

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2013 – 2022

юни, 2013 г.

Одобрен с Решение по Протокол №13/10 юни 2013 г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, внесен за одобрение в ДКЕВР
на 13 юни 2013 г.

СЪДЪРЖАНИЕ:

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ	4
ВЪВЕДЕНИЕ	6
ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	8
ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	9
ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА .	11
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ	11
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА И ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА НЕОБХОДИМИТЕ КАПАЦИТЕТИ	12
ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	17
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ	17
2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ	18
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	20
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО	22
1. ТЪРСЕНЕ НА ГАЗ	22
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО	25
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ	26
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2013-2022 Г.	28
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2013 – 2015 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	31
2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ОБВЪРЗАНИ С РАЗВИТИЕТО НА МЕЖДУНАРОДНИ ПРОЕКТИ И ПРОЕКТИ НА ТРЕТИ СТРАНИ В ПЕРИОДА 2013 – 2022 Г.	33
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС, И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2013 – 2022 Г. ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	34
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2013 – 2022 г.	35
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ	40

ИЗПОЛЗВАНЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ВЪВ ВРЪЗКА С ПРЕДВИДЕНИТЕ В ПЕРИОДА 2013-2022 Г. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ	49
1. РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТИТЕ НА ГАЗОПРЕНОСНИТЕ ИНФРАСТРУКТУРИ В СТРАНАТА.	49
2. СЦЕНАРИИ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕ НА КАПАЦИТЕТИТЕ НА ВХОДНИТЕ И ИЗХОДНИТЕ ТОЧКИ ОТ/ КЪМ ГАЗОПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ НА “БУЛГАРТРАНСГАЗ” ЕАД	53
ИЗВОДИ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57

ПРИЛОЖЕНИЯ:

1. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ
2. КАРТА
3. ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ

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

АГРС – Автоматична газорегулираща станция

ВПГ – Втечен природен газ

ГИС – Газоизмервателна станция

ГО – Газопроводно отклонение

ГРС – Газорегулираща станция

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

КВ – Кранов възел

КЕП – Крайно енергийно потребление

КС – Компресорна станция

ОС – Очистно съоръжение

МГ – Магистрален газопровод

ТГ – Транзитен газопровод

МРа – Мегапаскал (единица мярка за налягане)

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

ОВОС – Оценка на въздействието върху околната среда

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

ПЕП – Първично енергийно потребление

РС – Разрешение за строеж

СМР – Строително монтажни работи

ПГХ – подземно газохранилище

Национална газопреносна мрежа (НГПМ) – газопреносна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея, но така също и до точки на междусистемно свързване, която е собственост на преносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД и с която се осъществява услуга по пренос;

Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП) – газопреносна мрежа с основно предназначение за транзитен пренос на природен газ от българо-румънската граница до границите с Турция, Гърция и Македония, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България или до точки на



междусистемно свързване на територията на България, която е собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, и с която се осъществява услугата по пренос;

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

ВЪВЕДЕНИЕ



Десетгодишен план за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ се изготвя за първи път, очертавайки насоките за развитие на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2013 – 2022 г. в качеството му на независим газопреносен оператор. Основната му цел е да бъде постигната максимална прозрачност за бъдещите характеристики на преносните мрежи и съоръженията за съхранение на природен газ на Дружеството. По този начин всички участници на пазара ще бъдат информирани и ще имат възможност да вземат дългосрочни инвестиционни решения.

Планът описва дейностите на Дружеството в следващите десет години, чрез които да се поддържат и развиват надеждността и ефективността на съществуващите газопреносни мрежи и съоръженията за съхранение, както и да се създадат подходящи условия за реализиране на планираните проекти за свързаност със съседните страни и с трансграничните газови проекти. Целта на планираните дейности е в пряка връзка с гарантиране сигурността на доставките и опазване на околната среда.

Планът отчита насоките и целите, заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. и е стъпка към постигането на свободен пазар на природен газ, както национално ниво така и на ниво общ либерализиран европейски газов пазар.

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

Десетгодишните планове за развитие на мрежата служат за основа на 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 газопреносни системи (ENTSOG).

На основание чл. 21 (3) т. 8 от ЗЕ Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), след обществено обсъждане с всички настоящи и потенциални ползватели на мрежата, одобрява Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа и наблюдава и контролира изпълнението му.

Основните насоки, заложи в инвестиционната политика на „Булгартрансгаз“ ЕАД в предстоящия десетгодишен период са:

- Развитие на съществуващите газопреносни мрежи и системата за съхранение на природен газ чрез изграждане на нови преносни газопроводи и съоръжения към тях и разширение на съществуващото газохранилище;
- Европейска интеграция на газопреносните мрежи чрез осъществяване на реверсивна техническа свързаност с газопреносните мрежи на съседните страни и създаване на възможности за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ;
- Реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи съоръжения за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда;
- Текуща поддръжка на съществуващите съоръжения за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация;
- Достъп до природен газ на нови общини и на нови крайни потребители;
- Присъединяване на добивните газопроводни мрежи на добивните предприятия;
- Увеличаване на преносния капацитет в страната и към съседните държави;
- Изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни и свързване с газопроводите на проектите „Южен поток“ и „Набуко“.

Реализацията на инвестиционната стратегия, представена в настоящия план, ще осигури възможност за повишаване използването на природен газ в страната със съответните икономически, социални и екологични ефекти, както и разнообразяване на източниците и маршрутите на доставка на газ за страната. Ще способства също така за осигуряване на либерализиран пазар на природен газ и съответно по-голям избор, включително ценови, за участниците на пазара, повишаване на сигурността на доставките и на газоснабдяването като цяло и намаляване на енергийната зависимост на страната.

В настоящия план са посочени и анализирани причините и факторите, обуславящи нуждата от нови инвестиции през разглеждания десетгодишен период, както и тяхното времево разпределение.

ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД

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

Дружеството е единствен в България комбиниран оператор, който притежава, поддържа и оперира:

- Мрежа за пренос на природен газ до присъединени към нея потребители и газоразпределителни мрежи на територията на страната;
- Мрежа за транзитен пренос на природен газ за Турция, Гърция и Македония;
- Подземно газохранилище в близост до с.Чирен.

За изпълнението на тези дейности Дружеството притежава следните лицензии, издадени от регулаторния орган ДКЕВР:

- Лицензия № Л-214-06/29.11.2006 г. за пренос на природен газ;
- Лицензия № Л-214-09/29.11.2006 г. за транзитен пренос на природен газ;
- Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г. за съхранение на природен газ.

Дружеството отговаря за единното управление и надеждното функциониране на газопреносната система, за преноса на природен газ при спазване на изискванията за качество и отчитането му, за развитието на мрежите в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването, за поддържането, експлоатацията, управлението и развитието на Подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“, за равнопоставеността на потребителите при преноса и съхранението на природен газ. Освен оперативното управление на газотранспортната система се извършва инженерингова, инвестиционна и сервизна дейност.

В структурата на Дружеството има Централно управление и 5 експлоатационни района: Северозападен експлоатационен район „Ботевград“, Североизточен експлоатационен район „Вълчи дол“, Югоизточен експлоатационен район „Стара Загора“, Югозападен експлоатационен район „Ихтиман“ и ПГХ „Чирен“ и „Ремонтна база Ботевград“, които отговарят за оперативното управление и поддръжката на мрежата на съответната територия.

От своето създаване „Булгартрансгаз“ ЕАД има ключова роля и носи отговорност за функционирането на газопреносната система и развитието на газовия пазар в страната и региона. Стремещът непрекъснато да подобрява качеството на предлаганите услуги и да осигурява добавена стойност за развитието на газовия пазар в България е неразделна част от политиката на Дружеството. Резултат на устойчивия бизнес модел са много добрите финансови резултати на Дружеството, които се предвижда да се запазят в бъдеще, и които са необходимо условие за осигуряване на надеждността и развитието на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ.

ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНΟΣ И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



Газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД на територията на Република България се състои от национална газопрепосна мрежа, осигуряваща природен газ за основната част от потребителите му в България, газопрепосна мрежа за транзитен пренос, осъществяваща транзитен пренос на природен газ и едно подземно газохранилище, което е пряко свързано с националната газопрепосната мрежа.

Националната газопрепосна мрежа (НГПМ), газопрепосна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея, изградена от приблизително 1 700 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане, три компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ с обща инсталирана мощност от 49 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения. Техническият ѝ капацитет за пренос възлиза на 7,4 млрд.м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

Газопрепосната мрежа за транзитен пренос (ГМТП), газопрепосна мрежа с основно предназначение за транзитен пренос на природен газ, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България и се състои от 945 км. газопроводи и шест компресорни станции – КС „Кардам-2“, КС „Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, с обща инсталирана мощност от 214 MW, система за електрохимична защита, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения. През нея се транспортират основно количества природен газ от входна точка на българо-румънска граница до Турция, Гърция и Македония. Техническият ѝ капацитет за транзитен пренос на

природен газ общо за трите направления възлиза на 18,7 млрд.м³ / годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

Към настоящия момент двете мрежи (транзитната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за страната) нямат техническа възможност за обмен на количества природен газ от едната към другата мрежа с възможност за търговското му измерване. В краткосрочен план се предвижда изграждането на необходимите съоръжения (измервателни станции), което ще създаде условия за ефективното използване на възможностите на цялата газопреносна система на Дружеството.

Подземното газохранилище „Чирен“ е изградено в землището на с. Чирен и е оборудвано със специализирани подземни и надземни съоръжения и с компресорна станция, с обща инсталирана мощност от 10 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение за нуждите на потребителите в страната до 550 млн.м³ природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовете налягания и други фактори, е от 1 млн.м³/денонощие (минимално) до 4,2 млн.м³/денонощие (максимално) за добив, и от 1,5 млн.м³/денонощие (минимално) до 3,5 млн.м³/денонощие (максимално) за нагнетяване.

ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА



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

Дейностите по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД са регулирани и се извършват въз основа на издадените лицензии. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, които следват европейското законодателство в областта.

Природният газ, който се доставя до газопреносната мрежа за страната, към момента се осигурява от внос от Русия и местен добив, като през 2011 г. количествата по източници на доставка са:

№	Вид доставка	Количество, млн.м ³	Относителен дял
1	Природен газ от внос	2 564	85,4%
2	Местен добив	438	14,6%
ОБЩО		3 002	100%

Общественият доставчик – „Булгаргаз“ ЕАД се явява основен клиент на Дружеството, използващ услугата пренос на природен газ до присъединените потребители и газоразпределителните мрежи в страната, както и за услугата съхранение на природен газ.

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

От 2004 г. компанията „Мелроуз Рисорсиз“ ООД започна местен добив на природен газ първоначално от находище Галата, а след това и от новооткритите находища „Калиакра“ и „Каварна“, за преноса на които „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя достъп до газопреносната си система във входна точка ГИС Провадия.

Основната роля в осигуряването на природен газ, в случай на недостиг от входните точки на газопреносната мрежа за страната, е на ПГХ „Чирен“, което компенсира сезонните колебания в потреблението и осигурява аварийен резерв. Хранилището е създадено на база на вече изчерпаното едноименно газово находище.

Газоразпределението се извършва от регионални и локални газоразпределителни компании – предимно частни, работещи в условията на лицензионен режим и ценова регулация за дейността разпределение. Клиенти на газоразпределителните дружества са домакинства и малки и средни предприятия (МСП).

Към преносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени добивните предприятия и две основни групи потребители – търговски дружества, получили лицензии за разпределение на природен газ и небитови потребители, присъединени към преносната мрежа.

• **Основни участници на пазара на природен газ в страната са:**

- „Булгартрансгаз“ ЕАД - комбиниран оператор, отговорен за осъществяване на дейностите пренос и съхранение на природен газ;
- „Булгаргаз“ ЕАД - обществен доставчик на природен газ в България, отговорен за осигуряването на доставката на природен газ при цени и условия, одобрени от ДКЕВР;
- Търговци на природен газ - сключват сделки за доставка на природен газ с потребители, с други търговци на газ и с комбинирания оператор;
- Газоразпределителни предприятия – осигуряват разпределението на природен газ по газоразпределителната мрежа и отчитането му. Техен ангажимент е изграждането и развитието на газоразпределителните мрежи, в съответствие с одобрени от ДКЕВР дългосрочни бизнес планове и условия;
- Небитови потребители на природен газ;
- Битови потребители на природен газ.

2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА И ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА НЕОБХОДИМИТЕ КАПАЦИТЕТИ

2.1 Гърция

Понастоящем страната ни има една точка на междусистемна свързаност с Гърция - Кула/ Сидирокастро. Тази връзка служи за входна точка, откъдето Гърция получава руски природен газ, а по време на кризата през януари 2009 г. бе осъществен и реверсивен пренос в посока България.

Потреблението на природен газ в Гърция се е увеличило повече от два пъти през последното десетилетие, достигайки до 4 млрд.м³/г. през 2008 г. През 2009 г. и 2010 г., вследствие на тежкия икономически спад, потреблението е спаднало съответно до 3,4 млрд.м³/г. и 3,7 млрд.м³/г. Значителен дял в консумацията на природен газ заема производството на електроенергия, със средни стойности около 71% от търсенето за

периода 1999 - 2009 г.

Въпреки че Гърция произвежда малко количество природен газ от местен добив, по-голямата част от потреблението се покрива от внос, което през 2009 г. идва от: източници на ВПГ в местни терминали (22%); от газопроводната връзка с Турция (20 %); от газопроводната връзка с България с източник на доставка Русия (57 %).

Обществената газова компания ДЕПА е обявила няколко прогнози за търсенето на природен газ в Гърция, вариращи от предполагаеми нива от 5,9 и 8,1 млрд.м³/г. към 2015 г. и 6,2 и 8,8 млрд.м³/г. към 2020 г. Изхождайки от последните икономически и политически събития в Гърция, би следвало да се възприеме по-консервативна прогноза за търсенето на природен газ.

ДЕПА има три дългосрочни договора с чужди компании за доставка на природен газ - с руската „Газпром експорт“, алжирската „Сонатрах“ (ВПГ) и турската „Боташ“, за доставка на природен газ с общ обем от 4,2 млрд.м³/г. до 2016 г.

Гърция има различни източници за доставка, които може да използва, за да осигури нуждите си от газ при растящо вътрешно търсене.

Терминалът за ВПГ в Ревитуса все още не е използвал пълния си капацитет и има резерв за увеличаване на количествата за съхранение и подаване на газ.

Турско-гръцкият интерконектор (ITG) има потенциал да достигне капацитет - 11,6 млрд.м³/г., тъй като е планиран да бъде част от интерконектора Турция – Гърция – Италия (ITGI). Развитието на този потенциал зависи от инвестиционните решения на акционерите на Консорциума Шах Дениз относно избора на коридор за доставки на каспийски газ (Проектите: „Набуко“, „Трансадриатически газопровод“ /TAP/, „Трансанадолски газопровод“ /TANAP/).

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

Гореописаните проекти за нови източници за задоволяване на търсенето предполагат, че Гърция има достатъчно потенциални източници за доставка, които да покрият вътрешните ѝ нужди и е много вероятно да бъде в състояние да изнася природен газ от нови източници, както и да осигури достъп до своите съоръжения за ВПГ на съседните държави. Съществуващият газопровод между България и Гърция, както и бъдещият нов интерконектор България-Гърция (IGB) биха осигурили на България достъп до спот пазарите на ВПГ и други алтернативни източници на природен газ, свързани с гръцката газопреносна система.

