремноса мрежа на други оператори
  - Планирани газопремносо 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/ газозимфервалетна станция
  - Очистителни съоръжения
  - Точка на междусистемно свързаносте - трети страни
  - Точка на междусистемно свързаносте - проект
  - Терминал за втечен природен газ
  - Точка на междусистемно свързаносте - проект
  - Терминал за втечен природен газ - проект