2.2 Турция

Потреблението на Турция през 2010 г. е около 40 млрд.м³, като през 2020 г. се очаква да надвиши 60 млрд.м³. Природният газ съставлява над 30 % от общото енергийно потребление в страната, основно за захранване на електрогенераторни мощности (56 % от общото потребление) и промишлени, и битовите потребители, всеки от тях с дял от над 20 % от потреблението. Очаква се търсенето да продължи да се увеличава в бъдеще, тъй като Турция планира разработването на повече газови електроцентрали. Домакинското и промишлено потребление също се очаква да нараснат, наред с изграждането на повече разпределителни газопроводи и разширяването на съществуващите разпределителни мрежи след приватизирането на разпределителните компании.

Турция добива малки количества природен газ, покривайки само около 3 % от вътрешното потребление в периода 1999 – 2009 г. чрез местен добив. Добивът на природен газ през 2010 г. е 0,7 млрд.м³/г. Турция внася природен газ основно от Русия. Въпреки това, обаче, делът на внасяния от Русия газ в последните години намалява (54 % от вноса за 2010 г.), тъй като Турция разнообразява снабдяването си с газ, внасяйки от Иран и Азербайджан, така също и чрез ВПГ от Алжир и Нигерия. Капацитетът на ВПГ съставлява грубо 22 % от вноса на газ за 2010 г.

Сравняването на бъдещите нива на потребление с договорените нива на бъдещи доставки показва, че Турция би могла да се изправи пред недостиг на газ от 2015 г. нататък. Първият договор с Русия изтича през 2012 г., а договорът за доставки на ВПГ от Алжир изтича през 2014 г. Очакванията на „Булгартрансгаз“ ЕАД са, че количествата по изтичащите договори ще продължат да бъдат осигурявани чрез сключването на нови договори.

Съществуващата газова инфраструктура в страната е с трансграничен капацитет за внос от 53 млрд.м³/г. (6,6 млрд.м³/г. от Азербайджан, 10 млрд.м³/г. от Иран, 16 млрд.м³/г. от „Син поток“, 5,2 млрд.м³/г. от ВПГ, 14 млрд.м³/г. от Русия през България). Това би било достатъчно да покрие нивата на търсене до 2018 г. Ако всички планирани нови проекти се осъществят, като например нов газопровод от Ирак (10 млрд.м³/г.), проектите от Южния коридор („Трансанадолския газопровод“ /TANAP/ и „Набуко“) и новия терминал за ВПГ на Южния бряг (10 млрд.м³/г.), става ясно, че Турция ще играе съществена роля не само като транзитираща държава за каспийски газ, но също и като страна доставчик и/или транспортър на допълнителни количества газ за съседните страни в Европа.

Северозападната част на Турция се явява основен консуматор на природен газ в страната. Понастоящем газопреносната система на Турция изпитва затруднения в осигуряване на доставките на газ за региона на Истанбул. В страната се отчита сезонна потребност през зимния период от допълнителни количества газ от балканското направление. В тази връзка е налице допълнителен потенциал за разширение на междусистемната свързаност между България и Турция, като икономически целесъобразен размер на допълнителния капацитет по оценка на „Булгартрансгаз“ ЕАД е между 3 и 5 млрд.м³/г.

2.3 Румъния

Румъния се отличава с газова промишленост с отдавна установени традиции, с характерен местен добив (около 75 % - 80 % от потреблението), с добре развита газопреносна инфраструктура, висока степен на развитие на разпределителните мрежи, както и подземни съоръжения за съхранение на природен газ.

Румъния има девет (физически) трансгранични газопровода – 5 с Украйна, 3 с България и 1 с Унгария, от които 6 представляват входни трансгранични точки, а 3 са изходни. Общият капацитет на входните трансгранични точки е по-висок от този на изходните. Страната разполага с големи запаси природен газ, около 600 млрд.м³. Тези количества биха били достатъчни да задоволят потреблението на Румъния за 50 години напред.

Балансът на търсене се постига посредством внос на газ от Русия по договори с „Газпром“. През периода 1990 – 2002 г. вносът на природен газ от Русия е бил между 20-25% от общото потребление в страната.

През последните десет години търсенето намаля от 18 млрд.м³/г. през 2006 г. до около 13 млрд.м³/г. Очаква се умерено нарастване до нива от приблизително 17 млрд.м³/г. през 2020 г.

Съществуващият договор с „Газпром“ за 7,5 млрд.м³/г. се очаква да изтече през 2012 г. Очакванията на „Булгартрансгаз“ ЕАД са, че количествата по тези договори ще продължат да бъдат осигурявани чрез сключването на нови договори. Въпреки продължаването на договора с Русия за 7,5 млрд.м³/г., недостигът във вноса се очаква да бъде в порядъка на 3,5 млрд.м³/г. през 2020 г. Входящият капацитет на румънската система позволява осигуряването на тези количества.

Наличието на междусистемна връзка на Румъния с Унгария дава възможност за пренос на централноевропейски газ към Южна Европа до територията на България. От друга страна, независимо от значителния входящ капацитет в Румъния, поради спецификата на румънската газопреносна мрежа, през зимния период западната част от Букурещ изпитва недостиг. Тези условия определят и изключителната важност на намиращият се в строителство интерконектор Русе-Гюргево. Допълнителна потенциална възможност за използване на капацитета за доставка към България са и запасите от газ в Румъния.

2.4 Македония

Пазарът на природен газ в Македония е в процес на развитие и само северната част на страната е газифицирана. Понастоящем единствената междусистемна газова връзка на Македония е с транзитната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, с проектен капацитет 1 млрд.м³/г, чрез която понастоящем се доставя руски природен газ за нуждите на Македония. Настоящата газова инфраструктура на Македония е слабо натоварена, с коефициент на натоварване на тръбопровода около 15 %.

От 2004 г. насам консумацията на природен газ в страната се увеличава всяка година, но е все още на много ниско ниво и достига 137 млн.м³ през 2011 г. Природният газ се използва предимно в промишлеността (като крайно потребление) и от областните топлофикационни дружества (производство на топлинна енергия). Понастоящем в Македония няма изградена газоразпределителна мрежа.

Министерството на икономиката на Македония прогнозира, че потреблението ще нарасне значително през следващите години, вследствие на построяването и експлоатацията на няколко комбинирани завода за производство на топло и електроенергия (СНР), чието въвеждане в експлоатация се очаква да стане след 2014 г., както и на увеличеното потребление на газ от домакинствата в страната. Макар че природният газ съставлява едва 3 % от първичното енергийно потребление (ПЕП) на Македония, прогнозите сочат, че търсенето на природен газ за периода 2015 – 2020 г. би могло да достигне около 1 млрд.м³/г.

В средносрочен план, по непотвърдена информация, се предвижда изграждане на газопровод от гръцката газопреносна система до южната част на Македония, чрез който да се газифицира този район на страната.

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

2.5 Сърбия

Сърбия е частично газифицирана, с единствена входна точка на преносната си мрежа на сръбско-унгарската граница. Природният газ съставлява само 13 % (2,5 млрд.м³/г. потребление през 2010 г.) от първичното енергийно потребление. Промислените потребители съставляват 63 % от потреблението, следвани от домакинствата (20 %) и районните топлофикационни компании (17 %).

Изследване, финансирано от Световната банка, (Изследване на регионалното газифициране в Югоизточна Европа), предвижда търсенето на газ за 2012 г. да бъде 2,9 млрд.м³/г. и 3,4 млрд.м³/г. през 2020 г. Търсенето се очаква да бъде повлияно от увеличената консумация на домакинствата и промишленото търсене посредством планирано развитие на разпределителните мрежи. Това се подчертава от съществуващата енергийна стратегия на сръбското правителство, очакваща скорошно преразглеждане.

Сърбия разчита предимно на внос от Русия, който през 2010 г. е над 90 % от общия внос на природен газ и очаква подновяване на договорите си с „Газпром“ за 2,5 млрд.м³/г. за периода след 2012 г.

За гарантиране сигурността на доставките Сърбия разчита на реализацията на Южен поток, като същевременно проявява интерес и към допълнителни алтернативи за диверсификация на източниците и маршрутите посредством съхранение и нови междусистемни връзки със съседните газови пазари. Добра алтернатива в тази посока представлява планирания интерконектор България-Сърбия, който се намира в етап на предпроектно проучване и прединвестиционна подготовка. В средносрочен план газопрееносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД се очаква да бъде в състояние да осигури капацитет и възможност за доставка на тези алтернативни количества, при реализацията на другите планирани интерконекторни връзки и международни проекти за газопроводи в региона.

2.6 Извод от анализа на пазарите на природен газ в региона

Анализът на пазара на природен газ в региона и очакванията за ръст на консумацията на природен газ в съседните на България пазари обуславят прогнозите за пълно използване на капацитета на газопрееносната система на Дружеството и са предпоставка за изграждането на новите връзки между прееносните системи на страните от региона, които са от двустранен интерес.

Очакванията на „Булгартрансгаз“ ЕАД са, че условията на изтичащите договори на местните търговски компании на съседните държави за доставка на руски природен газ по балканското направление ще бъдат предоговорени и в рамките на предстоящия десетгодишен период съществуващият трансграничен капацитет на транзитната газопрееносна мрежа на Дружеството (18,7 млрд.м³/г.) прогнозираме да бъде използван над 16 млрд.м³/г. (т.е над 80 %).

Прогнозите за увеличаващо се търсене на природен газ в държавите от региона е предпоставка за изграждане на планираните нови междусистемни връзки с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия.

ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

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

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

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

Пренесените количества природен газ по газопреносната мрежа за страната през 2011 г. са 3 354 млн.м³ (с включени количествата нагнетени в ПГХ „Чирен“ и без да са включени количествата природен газ за технологични нужди, необходими за осъществяване на дейността пренос), което е увеличение спрямо предходната година с 18.57 %.

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



Посочените като доставени количества природен газ в страната (3 002 млн. м³) и съответно - реално пренесените количества природен газ (3 354 млн. м³) се

различават поради факта, че в дейността пренос влизат и:

1. Количества за съхранение;
2. Разлика между добити и нагнетени количества в ПГХ „Чирен“, която за 2011 г. е 19 млн.м³ в полза на добива;
3. Разлика в количеството газ, което се намира под налягане в газопреносната система (лайнпек) към 01.01.2012 г., спрямо 01.01.2011 г.;
4. Технологични загуби, разлики в измерването, технологичен газ и др.

Проектният капацитет на мрежата за пренос на природен газ до основната част от потребителите в страната възлиза на 8 млрд.м³/годишно.

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

2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНΟΣ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



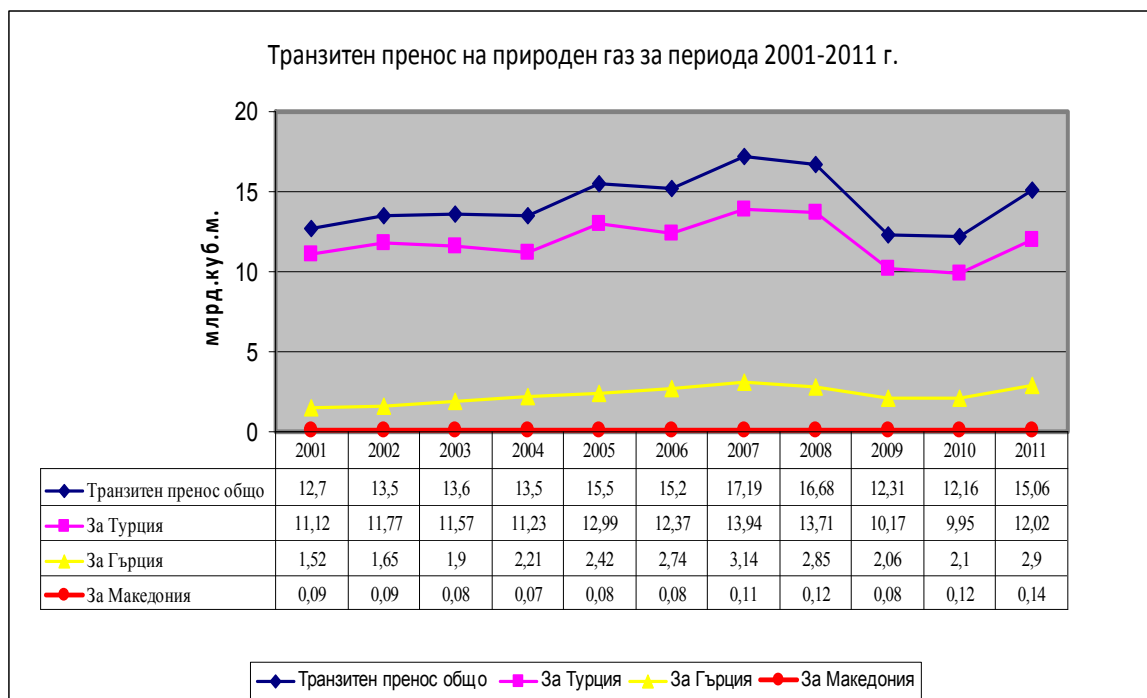
„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на газопреносна мрежа, осъществяваща транзитен пренос на природен газ през територията на България. Транзитният пренос на природен газ се осъществява чрез газопроводи с обща дължина 945 км и шест компресорни станции с обща инсталирана мощност 214 MW, осигуряващи доставките в три основни направления – Турция, Гърция и Македония. Пренасяните количества задоволяват 100 % от потреблението в Македония, около 70 % от потреблението на Гърция и около 35 % - 40 % от потреблението в Турция.

За осъществяване на тази дейност „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава Лицензия № Л-

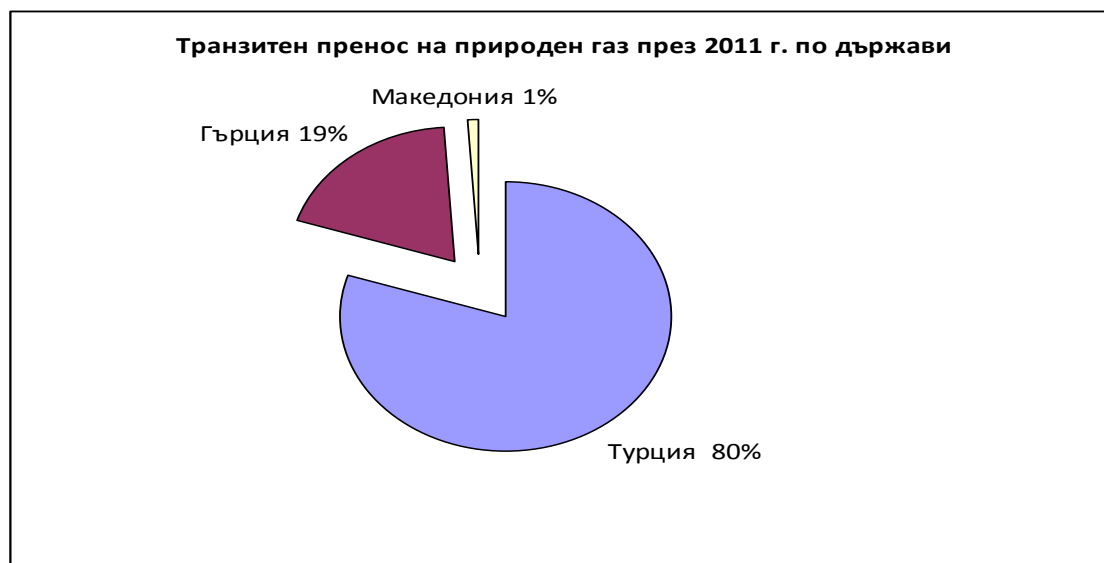
214-09/29.11.2006 г. издадена от ДКЕВР със срок от 35 години¹.

Транзитираните количества природен газ през 2011 г. са 15,06 млрд.м³ или с 23.74 % повече в сравнение с 2010 г. (12,168 млрд.м³). Максималният технически капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 18,7 млрд.м³, като за съответните държави е както следва: Турция 14 млрд.м³/г; Гърция 3,7 млрд.м³/г; Македония 1 млрд.м³/г.

Транзитният – пренос през територията на България за периода 2001-2011 г., в това число по държави, е представен на следната графика:



Разпределението на транзитния пренос през 2011 г. по държави е:



¹ Съгласно параграф 193, ал. 1, ал. 2 и ал. 6 от Преходни и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ, лицензията за транзитен пренос се изменя, като до изменението ѝ лицензианта извършва дейността, за която е лицензиран.

3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



„Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г. издадена от ДКЕВР, чрез собствено подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ в близост до гр. Враца. Газохранилището разполага с 22 експлоатационни сондажи, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и други технологични съоръжения, необходими за осигуряване нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. Чрез съхраняването в ПГХ „Чирен“ количества природен газ се компенсират главно сезонните колебания в потреблението в страната и случаите на изменени договорени доставки на природен газ.

През 2011 г. са нагнетени 348,51 млн.м³ природен газ и са добити 367,69 млн.м³. Информация за извършеното нагнетяване, добив и съхранение на природен газ по месеци е представена по-долу в табличен вид.

Добити и нагнетени количества природен газ през 2010 г. и 2011 г., млн. м³					Средномесечно количество съхранен природен газ за клиенти	
Месец	Добив		Нагнетяване		2010 г.	2011 г.
	2010 г.	2011 г.	2010 г.	2011 г.		
Януари	106	86	-	-	474	357
Февруари	93	83	-	-	375	270
Март	79	73	-	-	290	193
Април	-	0	40	35	264	178
Май	-	-	85	104	348	250
Юни	5	-	21	90	400	350
Юли	5	-	0	0	392	390
Август	0	-	17	35	395	400
Септември	7	-	-	84	404	462
Октомври	-	-	-	-	402	504
Ноември	-	61	-	0	402	475
Декември	5	65	-	-	400	410
Общо:	300	368	164	349	379	359

СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО

1. ТЪРСЕНЕ НА ГАЗ

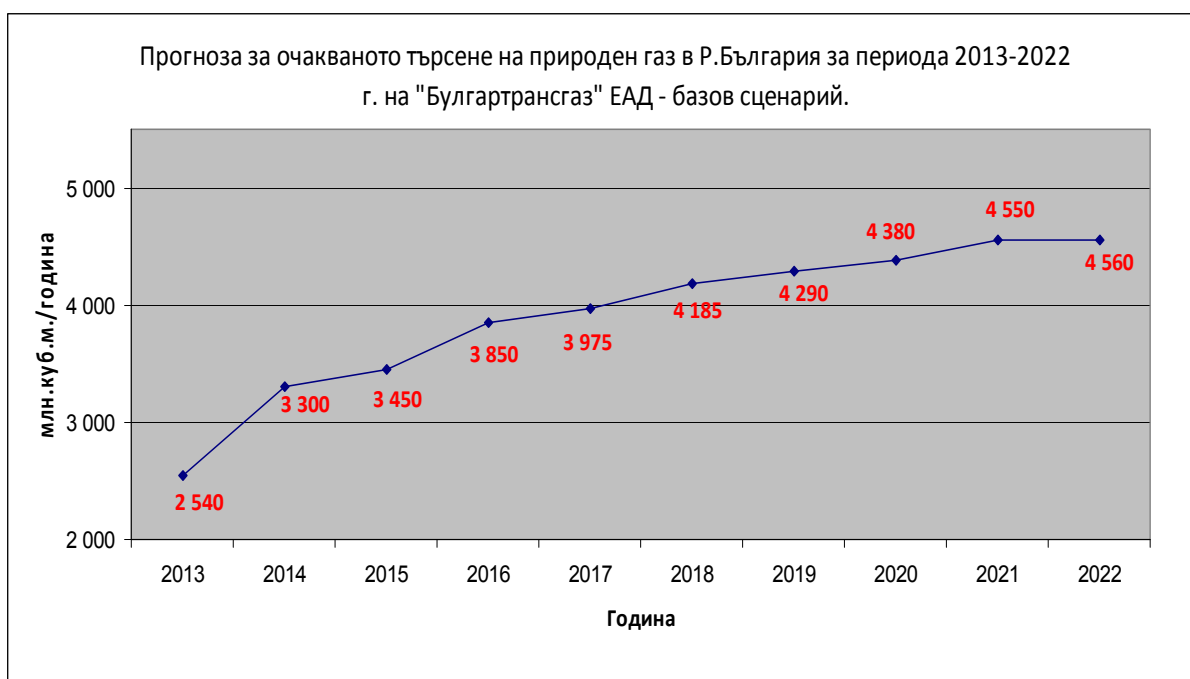
Сценариите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за търсенето на капацитети са разработени на база на макроикономически модел, показващ зависимостта на потреблението на газ в страната от основните макроикономически показатели, прогнозите за търсенето на обществения доставчик, заявките на потребителите и сравнителен анализ на пазара на газ в ЕС и този на България.

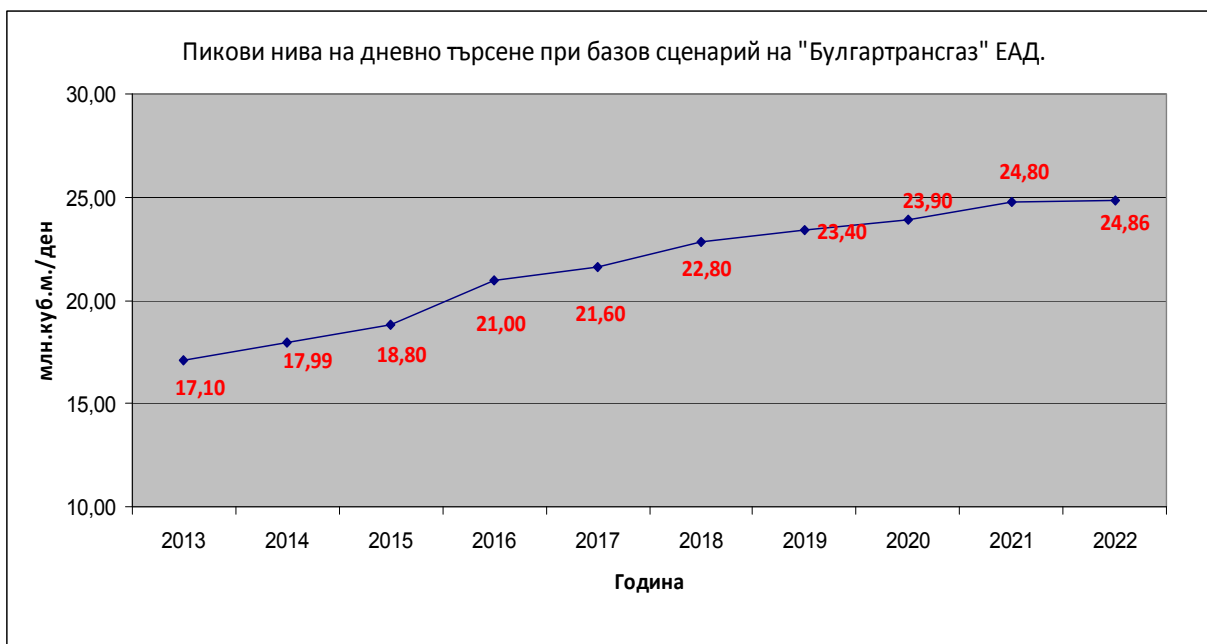
Анализирана е и връзката между крайното и първичното енергийно потребление (КЕП и ПЕП) и ръстът на БВП за минали периоди.

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

- Устойчив икономически растеж на БВП - между 2 и 6 % годишно;
- Съотношението КЕП/ПЕП достига до 60 % през 2022 г.;
- Делът на природния газ в ПЕП през 2022 г. за базовия сценарий е 19,95 %, при 14 % в момента.

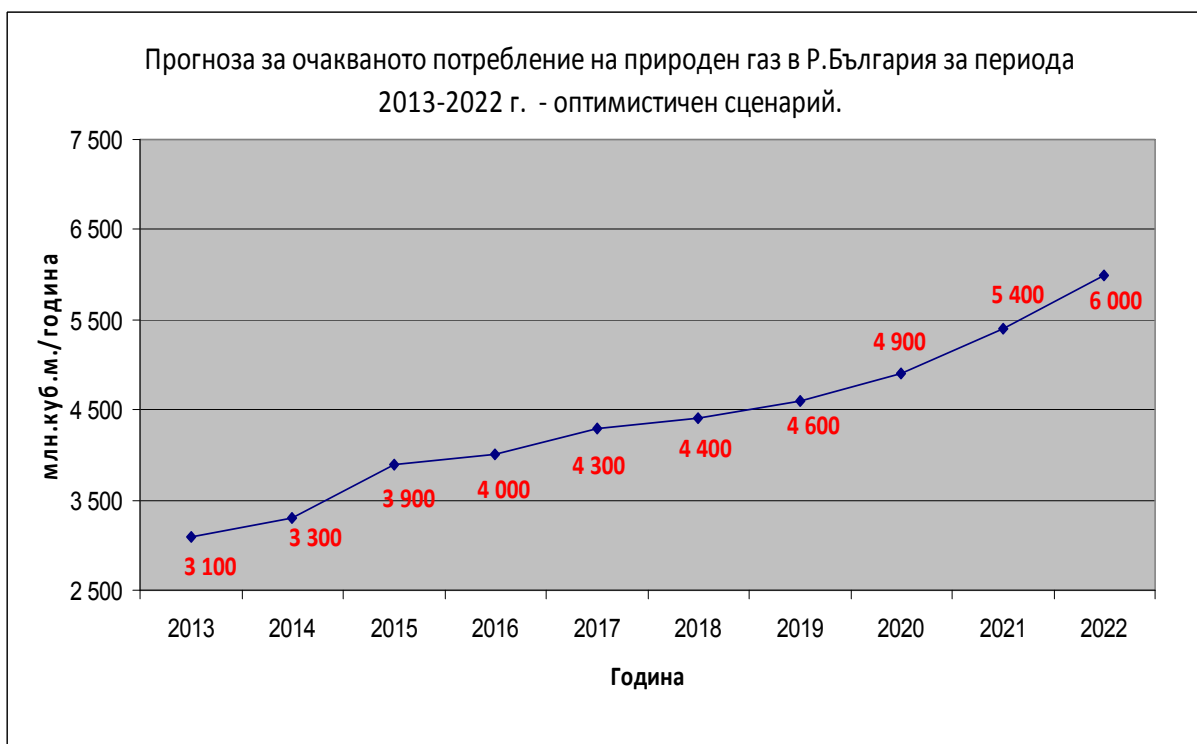
Базовият сценарий, изготвен от „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода, както и очакваните пикови дневни нива на търсене през зимните месеци при този сценарий, е съгласно графиките:



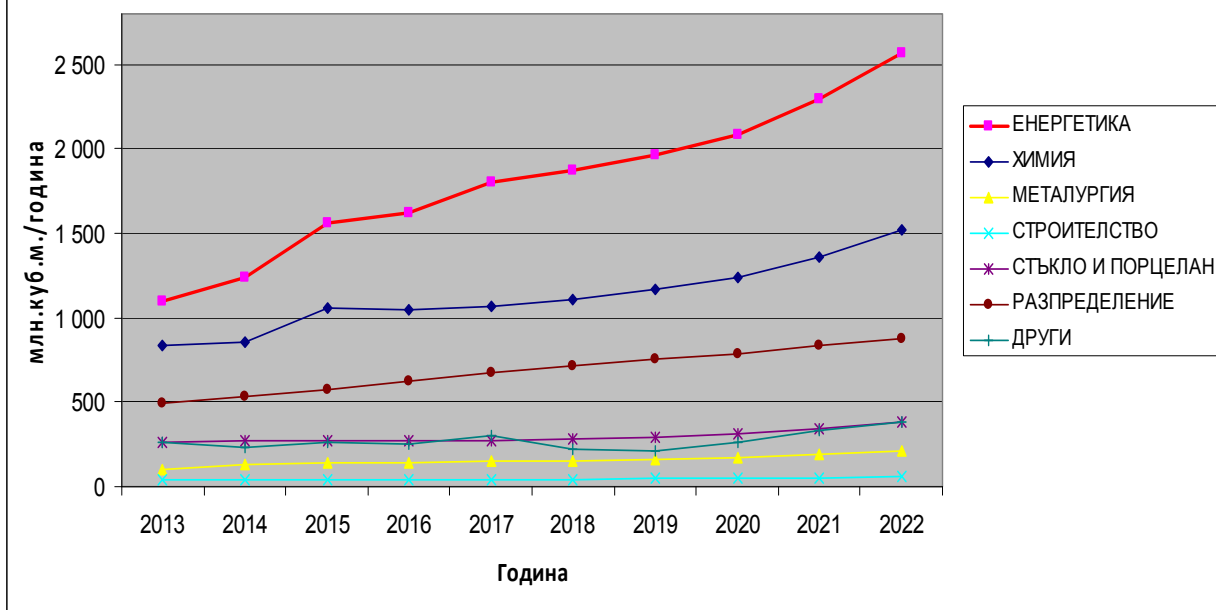


Прогнозата за **оптимистичен сценарий** за търсенето на газ в България за периода 2013-2022 г. е представена на графиките по-долу.

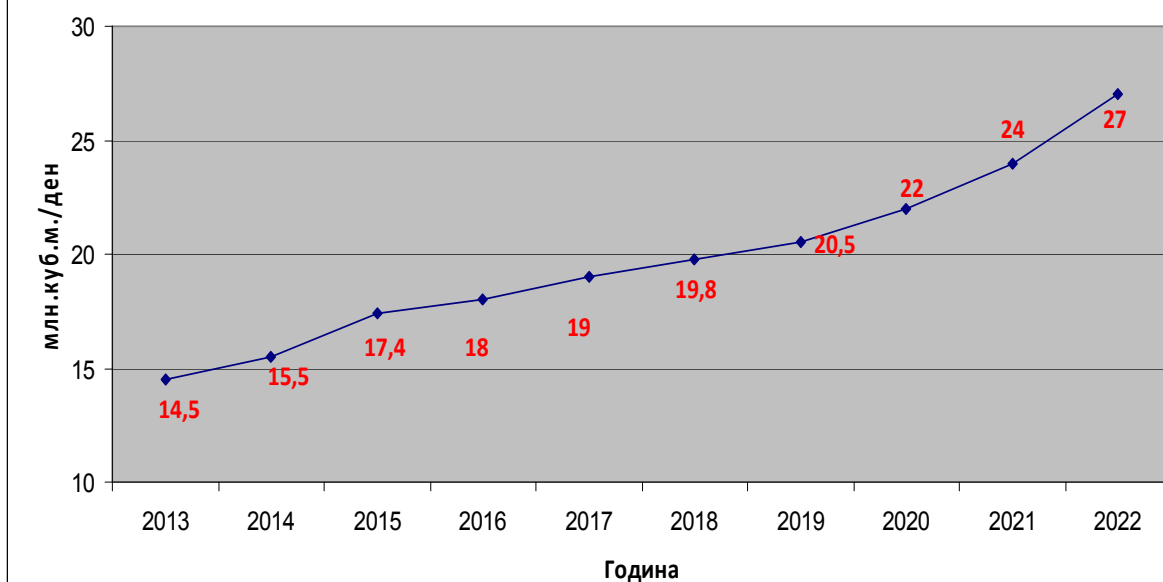
Прогнозирани са общия обем на очакваното потребление, потреблението по сектори и очакваните пикови нива на потребление:



Прогноза за очакваното потребление на природен газ в Р.България за периода 2013-2022 г. - оптимистичен сценарий по сектори.



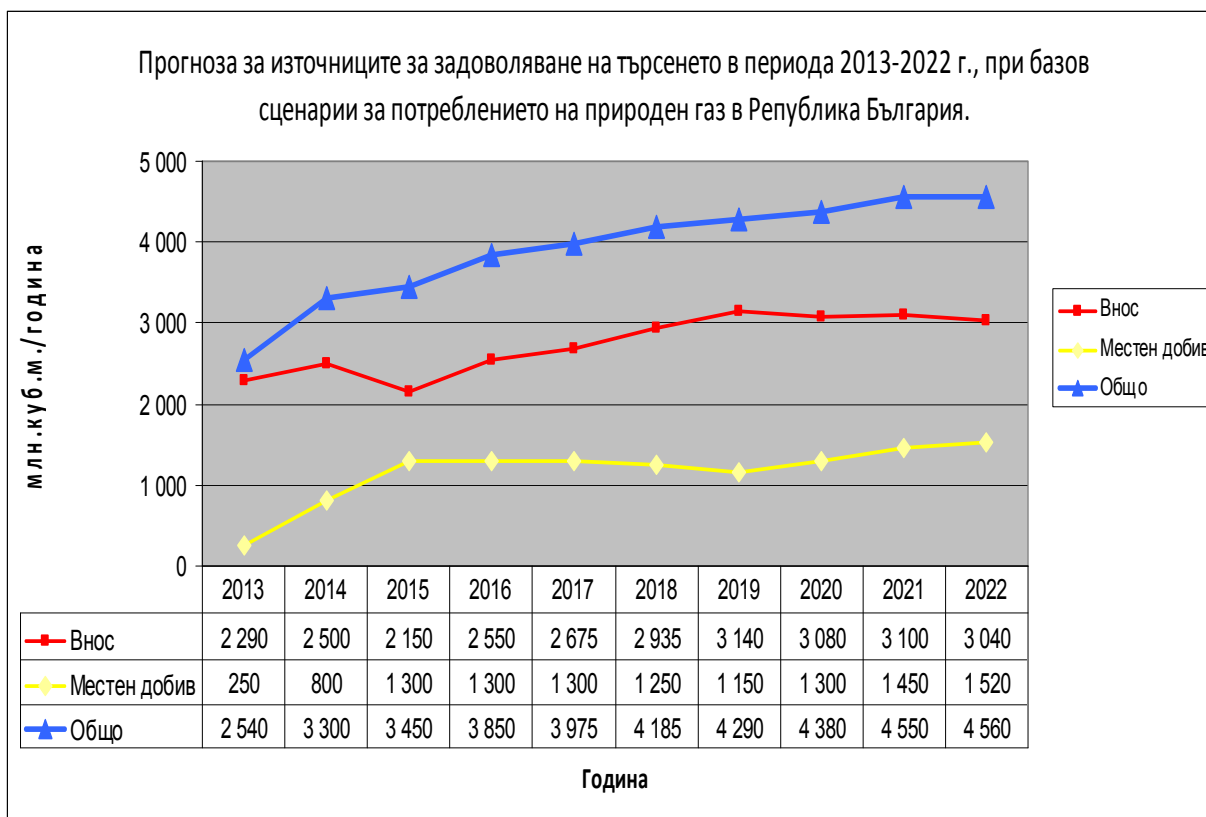
Пикови нива на дневно търсене при оптимистичен сценарий.



2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО

- През 2011 г. търсенето е задоволявано, както следва:
- Внос от Руската федерация – 2 564 млн.м³ (85,4 %);
- Местен добив – 438 млн.м³ (14,6 %).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето за периода 2013-2022 г., при базов сценарий за потреблението в страната, е представена на графиката по-долу:



СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ

Оценката на риска за периода 2013-2022 г., съгласно чл. 9 от Регламент (ЕС) №994/2010 на Европейския парламент и Съвета от 20 октомври 2010 г., относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета, е извършена от компетентния орган по смисъла на чл.3, пар.2 от Регламент (ЕС) №994/2010 (който за България е Министерството на икономиката, енергетиката и туризма) на база на:

- Базов сценарий за търсенето и пиковото потребление;
- Прогнози за местния добив на природен газ в страната;
- Очаквани нови капацитети при реализирането на новите междусистемни връзки с Турция, Гърция, Румъния и Сърбия;
- Планирани нови капацитети след оптимизиране на съществуващите изходни точки за работа в режим на реверсивен пренос.

Съгласно чл.6 на Регламент 994/2010/ЕС (Регламента), формулата N-1 описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на газ в района на изчислението в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително високо търсене, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

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

Резултатите от формулата N-1, изчислени за територията на Република България, са следните:

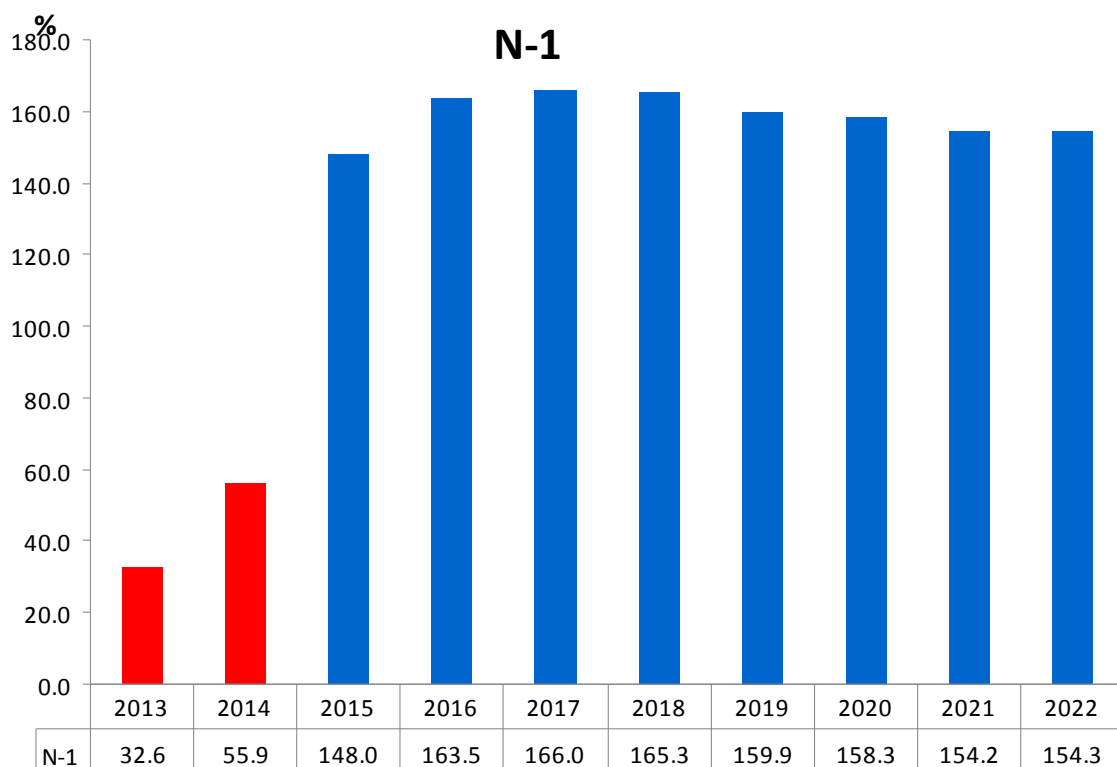
$$N - 1 [\%] = \frac{\sum_{m=1}^7 EP_m + S_{\max} + P_{\max} - I_{\max}}{D_{\max}} \times 100, \quad N - 1 \geq 100 \%$$

където:

EP₁	Технически капацитет на ГИС „Негру вода“ 1, в млн.м ³ /денонощие
EP₂	Технически капацитет за реверсивен пренос от Гърция
EP₃	Технически капацитет за реверсивен пренос от Турция ²
S_{max}	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен
P_{max}	Национално производство на газ – максимален възможен добив
D_{max}	Национално потребление - пиково потребление
EP₄	Технически капацитет за внос по интерконектор Гърция-България
EP₅	Технически капацитет за внос по интерконектор Турция-България
EP₆	Технически капацитет за внос по интерконектор България- Сърбия
EP₇	Технически капацитет за внос по интерконектор България- Румъния
I_{max}	Технически капацитет на най-голямата единична газова инфраструктура (Към настоящия момент това е ГИС „Негру вода“ т.е. I_{max} = EP₁)

² Турция не е държава членка на ЕС и за нея не се отнасят разпоредбите на Регламент 994/2010/ЕС за осигуряване на двупосочен капацитет в съществуващите точки на междусистемно свързване.

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	EP7	Dmax	EP1=Imax	N-1
2013	1,4	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,1	20,3	32,6
2014	2,2	5,5	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	18,0	20,3	55,9
2015	3,6	5,5	1,0	0,0	8,2	8,2	0,0	1,4	18,8	20,3	148,0
2016	3,6	6,5	1,0	0,0	8,2	8,2	5,5	1,4	21,0	20,3	163,5
2017	3,6	8,0	1,0	0,0	8,2	8,2	5,5	1,4	21,6	20,3	166,0
2018	3,4	10,0	1,0	0,0	8,2	8,2	5,5	1,4	22,8	20,3	165,3
2019	3,2	10,0	1,0	0,0	8,2	8,2	5,5	1,4	23,4	20,3	159,9
2020	3,6	10,0	1,0	0,0	8,2	8,2	5,5	1,4	23,9	20,3	158,3
2021	4,0	10,0	1,0	0,0	8,2	8,2	5,5	1,4	24,8	20,3	154,2
2022	4,2	10,0	1,0	0,0	8,2	8,2	5,5	1,4	24,9	20,3	154,3



От графиката се вижда, че от началото на 2015 г. Република България ще изпълнява изискванията, заложи в Регламент (ЕО) 994/2010 по отношение на осигуряване на достатъчен капацитет на останалата газова инфраструктура, в случай на прекъсване на най-голямата единична газова структура в ден на изключително голямо търсене на газ, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2013-2022 Г.



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

Анализът на търсенето и предлагането, оценката на риска, изискванията на европейското енергийно законодателство, както и задълженията на комбинирания оператор към обществото определят необходимите инвестиции, предвидени да бъдат извършени в периода 2013 - 2022 г.

Предвидените за периода 2013 - 2022 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 увеличено 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, в ПГХ.

- Инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията.
- Инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа.

2. Осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и пътищата за доставка на газ и в резултат по-голяма енергийна независимост, възможност на местните търговци за достъп до газ на различни цени и възможност за създаване на регионална борса на газ, в т.ч. спотпазар, чрез:

- Изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори „Южен поток“ и „Набуко“.
- Присъединяване на добивната газопроводна мрежа на добивни предприятия в страната.
- Изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите.

3. Гарантиране на сигурността на газовите доставки за страната в изпълнение на задълженията по чл. 6 (5) от Регламент (ЕО) 994/2010 за сигурността на доставките чрез:

- Инвестиции в изграждане на инфраструктура за осигуряване на постоянен двупосочен капацитет на точките на междусистемно свързване със съседните държави-членки на ЕС.
- Инвестиции в изграждане на междусистемни връзки, които ще свържат съществуващите газопреносни мрежи с газопреносни мрежи, разположени извън територията на страната.
- Инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, както по отношение на съоръженията за добив и нагнетяване така и на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ.

4. Достъп до природен газ на нови общини, както и на нови крайни потребители, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво, чрез:

- Разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната
- Изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

В настоящата глава от Плана е структурирана информация за основната инфраструктура, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите 10 години (2013 - 2022 г.).

Предвид дългосрочния хоризонт на планиране на инвестициите – десетгодишен, и

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 тези групи са показани конкретните обекти и график за тяхното изпълнение и очакван размер на инвестициите:

- Инвестиции, за които вече е взето решение за изпълнение през периода 2013 – 2015 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 2013 – 2022 г. – таблица 2;
- Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2013 – 2022 г., за които все още не е взето инвестиционно решение, но са налице инвестиционни намерения за тяхното осъществяване през 10 годишния планов период – таблица 3;

Допълнително е представено по-подробно описание на проекти с ключово значение за процеса на либерализация, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, развитие на газовата мрежа в региона, както и с принос за националната икономика.

1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2013 – 2015 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 2013 – 2015 г. в окрупнен вид са представени в следващата таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнато преди 2013 г., но работата по тях продължава и през периода 2013-2015 г. За такива обекти в таблицата е посочена само очакваната стойност на инвестициите, през посочения тригодишен период.

Таблица 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2013 – 2015 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2013-2015 Г.		
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос		
Мероприятия по привеждане на компресорните станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни в т.ч. реконструкция на компресорни станции „Ихтиман“, „Петрич“, „Лозенец“, „Странджа“ чрез интегриране на нискоемисионни ГТКА и преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери на компресорни станции „Провадия“, „Странджа“, „Кардам 2“	2013-2016	240 000
Основни ремонти на газотурбинни двигатели, в т.ч. планови ремонти и инспекции	2013-2015	27 000
1.2. Национална газопреносна мрежа		
Модернизация на САУ на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“	2013 - 2015	9 050
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2013-2014	5 700
2. Инвестиции на съществуващи АГРС		
2.1. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкция и модернизация на АГРС и ГРС: Девня, Септември, Перник, Иваняне, Ловеч, Шумен, Нови пазар, Дългопол, Исперих, Самоков, Кубрат, , Кремиковци, Бутово, Шумен, Страшиморово, ЛК Росен и др.	2013-2015	5 697
Изграждане на нови измервателни линии на ГРС „Бургас“, ГРС „Ловеч“, АГРС „Севлиево“, АГРС „Стралджа“ и др.	2013-2014	354

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2013 – 2015 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
3. ПГХ Чирен		
Реконструкция и рехабилитация на наземни съоръжения	2013 - 2015	1 036
Реконструкция и рехабилитация на сондажи	2013 -2015	14 420
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА		
1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос		
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводни участъци Кардам - Одринци и Рупча – Лозенец	2013	1 943
2. Национална газопреносна мрежа		
Изграждане на станция за измерване и регулиране количества природен газ при КС „Кардам“	2013 - 2015	4 220
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Русе, Димитровград, Плевен, Бургас, Девня, Перник и при ГРС „Перник“	2013 - 2015	4 823
3. ПГХ Чирен		
Прокарване на нов наклонено-насочен експлоатационен сондаж E-72	2013-2014	9 656
4. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Оптични кабелни магистрали: от КС „Ихтиман“ до ГИС Дупница, Ботевград-Чирен, Батулци-Николаево-Плевен	2013-2014	5 865
III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ		
1. Междусистемни газови връзки		
Междусистемна газова връзка България-Румъния (Русе-Гюргево) – доставки и изграждане	2013	9 732
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“	2013-2015	32 580
IV. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ		
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната		
„Преносен газопровод високо налягане Добрич-Силистра и АГРС Силистра“	2013-2014	3 300
Газопровод високо налягане Чирен - Козлодуй - Оряхово, АГРС „Козлодуй“ и АГРС „Оряхово“	2013-2014	7 047

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2013 – 2015 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции		
Изграждане на нови ГИС и АГРС – АГРС „Игнатиево“; ГИС „Карнобат“, ГИС „Чирпан“, ГИС „Дерманци 2“, ГИС „Ихтиман“, ГИС „Разград“ и ГИС „Ястребово“ - проектиране, доставки и изграждане;	2013-2014	1 644

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

2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ОБВЪРЗАНИ С РАЗВИТИЕТО НА МЕЖДУНАРОДНИ ПРОЕКТИ И ПРОЕКТИ НА ТРЕТИ СТРАНИ В ПЕРИОДА 2013 – 2022 Г.

Таблица 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за преноси съхранение на природен газ в периода 2015 – 2022 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
I. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ГАЗ		
1. Инвестиции в изграждането на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансгранични проекти за транспортиране на природен газ до пазарите на ЕС - „Южен поток“ и „Набуко“		
Свързване с „Набуко“	2016-2018	5 000
Свързване с „Южен поток“	2015-2016	10 000
2. Междусистемни газови връзки		
Свързване с Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)	2014-2015	9 690
Свързване с Междусистемна газова връзка България - Сърбия	2014-2015	4 000
Изграждане газопровод за осигуряване на възможност за пренос на природен газ от Турция за България	2013-2015	100 550

3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2013 – 2022 Г. ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ

За долу изброените обекти предстои да бъдат извършени проучвания (относно, начин на изпълнение и финансиране, принципни технически решения, обхват, разположение и др.) с цел определяне на последващата им реализация.

Таблица 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2013 – 2022 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията ³ хил.лв.
1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ		
Изграждане на реверсивна газоизмервателна и регулираща станция след КС „Петрич“	2014	6 230
Мероприятия по привеждане на компресорни станции „Ихтиман“ и „Петрич“ в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни в т.ч. преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2017-2019	60 000
Увеличаване на капацитета на ГМТП	2016-2018	240 000
2. Национална газопреносна мрежа		
Изграждане на нови газопроводни отклонения с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог	2014-2015	43 700
Мероприятия по привеждане на компресорна станция „Кардам 1“ в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни - преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2017-2018	6 000
Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата НГПМ в т.ч.: <ul style="list-style-type: none"> Проверка и оценка на състоянието на газопроводни участъци от системата чрез «интелигентни бутала» от ново поколение Ремонт и подмяна на участъци от газопровода на база на извършената оценка Увеличаване на капацитета на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови участъци Рехабилитация и модернизация на компресорните мощности 	2013-2022	340 000
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		

³ Посочен е очакваният размер на инвестицията на „Булгартрансгаз“ ЕАД по обекти за съответния период.

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2013 – 2022 г. за който не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията ³ хил.лв.
Оптични кабелни магистрали: КВ „Николаево“ - КС „Полски Сеновец“, КВ „Миладиновци“ - КС „Вълчи дол“, КС „Полски Сеновец“ - КВ „Миладиновци“ - АГРС „Търговище“	2014 - 2015	14 030
4. Съхранение		
Разширение и модернизация на ПГХ „Чирен“ чрез изграждане на нови сондажи и увеличаване капацитета на наземните съоръжения	2013 - 2017	200 000

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2013 – 2022 г.

В настоящият раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2013-2022 г. Тя е разделена на следните видове дейности:

- **Прединвестиционна подготовка** – изпълнение на дейности и задачи, обосноваващи технико-икономическата целесъобразност и осигуряващи условия за законосъобразна реализация на обекти, които са планирани и включени в дългосрочните инвестиционни намерения на Дружеството, предвиждаща изпълнението на следните основни дейности:
 - Проучване и обосноваване на технико-икономическата целесъобразност от реализацията на обекти, включени в дългосрочните инвестиционни намерения на Дружеството;
 - Обосновка и конкретизиране на времевите, основни технически и икономически параметри за отделните инвестиционни намерения;
 - Проучване на възможности за привличане на безвъзмездно финансиране от фондове на ЕК за отделните инвестиционни намерения и кандидатстване;
 - Формулиране на основните нормативни изисквания, приложими към съответните обекти и гарантиращи законосъобразната им реализация;
 - Подготовка на задания;
 - Предпроектни проучвания и обследвания с цел вземане на решение за реализацията и финансирането на обекти в средносрочен план.
- **Инвестиции** - мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни раздела:
 - Изграждане на нови обекти;
 - Реконструкция, модернизация и рехабилитация;
 - Машини и оборудване.

4.1. Тригодишна инвестиционна програма (2013-2015), включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение

в хил. лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2013 г.	Общо 2014 г.	Общо 2015 г.
ОБЩО Годишни програми за Преинвестиционна подготовка и Инвестиции:	116 261	151 825	110 771
ОБЩО Годишна програма за Преинвестиционна подготовка:	1 753	1 500	1 500
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	114 508	150 325	109 271
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	25 871	56 178	20 919
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	3 058	23 835	10 000
Линейна част	2 343	22 180	10 000
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	270	165	
Комуникационни и информационни системи	445	1 490	
Национална газопреносна мрежа	17 050	21 038	10 669
Линейна част	12 676	12 777	3 669
Комуникационни и информационни системи	2 481	3 975	3 500
АГРС и ГИС	1 893	4 286	3 500
ПГХ „Чирен“	2 946	6 710	0
Сондажен фонд и шлейфи	2 946	6 710	
Други	3 873	7 810	250
Линейна част	460	1 290	250
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1 303	90	
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	82 364	91 302	85 352
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	72 147	66 071	73 542
Линейна част	1 747	282	
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	70 400	65 789	73 542
Национална газопреносна мрежа	5 305	12 646	8 710
Линейна част	794	2 754	2 200
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	3 071	7 635	4 510
АГРС и ГИС	1 440	2 257	2 000
ПГХ „Чирен“	4 321	9 985	1 400
Сондажен фонд и шлейфи	3 335	9 685	1 400
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно	786	250	

поделение			
Линейна част	350	1 200	1 200
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	100		
Централно диспечерско управление	141	1 400	500
Други	7 064	5 495	4 700

4.2. Инвестиционна програма за периода 2016-2022г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите

в хил.лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2016 г.	Общо 2017 г.	Общо 2018 г.	Общо 2019 г.	Общо 2020 г.	Общо 2021 г.	Общо 2022 г.
ОБЩО Годишни програми за Прединвестиционна оподготовка и Инвестиции:	60 086	29 256	30 200	31 300	32 490	33 600	34 400
ОБЩО Годишна програма за Прединвестиционна оподготовка:	1 200	1 200	1 250	1 250	1 300	1 300	1 300
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	58 886	28 056	28 950	30 050	31 190	32 300	33 100
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	9 765	8 873	9 300	9 750	10 250	10 800	11 300
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	2 795	2 950	3 100	3 250	3 400	3 600	3 800
Национална газопреносна мрежа	3 841	4 025	4 200	4 450	4 650	4 900	5 100
ПГХ „Чирен“	0	0	0	0	0	0	0
Други	3 129	1 898	2 000	2 100	2 200	2 300	2 400
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	46 121	16 183	16 550	17 200	17 740	18 300	18 600
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	40 388	10 130	10 200	10 500	10 700	10 900	11 000
Национална газопреносна мрежа	3 518	3 673	3 850	4 050	4 250	4 500	4 600
ПГХ „Чирен“	600	700	750	800	840	850	900
Други	1 615	1 680	1 750	1 850	1 950	2 050	2 100
РАЗДЕЛ I.3 -Доставка на машини и оборудване	3 000	3 000	3 100	3 100	3 200	3 200	3 200

4.3.Инвестиционна програма за периода 2013-2022г., включваща инвестиционни дейности, за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение

в хил.лева, без ДДС

	Общо 2013 г.	Общо 2014 г.	Общо 2015 г.	Общо 2016 г.	Общо 2017 г.	Общо 2018 г.	Общо 2019 г.	Общо 2020 г.	Общо 2021 г.	Общо 2022 г.
ОБЩО	3 253	123 637	139 110	149 610	226 610	182 900	100102 000	73 000	72 000	42 000
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	630	76 257	41 600	85 000	80 000	110 000	30 000	10 000	10 000	10 000
Национална газопреносна мрежа	1 063	15 880	56 010	3 410	75 410	72 900	70 000	60 000	60 000	30 000
ПГХ „Чирен“	60	30 000	40 000	60 000	70 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Други	1 500	1 500	1 500	1 200	1 200	1 000	1 000	2 000	1 000	1 000

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

5.1 Осъществяване на междусистемна свързаност на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД с газопроводите „Набуко“ и „Южен поток“

През територията на България се предвижда да преминават газопроводите „Набуко“ и „Южен поток“, чрез които ще се извършва пренос на газ до европейския пазар, а също така ще осигуряват доставки и за българския пазар. Предвидено е тези нови газопроводи да имат връзки със съществуващите преносни мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

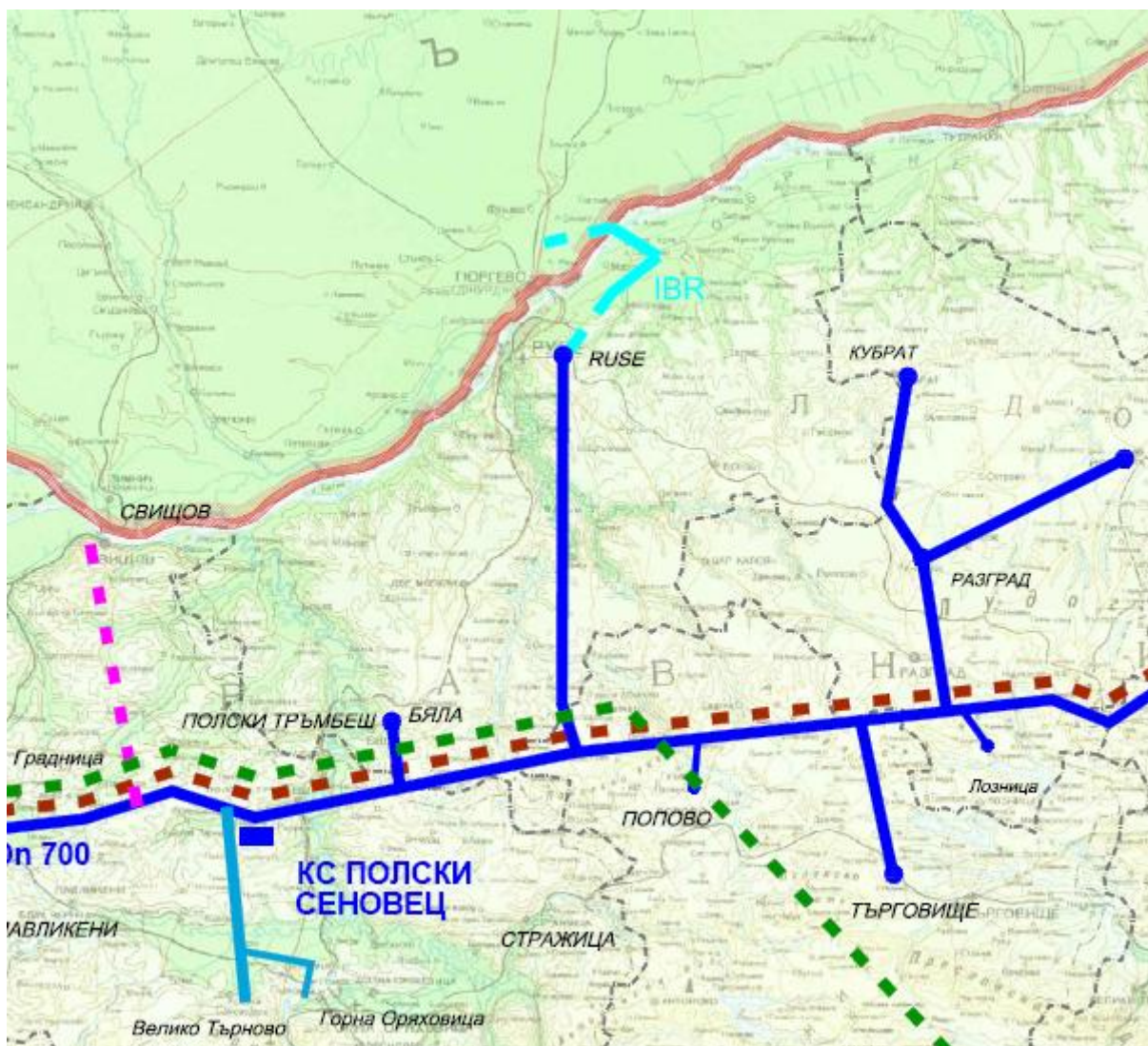
Газопровод „Набуко“ се предвижда да бъде свързан с газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входна точка в района на КС „Лозенец“, която ще бъде изградена заедно с газопровода. Входната точка се предвижда да бъде с капацитет до 2 млрд.м³/г.

Газопровод „Южен поток“ се предвижда да бъде свързан с входна точка в района на КС „Провадия“ с максимален капацитет над 20 млрд.м³/годишно.

За целите на изграждането на новите газопроводни инфраструктури на територията на България за тези два международни проекта са учредени съответните местни проектни компании, които се предвижда да бъдат и оператори на тази част от газопровода.

5.2. Междусистемни връзки със съседните страни

5.2.1 Междусистемна газова връзка България-Румъния (IBR)



Реверсивната междусистемна връзка България–Румъния има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Румъния. С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Румъния, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на газопреносната мрежа. Същевременно би могло да се използва за доставка на природен газ от Румъния.

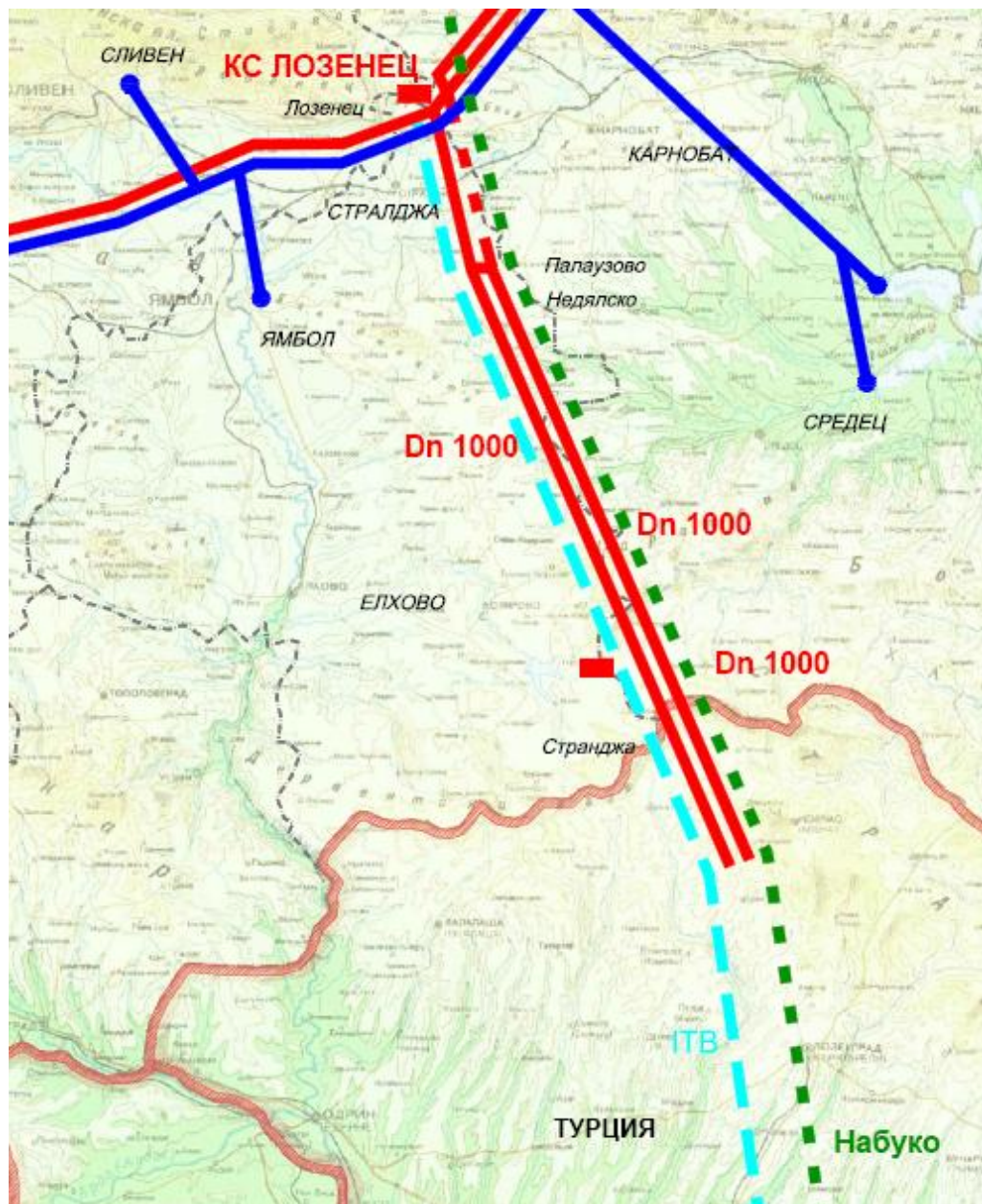
Проектът „Междусистемна газова връзка България-Румъния“ (IBR) се изпълнява съвместно от „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Трансгаз“ С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г., а през 2010 г. е осигурено финансиране на проекта от Европейската енергийна програма за възстановяване в размер на 8.9 млн.евро.

Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15 км на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,5 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е 1,5 млрд. м³/г. (в посока от Р. България към Румъния), а минималният 0,5 млрд.м³/г.,(в посока от Румъния към Р.България) диаметър на тръбата Dn 500 мм. и работно налягане Pn 50 bar.

Проектът е разделен на три части: участък под р. Дунав, наземна част на българската територия и наземна част на румънска територия.

Предвидено е газопроводът да бъде изграден до края на 2013 г. и въведен в експлоатация от началото на 2014 г. Инвеститор на проекта са „Булгартрансгаз“ ЕАД и Трансгаз С.А., Румъния

5.2.2 Междусистемна газова връзка Турция – България (ITV)

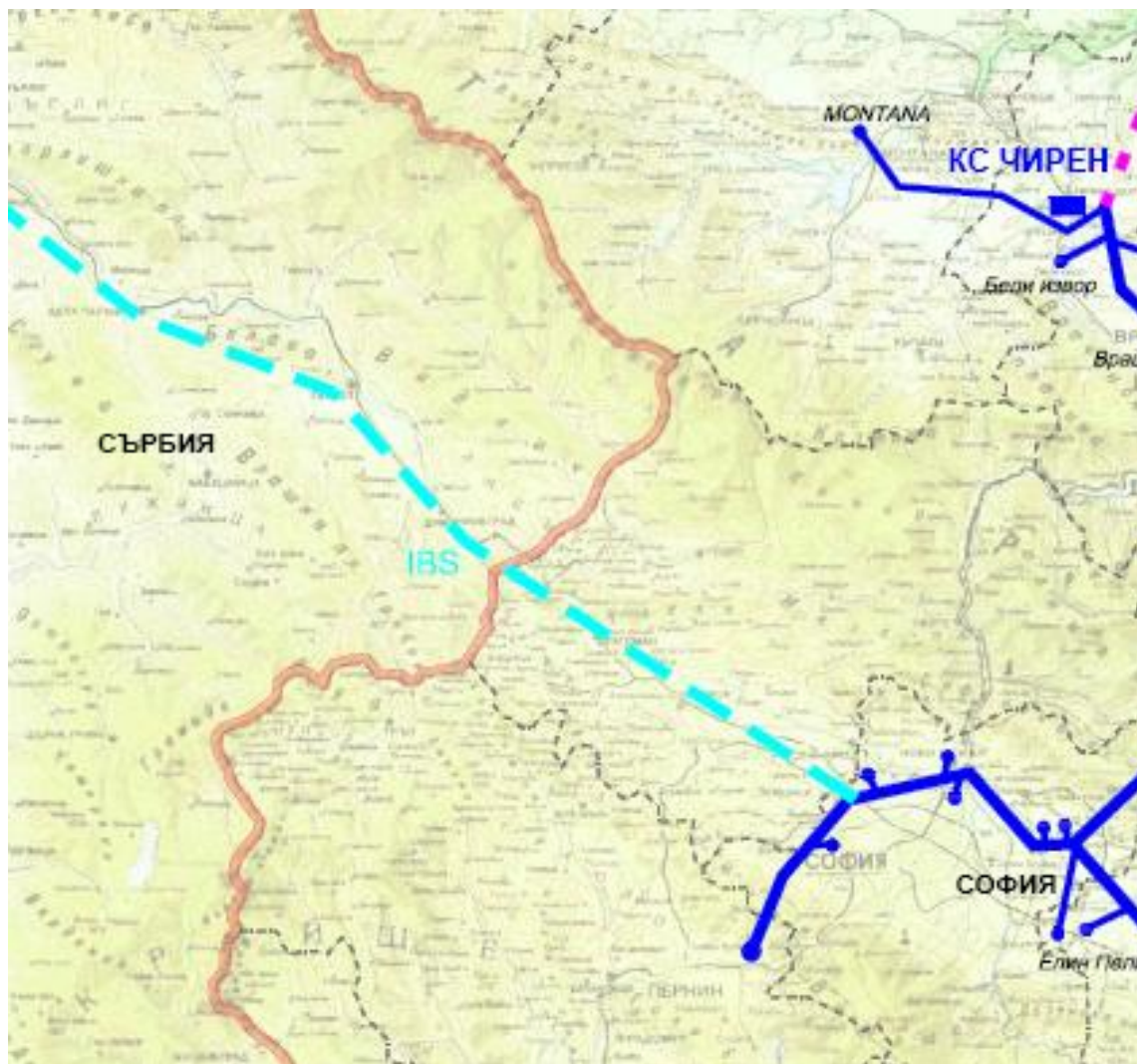


Междусистемната връзка се предвижда да бъде изградена като развитие на съществуващата свързаност на системите на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Боташ С.А. – Турция, чрез създаване на техническа възможност за осигуряване на капацитет за едновременен двупосочен физически поток на природен газ между двете системи. По този начин може да бъде осигурена много по-голяма сигурност на доставките на газ в страната ни, покриване на стандарта за сигурност N-1, както и за диверсификация на източниците за доставка на природен газ (Турската система притежава шест входни точки за доставка на природен газ). Предварителните планове са проекта да се

развива поетапно, като първият етап да влезе в експлоатация през 2014 г. Междусистемната връзка България – Турция е с работно трасе на територията на Р. България от КС „Лозенец“ до ГИС Малкочлар, с обсъждан капацитет от 3 до 5 млрд.м³/годишно и с възможност за разширение на следващ етап, съобразно развитието на големите трансгранични газови проекти.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е инвеститор за частта на газопровода на българска територия.

5.2.3. Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS)



Междусистемната връзка България–Сърбия има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на българската газопреносна мрежа. Същевременно в кризисни ситуации би могло да се използва за доставка на природен газ от Сърбия.

По предварителна техническа информация се очаква дължината на трасето да е около 150 км., от които на българска територия около 55 км. Очакваният минимален годишен капацитет на връзката е около 1,8 млрд.м³, а максималният е 3,1 млрд.м³.

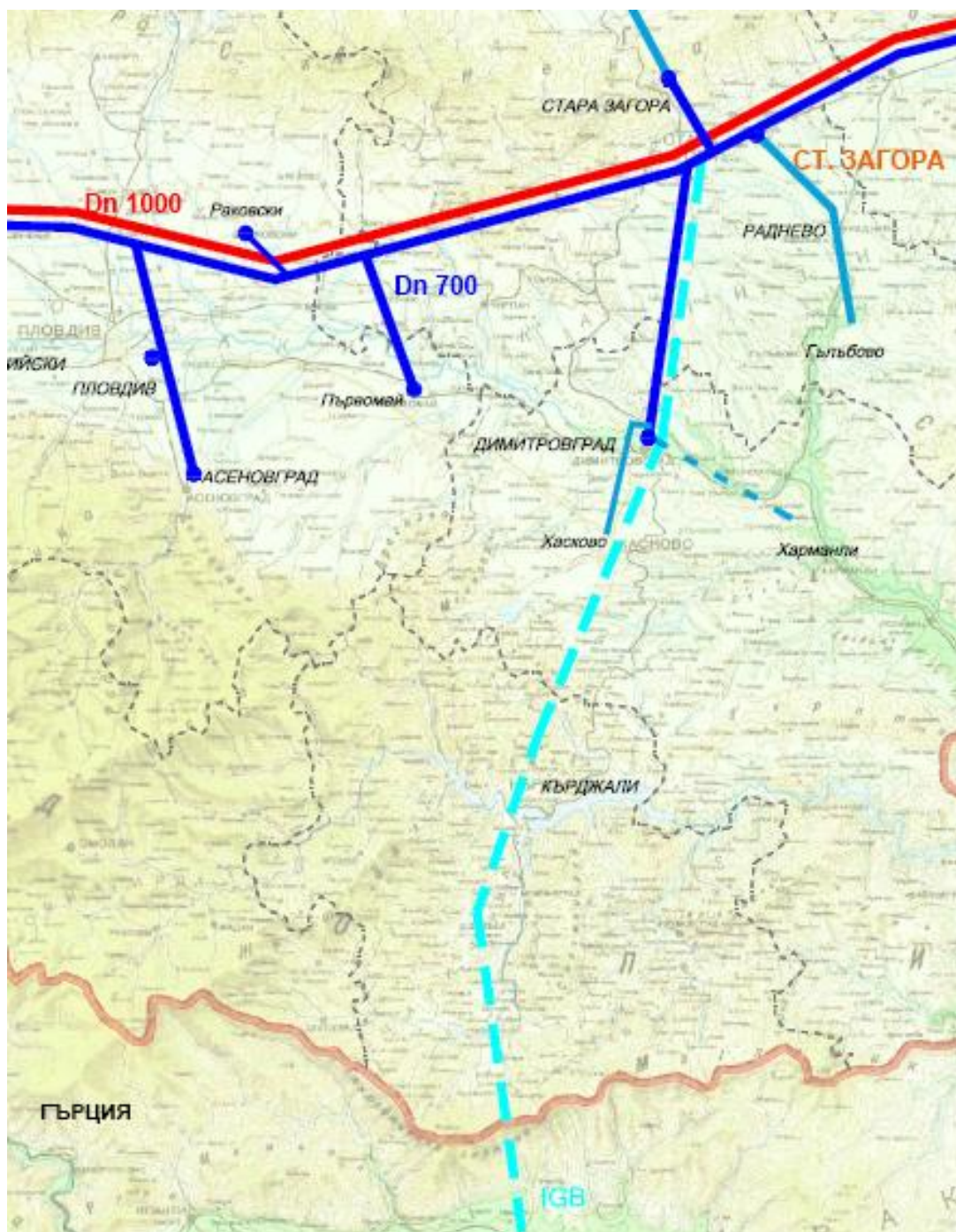
Финансирането се осигурява на 100 % от Оперативна програма „Конкурентоспособност“ 2007 – 2013 г. Проектът се изпълнява от Министерството на

икономиката, енергетиката и туризма (МИЕТ). „Булгартрансгаз“ ЕАД оказва техническа и експертна помощ за осъществяване на проекта.

Очакван срок за въвеждане в експлоатация е краят на 2015 г.

Инвеститор на проекта на българска територия е Министерството на икономиката, енергетиката и туризма.

5.2.4 Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)



Чрез изграждане на междусистемната връзка се цели в средносрочна перспектива България да бъде свързана със съществуващата газова междусистемна връзка „Турция-Гърция“ (газопровод TGI) за внос на природен газ от Каспийския регион и Близкия

изток. Същевременно, България ще получи възможност за внос на втечен природен газ от международния пазар чрез съществуващия регазификационен терминал Ревитуса (Гърция), евентуален нов регионален терминал в Северна или Западна Гърция за внос от ЮИЕ.

Трасето на газопровода Комотини-Димитровград-Стара Загора е с дължина 182 км, от които около 151 км. на територията на България.

Техническият капацитет на газопровода е 3 млрд м³/год. При икономическа обосноваване и в зависимост от развитието на съседните мрежи, техническият капацитет може да се увеличи до 5 млрд м³/год., чрез изграждане на компресорна станция. Проектът е с точка на свързване с националната газопрееносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД в района на Стара Загора, като са предвидени и отклонения в района на градовете Кърджали и Димитровград. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация е 2015 г.

Проектът се развива от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД, регистрирано в България, с акционери Български Енергиен Холдинг ЕАД (50 %) и IGI Poseidon (50 %).

5.3. Осигуряване на постоянен двупосочен капацитет в съществуващите точки на междусистемно свързване с Гърция и Румъния

В изпълнение на разпоредбите на Регламент (ЕО) 994/2010 относно осигуряване на постоянен двупосочен капацитет в съществуващите точки на междусистемно свързване между държави членки, „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда следните проекти:

- **Осигуряване на постоянен твърд капацитет в точката на междусистемно свързване с Гърция – Кула/ Сидирокастро, в размер на 1 млн. нм³/д. и прекъсваем физически в размер на 2 млн. нм³/д. в посока Гърция – България.**

За осигуряване на физически капацитет в посока Гърция – България е необходимо да бъдат изградени следните допълнителни съоръжения:

- Изграждане на физическа връзка и реверсивна газоизмервателна станция между газопрееносната мрежа за транзитен пренос за Гърция и Македония и националната газопрееносна мрежа при КС „Ихтиман“;

Инвеститори на проекта са „Булгартрансгаз“ ЕАД и ДЕСФА С.А., Гърция.

- **Осигуряване на постоянен двупосочен капацитет в точките на междусистемно свързване с Румъния – Негру Вода 1,2 и 3 (разглеждани като обща точка на свързани помежду си газови инфраструктури) в размер на 12 млн. м³/д. в посока България-Румъния**

За осигуряване на капацитета в посока Румъния е необходимо да се изгради измервателна станция, която да измерва количествата при физически обратен (на основната посока) пренос.

Предвижда се трите точки на ГИС Негру Вода да се разглеждат като една от търговска гледна точка, като за целта е необходимо да се интегрират двете газопрееносни мрежи, които оперира Дружеството. За интегрирането на тези мрежи е необходимо да бъде извършено следното:

- Изграждане на газопроводна връзка с реверсивна газоизмервателна станция при КС „Лозенец“ между газопровод Южен полупръстен и газопровода за транзитен пренос, или

- Изграждане на газопроводна връзка с реверсивна газоизмервателна станция при КС „Кардам 1“ между газопроводите от двете входни точки – Негру Вода-1 и Негру Вода 2 и 3.
- Изграждане на реверсивна гранична газоизмервателна станция преди КС „Кардам“.

Инвеститори на проекта са „Булгартрансгаз“ ЕАД и Трансгаз С.А., Румъния

Физическият реверсивен капацитет в тази точка е представен в таблица 1.2. (на страница 51) като прекъсваем, поради липса на достатъчно входящ твърд капацитет в мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Твърд реверсивен физически капацитет в точката се очаква да бъде осигурен след въвеждането в експлоатация на някой от големите трансгранични проекти, вероятно след 2016 г.

5.4 Разширение на капацитета за газосъхранение

5.4.1 Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“

Проектът за разширение на съществуващото газохранилище ПГХ „Чирен“ се състои в поетапно увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и постигане на по-големи средни денонощни дебита за добив и нагнетяване.

Разглеждат се основно два варианта на достигане на максимален капацитет:

- До 130 бара пластово налягане, активен газ 720 млн.м³ и дневен дебит на добив и нагнетяване 10 млн.м³.
- До 150 бара пластово налягане, активен 1000 млн.м³ и дневен дебит на добив и нагнетяване 10 млн.м³.

Предстои да бъдат извършени геоложки и геофизични изследвания, както и пазарни анализи, от които зависи изборът на вариант за разширение.

Очаква се проектът да бъде реализиран поетапно в периода 2014-2017 г.

На първия етап, който се предвижда да се реализира до края на 2014 г. ще бъдат изградени нови сондажи за достигане на максимално възможния капацитет на съществуващите наземни съоръжения, а именно повишаване на дебита до 5,5 млн.м³ при активен газ 650 млн.м³.

На следващ етап до 2017 г. ще бъдат достигнати максималните дебита, посочени по-горе, посредством нови сондажи и увеличаване на капацитета на наземните съоръжения, основно чрез подмяна на съществуващите.

Инвеститор на проекта е „Булгартрансгаз“ ЕАД.

5.5 Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения

5.5.1 Изграждане на преносен газопровод до Силистра

Изграждане на 80 км газопровод с номинален диаметър 355,6 мм и работно налягане 6.4 МРа от град Добрич до град Силистра и изграждане на АГРС в западната промишлена зона на Силистра. Техническият капацитет на газопроводното отклонение е 100 000 м³/ч.

Планирано е газопроводът Добрич–Силистра да бъде пуснат в експлоатация през втората половина на 2013 година.

Присъединяването на община Силистра към газопреносната мрежа е необходимо условие за изграждане и развитие на газоразпределителните мрежи и предпоставка за замяна на електричеството за отопление с природен газ.

Инвеститор на проекта е „Булгартрансгаз“ ЕАД.

5.5.2 Изграждане на преносен газопровод до Козлодуй и Оряхово

Изграждане на 50 км. газопровод високо налягане от Чирен до Козлодуй с диаметър 355,6 мм и 15 км газопровод от Козлодуй до Оряхово с диаметър 150 мм, две АГРС - в Козлодуй с капацитет от 40 000 м³/ч и в Оряхово - с капацитет от 5000 м³/ч. Планирано е газопроводите да бъдат пуснати в експлоатация в края на 2014 г. Техническият капацитет на газовото отклонение е 100 000 м³/ч.

Осъществяването на проекта ще допринесе за развитие на газоснабдяването в региона.

Инвеститор на проекта е „Булгартрансгаз“ ЕАД.

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

5.6.1 Модернизация на компресорни станции „Странджа“, „Лозенец“, „Петрич“ и „Ихтиман“

Обект на модернизацията са четири компресорни станции:

- КС „Странджа“ - с монтаж на два нови газотурбокомпресорни агрегата (ГТКА);
- КС „Лозенец“ - с монтаж на два нови ГТКА;
- КС „Петрич“ - с монтаж на един ГТКА;
- КС „Ихтиман“ - с монтаж на един ГТКА;

Основните цели на модернизацията са: осигуряване на необходимото ново, високонадеждно газотурбинно компресорно и общостанционно оборудване, необходимо за привеждане на съществуващите компресорните станции (КС) в съответствие с действащите екологични изисквания; повишаване експлоатационната надеждност и безопасност на КС; подобряване на техническите и икономически параметри на експлоатация на съществуващите КС.

В обхвата на модернизацията влизат и разширение на съществуващата електрическа система на КС с включване на новите агрегати, както и модернизация и разширение на съществуващата общостанционна система за управление и с включване системата за управление на новите агрегати.

За изпълнение на модернизацията на компресорните станции е проведена процедура по ЗОП, като понастоящем е сключен договор с избраният изпълнител. Предвидено е да бъде изпълнявана поетапно, като приключи през 2016 г.

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

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

Модернизираните системи за управление трябва да имат възможност управлението на

ГКА и КС да се извършва от диспечерската зала и да намали до минимум присъствието на хора в машинна зала на компресорния цех. За целта трябва да се изградят нови еднотипни самостоятелни системи за автоматично управление на ГКА в компресорните станции и нови общостанционни системи за управление на КС.

През месец февруари 2013 г. е обявена обществена поръчка за избор на изпълнител за инженерингово изпълнение на дейностите.

5.7 Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни участъци Кардам - Одринци, Рупча – Лозенец

С изграждането на пускови камери на Очистно Съоръжение при КС „Кардам“, при с. Рупча и приемни камери при с. Одринци и при КС „Лозенец“ ще се постигне поддържане на разчетната пропускателна способност на Транзитен газопровод №2 – „Газопровод от КС Кардам до Одринци“ и Газопровод от Люляково до КС „Лозенец“ чрез създаване на техническа възможност за периодично почистване и вътрешнотръбни инспекции за установяване на действителното експлоатационно състояние на преносните газопроводи, без прекъсване на потока на газ.

5.8 Изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“

Изграждането на лупинг на транзитен газопровод за Турция ще допринесе за:

- повишаване на сигурността на преносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД;
- подобряване на хидравликата на системата;
- гъвкавост на системата при различни операции и режими, включително пускане на очистни устройства и интелигентни бутала;
- извършване на ремонтни работи по газопроводите без ограничаване на транзита на природен газ;
- възможност за пренос на допълнителни количества газ по транзитния газопровод в участъка КС „Лозенец“ – българо-турска граница;
- създаване на техническа възможност за реверсивен поток при необходимост..

5.9 Изграждане на оптични кабелни магистрали: от КС Ихтиман до ГИС Дупница, Ботевград-Чирен, Батулци-Николаево-Плевен

Изграждането на оптични кабелни линии има за цел многократно повишаване скоростта, качеството и надеждността на комуникациите с технологичните съоръжения на „Булгартрансгаз“ ЕАД по трасето на преносните газопроводи, което ще създаде технически възможности за реализацията на IP - мрежи за преноса на технологична информация (вкл. при необходимост свързване на модерни системи за постоянно наблюдение и охрана, дистанционно управление и контрол и др.), както и

Основните параметри на част от предвидените нови проекти, в т.ч. очаквана стойност, капацитети и проекти на трети страни, са показани в Приложение 1.

ИЗПОЛЗВАНЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ВЪВ ВРЪЗКА С ПРЕДВИДЕНИТЕ В ПЕРИОДА 2013-2022 Г. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ

С настоящия раздел от Десетгодишния план за развитие на мрежите се цели да се покажат различни сценарии за използване на капацитета на газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД във връзка с предвидените в периода 2013-2022 г. инфраструктурни проекти и прогнозите за развитие на пазара на природен газ в страната и региона, посочени в предходни раздели.

Сценариите разглеждат възможни варианти за движение на потоците природен газ през мрежите в т.ч. тези на търговска база backhaul, осигурени чрез капацитетите на съществуващите и на нови входни/ изходни точки. Разгледана е възможността за движение на газа както в посока Север-Юг (сегашно състояние), така и в обратна посока (с развитие на проектите).

Диверсификацията на входните и изходни точки, през които природния газ ще постъпва/напуска мрежите ще създаде възможности за повишаване използваемостта на капацитета на съществуващите мрежи.

Новите входни точки са предпоставка освен за физическото натоварване на мрежите (преминаването на нови количества природен газ) така и за повишаване гъвкавостта на мрежите чрез предоставяне на backhaul капацитет.

Използването на капацитета на входните и изходните точки на мрежите е в зависимост от реалните потоци природен газ, които могат да бъдат осигурени (доставени) до мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД от различни региони, в които се добива природен газ. Доколкото към настоящия момент все още протичат процеси на изясняване на регионите и маршрутите от които би достигнал природен газ до територията на България, то са възможни множество варианти за степента на използваемост на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Планираните дейности на дружеството в периода 2013-2022 г. целят да се осигури адекватна инфраструктура, която да позволи приемане на потоци газ, идващи от различни региони и да осигури възможност за изход на газ от мрежите към съседни страни. Булгартрансгаз ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който би позволил разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите, но реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците са в зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната.

1. РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТИТЕ НА ГАЗОПРЕНОСНИТЕ ИНФРАСТРУКТУРИ В СТРАНАТА.

В таблица 1.1-1.3 са показани прогнозите за развитие на капацитетите за дългосрочни услуги на входните и изходните точки от/ към газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД към края на 2013 г. и след 2014 г. и 2017 г.

Таблица 1.1 – Капацитети за дългосрочни услуги на газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз ЕАД” към края на 2013 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз” ЕАД	Капацитет	
	Входен капацитет млн.м ³ /ден	Изходен капацитет млн.м ³ /ден
Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа		
Румъния IP Негру вода 1	твърд - 20,27 прекъсваем - 2	-
НГПМ – изходен капацитет зона България	-	твърд – 14,4 прекъсваем – 20
Интерконектор България-Румъния (IBR)	твърд - 1,37 прекъсваем – 2,73	твърд – 1,37 прекъсваем – 2,73
ГИС Провадия (местен добив)	твърд -2 прекъсваем – 0,4	-
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман	твърд – 1 прекъсваем - 5	твърд - 0 прекъсваем - 6
Подземно газово хранилище Чирен**	твърд - до 4,20 прекъсваем – 0,4	твърд - до 4,20 прекъсваем – 0,4
Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***		
Румъния IP Негру вода 1	-	до 20,27
Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос		
Румъния ГИС Негру вода 2,3	твърд - 58,25 прекъсваем – 2	-
ГМТП – изходен капацитет зона България		твърд - 0,27 прекъсваем – 2,4
Гърция IP Кула/Сидирокастро	твърд - 1* прекъсваем – 2*	твърд - 10,27 прекъсваем – 1,9
Турция IP Малкочлар	-	твърд - 45,12 прекъсваем - 0
Македония IP Жидилово	-	твърд - 2,58 прекъсваем – 0,6
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман	твърд - 0 прекъсваем - 6	твърд – 1 прекъсваем - 5
Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***		
Гърция IP Кула/Сидирокастро	до 10,27	-

Таблица 1.2 – Капацитети за дългосрочни услуги на газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз ЕАД” след 2014 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз” ЕАД	Капацитет	
	Входен капацитет млн.м ³ /ден	Изходен капацитет млн.м ³ /ден ****
Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа		
Румъния IP Негру вода 1	твърд - 20,27 прекъсваем - 2	твърд – 0 прекъсваем -12,0*
НГПМ – изходен капацитет зона България	-	твърд – до 14,4 прекъсваем – 20
Интерконектор България-Румъния (IBR)	твърд - 1,37 прекъсваем – 2,73	твърд – до 1,37 прекъсваем – 2,73
Интерконектор Гърция-България (IGB)	твърд – 1 прекъсваем – 7,2	твърд – 0 прекъсваем – 8,2
Интерконектор Турция- България (ITB)	твърд - 6,6 прекъсваем – 1,6	твърд – до 6,6 прекъсваем – 1,6
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман+ ГИС Лозенец (вкл. от ITB)	твърд – 1 прекъсваем - 7	твърд – до 1 прекъсваем - 7
ГИС Провадия (местен добив)	твърд – 2 прекъсваем - 0,4	-
ГИС Дерманци 2 (местен добив)	твърд – 3,5 прекъсваем – 0,6	-
Подземно газово хранилище Чирен**	твърд - до 5,5 прекъсваем – 0,5	твърд - до 5,5 прекъсваем – 0,5
Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***		
Румъния IP Негру вода 1		до 20,27
Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос		
Румъния IP Негру вода 2,3	твърд - 59,25 прекъсваем – 1,5	-
ГМТП – изходен капацитет зона България	-	твърд - 0,27 прекъсваем – 2,4
Гърция IP Кула/Сидирокастро	твърд - 1* прекъсваем – 2*	твърд - 10,27 прекъсваем – 1,9
Турция IP Малкочлар	твърд – 0 прекъсваем - 8,2	твърд - 45,12 прекъсваем – 8,2
Македония IP Жидилово	-	твърд - 2,58 прекъсваем – 0,6
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + IP Лозенец (вкл. от ITB)	твърд - 1 прекъсваем - 7	твърд – 1 прекъсваем - 7
Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***		
Гърция IP Кула/Сидирокастро	до 10,27	-

Таблица 1.3 – Капацитети за дългосрочни услуги на газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз ЕАД” в периода след 2017 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз” ЕАД	Капацитет	
	Входен капацитет млн.м ³ /ден	Изходен капацитет млн.м ³ /ден****
Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа		
Румъния IP Негру вода 1	твърд - 20,27 прекъсваем - 2	твърд – до 11* прекъсваем -1*
НГПМ – изходен капацитет зона България	-	твърд – до 14,4 прекъсваем – 20
Интерконектор България-Румъния (IBR)	твърд - 1,37 прекъсваем – 2,73	твърд – до 1,37 прекъсваем – 2,73
Интерконектор Гърция-България (IGB)	твърд – 6,6 прекъсваем – 1,6	твърд – 0 прекъсваем - 8,2
Интерконектор Турция- България (ITB)	твърд - 6,6 прекъсваем – 1,6	твърд – до 6,6 прекъсваем – 1,6
Интерконектор България- Сърбия (IBS)	твърд – 4,5 прекъсваем – 1	твърд – до 4,5 прекъсваем – 1
Набуко (свързване с НГПМ)	твърд – 4,9 прекъсваем – 0,6	-
Южен поток (свързване с НГПМ)	твърд – 3,7 прекъсваем – 1,1	-
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ITB или от свързване с Набуко)	твърд – 5 прекъсваем – 4	твърд – 1 прекъсваем - 8
ГИС Провадия (местен добив)	твърд – 2 прекъсваем - 0,4	-
ГИС Дерманци 2 (местен добив)	твърд – 3,5 прекъсваем – 0,6	-
Подземно газово хранилище Чирен**	твърд - до 10 прекъсваем – до 1	твърд - до 10 прекъсваем – до 1
Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***		
Румъния IP Негру вода 1	-	до 20,27
Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос		
Румъния ГИС Негру вода 2,3	твърд - 59,25 прекъсваем – 1,5	твърд – 59,25* прекъсваем -1,5*
ГМТП – изходен капацитет зона България	-	твърд - 0,27 прекъсваем – 2,4
Южен поток (свързване с ГМТП)	твърд - 57 прекъсваем – 2	-

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Капацитет	
	Входен капацитет млн.м ³ /ден	Изходен капацитет млн.м ³ /ден****
Гърция ГИС Кула/Сидирокастро	твърд - 1* прекъсваем – 8,7*	твърд - 10,27 прекъсваем – 1,9
Турция IP Малкочлар	твърд – 0 прекъсваем - 8,2	твърд - 45,12 прекъсваем – 8,2
Македония ГИС Жидилово	-	твърд - 2,58 прекъсваем – 0,6
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман, + ГИС Лозенец (вкл. от ITB или от свързване с Набуко)	твърд – 1 прекъсваем – 8	твърд – 5 прекъсваем – 4
Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***		
Гърция IP Кула/Сидирокастро	до 10,27	-
Румъния ГИС Негру вода 2,3	-	до 58,25

* Постоянен двупосочен капацитет, в изпълнение на Регламент (ЕО) 994/2010

** В зависимост от нагнетателно-добивната програма. Капацитетът на вход е при добивен период, а на изход при нагнетателен

*** До размера на физическия поток в основната посока

**** Посочените твърди капацитети се отнасят за всеки изход поотделно. В зависимост от развитието на новите инфраструктури за пренос и съхранение, сумата от твърдите капацитети на всички изходи на НГПМ не може да надвишава 20 млн.куб.м./ден.

Посочените в таблици 1.1-1.3 капацитети за новите междусистемни връзки (ITB, IGB, IBS и IBR), както и свързаността на мрежите с "Южен поток" и "Набуко" са по проектна информация към м. май 2013 г. и подлежат на промяна.

Възможно е трансформирането на твърд капацитет в прекъсваем и обратно на прекъсваем капацитет в твърд, на отделните входни или изходни точки, в зависимост от реализацията на междусистемната свързаност и договорените дългосрочни услуги за твърд капацитет.

2. СЦЕНАРИИ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕ НА КАПАЦИТЕТИТЕ НА ВХОДНИТЕ И ИЗХОДНИТЕ ТОЧКИ ОТ/ КЪМ ГАЗОПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ НА "БУЛГАРТРАНСГАЗ" ЕАД

В настоящия План са разработени два примерни базови сценария за използване на мрежите на "Булгартрансгаз" ЕАД - оптимистичен и песимистичен.

Следва да се има предвид, че влияние върху използваемостта на мрежите оказват много фактори, в т.ч. конкуренцията на няколко международни проекта за доставката на газ от страните от Каспийския регион до Европа и реализацията на един или друг от тях, цените на природния газ на различните входни и изходни точки от/ към газопреносните мрежи и нивата на търсене на газ в страната и региона.

В таблица 2.1 са показани примерни сценарии за използване на капацитетите на газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД след 2014 г.:

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Песимистичен сценарий, млрд.м ³ /г		Оптимистичен сценарий, млрд.м ³ /г	
	Входни	Изходни	Входни	Изходни
Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа				
Румъния IP Негру вода 1	2,5		2,6	
НГПМ – изходен капацитет зона България		3		3,4
Интерконектор България-Румъния	0,4	0,2	0,5	0,3
Интерконектор Гърция-България	0,2	-	0,25	-
Интерконектор Турция-България	0,7	1,5	0,6	1,8
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ)	2,0	1,7	2,2	1,45
ГИС Провадия	0,2	-	0,3	-
ГИС Дерманци 2	0,4	-	0,5	-
Подземно газово хранилище Чирен	0,4	0,4	0,6	0,6
Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос				
Румъния IP Негру вода 2,3	16,8		17,55	
ГМТП – изходен капацитет зона България		0,06		0,08
Гърция - IP Кула/Сидирокастро		2,9		3
Турция - IP Малкочлар		13,39		13,47
Македония - IP Жидилово		0,15		0,25
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ)	1,7	2,0	1,45	2,2

В таблица 2.2 са показани сценариите за използване на капацитетите на входните и изходните точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД след 2017 г.

Таблица 2.2. – сценарий за използване на капацитетите след 2017 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Песимистичен сценарий, млрд.м ³ /г		Оптимистичен сценарий, млрд.м ³ /г	
	Входни	Изходни	Входни	Изходни
Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа				
Румъния IP Негру вода 1	1	0,5	0,8	0,6
НГПМ – изходен капацитет зона	-	3,8	-	4,2

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Песимистичен сценарий, млрд.м ³ /г		Оптимистичен сценарий, млрд.м ³ /г	
	Входни	Изходни	Входни	Изходни
България				
Интерконектор България-Румъния	0,5	0,7	0,6	0,6
Интерконектор Гърция-България	0,7	-	0,8	-
Интерконектор България- Сърбия	0,4	1,5	0,6	2
Интерконектор Турция-България или Набуко	2	0,5	2,2	0,6
Южен поток	1,4	-	1,5	-
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ или от Набуко)	1,5	1,4	1	0,7
ГИС Провадия	0,15	-	0,2	-
ГИС Дерманци 2	0,7	-	1	-
Подземно газово хранилище Чирен	0,65	0,6	0,7	0,7
Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос				
Румъния IP Негру вода 2,3	-	1	-	1,2
ГМТП – изходен капацитет зона България	-	0,08	-	0,1
Южен поток	19	-	19,75	-
Гърция - IP Кула/Сидирокастро	0,6	3,2	0,7	3,4
Турция - IP Малкочлар	-	14,7	-	15
Македония - IP Жидилово	-	0,52	-	0,45
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ или от Набуко)	1,4	1,5	0,7	1

В таблица 2.3 са показани сценариите за използване на капацитетите на входните и изходните точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД към 2022 г.

Таблица 2.3. – сценарий за използване на капацитетите към 2022 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Песимистичен сценарий, млрд.м ³ /г		Оптимистичен сценарий, млрд.м ³ /г	
	Входни	Изходни	Входни	Изходни
Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа				
Румъния IP Негру вода 1	0,6	0,5	0,5	0,7
НГПМ – изходен капацитет зона България	-	3,9	-	4,4
Интерконектор България-Румъния	0,5	0,7	0,8	1

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Песимистичен сценарий, млрд.м ³ /г		Оптимистичен сценарий, млрд.м ³ /г	
	Входни	Изходни	Входни	Изходни
Интерконектор Гърция-България	1	-	1,3	-
Интерконектор България- Сърбия	0,5	1,8	0,6	2
Интерконектор Турция-България или Набуко	2,5	0,6	2,7	0,7
Южен поток	1,6	-	1,6	-
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ или от Набуко)	0,9	1,2	0,3	0,3
ГИС Провадия	0,1	-	0,3	-
ГИС Дерманци 2	1	-	1	-
Подземно газово хранилище Чирен	0,7	0,7	0,8	0,8
Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос				
Румъния ГИС Негру вода 2,3		1,5		1,7
ГМТП – изходен капацитет зона България		0,1		0,15
Южен поток	20,1		21	
Гърция - IP Кула/Сидирокастро	0,7	3,6	0,8	3,7
Турция - IP Малкочлар)	-	15,2	-	15,4
Македония - IP Жидилово		0,7		0,85
ГИС Ихтиман Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ или от Набуко)	1,2	0,9	0,3	0,3

В горепосочените сценарии за ползване на капацитета са включени прогнози за използване (резервиране) на твърд, прекъсваем и прекъсвам капацитет на търговска база.

Данните в таблици 2.1-2.3 показват, че дори при песимистичен вариант капацитетите на газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД се очаква да бъдат използвани оптимално, с коефициент на използване в края на периода 2013-2022 г. **от над 95%**.

ИЗВОДИ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Осигуряването и поддържането на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура е гаранция за сигурно и качествено изпълнение на услугите по преноса и съхранението на природен газ в страната. В тази връзка, „Булгартрансгаз“ ЕАД има конкретни инвестиционни намерения за модернизация, рехабилитация и повишаване на ефективността и надеждността на съществуващата инфраструктура, обвързани с развитието на газовите проекти в региона. В периода 2013 - 2022 г. е обоснована необходимостта и се предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния. През България се планира да преминават и газопроводите на проектите „Набуко“ и „Южен поток“ – два от стратегическите трансгранични проекти за ЕС, които ще се свържат със съществуващата газопреосна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Тези проекти ще гарантират доставките на природен газ за страната и за региона, като създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за доставки на допълнителни количества природен газ за и през България. В пряка връзка с посочените намерения за развитие на газовата мрежа в региона са и планове за разширение на съществуващото газохранилище „Чирен“, както и модернизацията и рехабилитацията на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Реализирането на всички тези проекти е взаимно обвързано, като цели да допринесе за ефективността и развитието на единната общеевропейска газова мрежа.

В контекста на Плана, следва да се подчертае, че процесите по развитие на газопреосните мрежи и присъединяването на нови потребители или мрежи на други оператори към същите, са обект на непрекъснат мониторинг, анализ, планиране и контрол от страна на независимият преносен оператор.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда да насочи инвестиционната си активност и в развитието на газопреосната мрежа за страната и изграждане на нови отклонения, чрез което ще създаде условия за ускоряване на газификацията в страната със съответните ползи за населението – икономически, социални, екологични и др. В този смисъл, с изпълнение на предвидените в плана инвестиции, освен всички други положителни ефекти ще бъде постигнато и по-добро качество на живот, в съзвучие с Енергийната стратегия на Република България до 2020 г., приета от Министерския съвет с Решение № 133 от 09 март 2011 г.

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, което на корпоративно ниво ще затвърди успешния бизнес модел на развитието на компанията, а в национален мащаб ще осигури по-достъпен, сигурен и надежден енергиен източник за обществото и индустрията.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

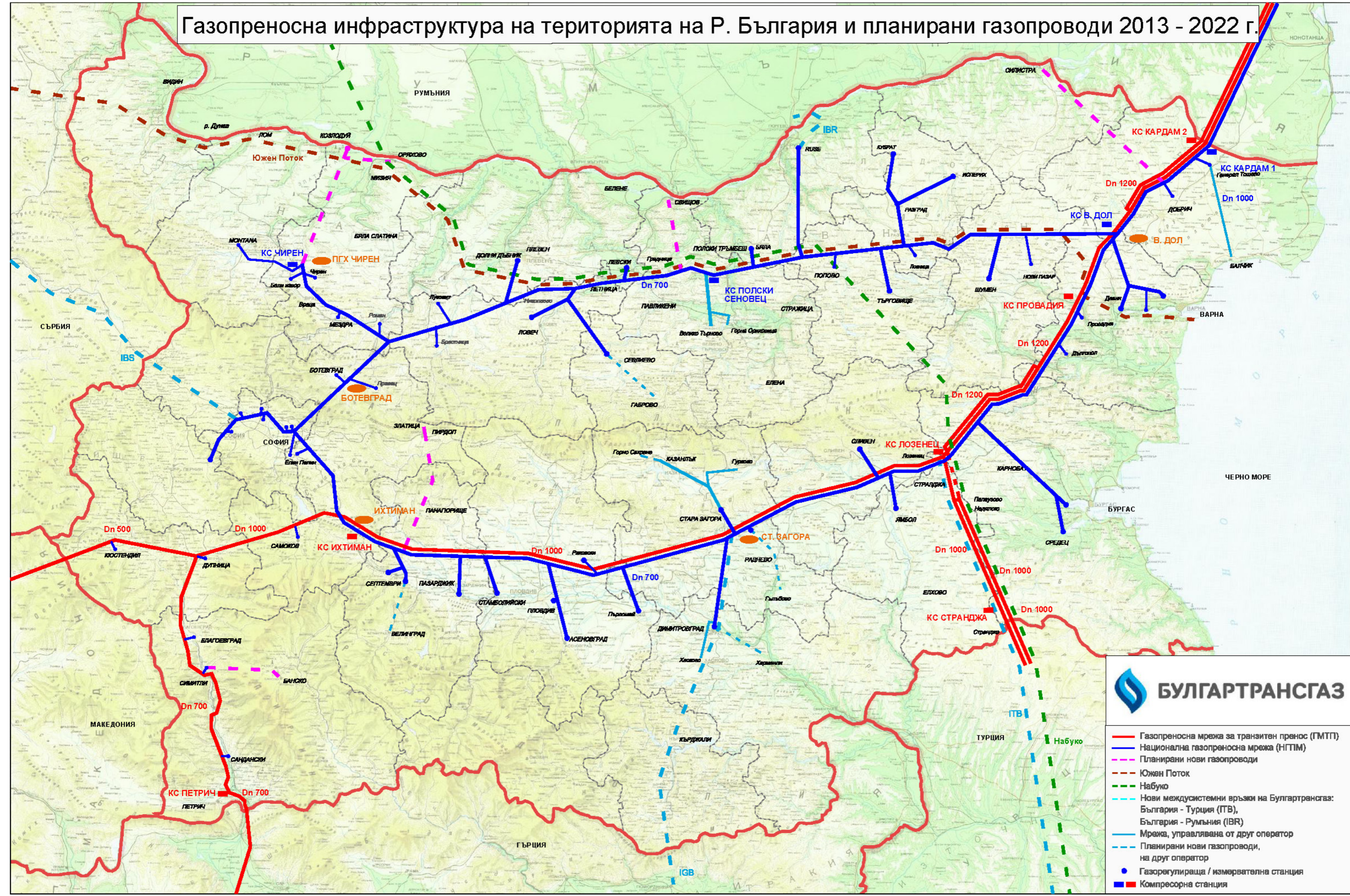
Ключови проекти за нови газопроводи на територията на страната и свързването им със съществуващата газопреносна мрежа

№	Проект	Окончателно инвестиционно решение (FID)	Срок за приключване	Изпълнител	Очаквана стойност на инвестицията на "Булгартрансгаз" ЕАД	Финансиране	Дължина	Изменение на капацитета/тип	Бележки
1	Междусистемна връзка България - Румъния (IBR)	да	2013	"Булгартрансгаз" ЕАД и Трансгаз С.А.	~ 13 млн. € (23,8млн. € -стойност на целия проект)	€4,3 млн Европейската енергийна програма за възстановяване (EPRP) /~ € 8,5 млн. собствено	~ 25км, ~ 15 км български участък ~ 2,5км подводен преход	0,5-1,5 млрд.м ³ /г постоянен двупосочен (входящ-изходящ)	В процес на изграждане.
2	Междусистемна връзка Турция - България (ITB)	не	2014	предстои да бъде взето решение	~ 100 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	~ 75км български участък ~ 130 км турски участък	3-5 млрд.м ³ /г постоянен двупосочен (входящ-изходящ)	В етап на прединвестиционни проучвания с цел определяне на последващата реализация.
4	Междусистемна връзка Гърция-България (IGB)	не	2015	„Ай Си Джи Би“ АД	~ 5млн. € (210 млн. € *)	ЕЕPR и собствени средства на "Булгартрансгаз" ЕАД за свързването със съществуващата мрежа.	182 км, ~ 151 км български участък	3 млрд.м ³ /г - I етап 5 млрд.м ³ /г - II етап входящ (реверсивен при кризисни ситуации)	Основната инфраструктура се реализира от „Ай Си Джи Би“ АД. Проектът ще бъде свързан с газопреносна мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД в района на Стара Загора.
3	Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)	не	2015	Министерство на икономиката, енергетиката и туризма	~ 4 млн. € (48 млн. € *)	ОП "Конкурентоспособност" и собствени средства на "Булгартрансгаз" ЕАД за свързването със съществуващата мрежа.	~ 150 км, ~ 55 км български участък	1,8 - 3,1 млрд.м ³ /г изходящ (реверсивен при кризисни ситуации и спиране на основния поток)	Реализира се от МИЕТ, бенефициент на ОП Конкурентоспособност. Проектът ще бъде свързан с газопреносна мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД.
5	Набуко (свързване с газопреносната система)	не	2018	„Набуко Газ Пайплайн България“ ЕООД	~ 5 млн. €	собствено	-	до 2 млрд.м ³ /г входящ	Основната инфраструктура в Р. България се реализира от „Набуко Газ Пайплайн България“ ЕООД. Свързването с мрежата на "Булгартрансгаз" ЕАД ще бъде при входна точка в района на КС „Лозенец“.
6	Южен поток (свързване с газопреносната система)	да	2015	„Южен Поток България“ АД	~ 10 млн. €	собствено	-	над 20 млрд.м ³ /г входящ	Основната инфраструктура в Р. България се реализира от „Южен Поток България“ АД. Свързването с газопреносната мрежата на "Булгартрансгаз" ЕАД ще бъде при входна точка в района на КС „Провадия“.

Забележка:

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

Газопреносна инфраструктура на територията на Р. България и планирани газопроводи 2013 - 2022 г.



- Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГТТ)
- Национална газопреносна мрежа (НПТМ)
- Планирани нови газопроводи
- - - Южен Поток
- - - Набуко
- - - Нови междусистемни връзки на Булгартрансгаз:
България - Турция (ITB),
България - Румъния (IBR)
- Мрежа, управлявана от друг оператор
- - - Планирани нови газопроводи,
на друг оператор
- Газорегулираща / измервателна станция
- Компресорна станция

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

1. Национален статистически институт – данни за БВП
2. Национален енергиен баланс на Република България за периода 2001-2011 г.
3. Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., от месец юни 2011 г.
4. Прогноза за потреблението на газ в страната на Обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД
5. Публикувана информация на интернет страницата на Обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД
6. Доклад Bulgaria: Options to Improve Security of Gas Supply, изготвен от World Bank, Economic Consulting Associates Ltd (ECA), Infraproject Consult Ltd