



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

МИНИСТЕРСТВО НА ЕНЕРГЕТИКАТА

НАЦИОНАЛНА ОЦЕНКА НА РИСКА ЗА СИГУРНОСТТА НА ДОСТАВКИТЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ-АКТУАЛИЗИРАНА

СОФИЯ 2020 Г.

Обща информация

Националната оценка на риска за сигурността на доставките на природен газ в Република България (НОР) е изготвена на основание изискванията на чл. 7 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010 (Регламента). Оценката обхваща всички рискови фактори, като природни бедствия, технологични, търговски, социални, политически и други, които биха могли да доведат до възникване на транснационален риск за сигурността на доставките на газ в страната и за рисковите групи, в които участва България, а именно от изток – „Украйна“ и „Транс Балкан“ и от югоизток – „Южен газов коридор“.

Министърът на енергетиката е националният компетентен орган по въпросите за сигурността на доставките на природен газ по смисъла на Регламента. НОР е съобразена с допусканията и резултатите на общата оценка на риска, извършена на равнище рискови групи „Украйна“ и „Транс Балкан“ и отчита всички национални и транснационални обстоятелства, като размер на пазара, конфигурация на мрежата, действителни потоци газ, включително изходящите потоци от страната, възможността за физически газови потоци в двете посоки и други имащи отношение към сигурността на доставките.

Оценката на риска се основава на проведена в рамките на ЕС симулация от Европейската мрежа на операторите на преносни системи (ЕМОПС) за газ на сценариите за прекъсване на доставките на газ и инфраструктурата. Сценариите и методологията за симулацията се определят от ЕМОПС за газ в сътрудничество с Координационната група по природния газ (КГПГ), създадена в съответствие с изискванията на чл. 4 от Регламента. Симулацията на сценариите за прекъсване на доставките на газ и инфраструктурата се

повтаря на всеки четири години. Целта на НОР е да очертае основните рискове пред сигурността на доставките и очакваните от тях отрицателни последици, които да станат база за подготовката на Превантивен план за действие на България, в който се определят мерките, необходими за отстраняване или намаляване на рисковете, установени в общите и националната оценки на риска и План за действие при извънредни ситуации, съдържащ мерките, които трябва да бъдат предприети за отстраняване или смекчаване на въздействието при внезапно прекъсване на доставките на газ.

1. Описание на системата

1.1 Кратко консолидирано описание на регионалната газова система за всяка рискова група, в която България участва.

Съгласно приложение I от Регламента, Република България участва в три рискови групи, свързани с доставките на газ от изток – „Украйна“ и „Транс Балкан“ и от югоизток – „Южен газов коридор“.

Регионалната газова система в Югоизточна Европа се състои от газопреносните системи на страните включени в източните рискови групи „Украйна“ и „Транс Балкан“. Национални енергийни пазари на тези групи в повечето случаи са зависими от страната на добив - Русия. Прекъсването на доставките на газ от Русия може да засегне всички държави членки в двете групи, като сериозно може да навреди на икономиката на страните от източните групи и да засегне най-уязвимите групи клиенти в тях.

1.1.1 Рискова група „Украйна“ включва: България, Чехия, Германия, Гърция, Хърватия, Италия, Люксембург, Унгария, Австрия, Полша, Румъния, Словения и Словакия.



а) Описание на функционирането на газовата система в рисковите групи, основни потоци (влизане/излизане/транзит през страните), капацитет на входно/изходните точки на инфраструктурата в посока към и от региона на рисковата група и за всяка държава членка, включително равнището на използване, съоръженията за втечен природен газ (ВПГ), (максимален дневен капацитет, процент на използване и режим на достъп) и т.н.;

Съгласно чл. 3, т. 2 от Регламента, компетентните органи на държавите членки, включени в състава на рискова група „Украйна“ са:

Държави членки	Компетентен орган
Австрия	Федерално министерство на устойчивостта и туризма
България	Министерство на енергетиката
Хърватия	Министерство на околната среда и енергетиката
Чехия	Министерство на индустрията и търговията
Германия	Федерална мрежова агенция
Гърция	Енергиен регулаторен орган
Унгария	Унгарски регулаторен орган за енергетика и публични услуги
Италия	Министерство на икономическото развитие
Люксембург	Министерство на икономиката
Полша	Министерство на енергетиката
Румъния	ПП на Румъния в Брюксел, Министерство на енергетиката
Словения	Агенция по енергетика
Словакия	Министерство на икономиката

Австрия

Австрийската газопреносна система е с дължина 1 690 км. Тя има шест трансгранични междусистемни връзки, две с Германия (Oberkappel и Überacker / Burghausen), една със Словакия (Baumgarten), една с Унгария (Mosonmagyaróvár), една със Словения (Murfeld / Ceršak) и една с Италия (Arnoldstein / Tarvisio). Най-важната входна точка по отношение на капацитета е Baumgarten (217,42 GSm³ на ден), захранван с руски газ (около 80% от вноса). През последната година вътрешното производство е намаляло с около 1 GSm³ годишно. Съхранението на газ има общ капацитет (работен обем газ) от 8,529 GSm³. Капацитетът на складовите съоръжения, директно свързани с газопреносната система на АТ, е 5,744 GSm³. Годишното крайно потребление на газ в Австрия за 2015 г. е 5,293 GSm³, основно свързано с производствения сектор (3,046 GSm³).

Хърватия

Хърватската газопреносна мрежа има обща дължина от 2 694 км. Преносната мрежа за природен газ има трансгранични връзки със Словения (Rogatec) и Унгария (Dravaszerdahely), които се използват за внос на газ. Също така има 7 входни пункта и едно свързване с подземното хранилище Okoli.

Газовите находища на Рапон са свързани, чрез тръбопроводи към преносната мрежа и към подземното газово хранилище на площадката Okoli. Инфраструктурата за съхранение на природен газ е на площадка Okoli (553 MSm³) и е част от подземната газова станция.

Хърватия ще построи LNG терминал на остров Krk, с капацитет за съхранение до 265 000 м³ LNG, номинален капацитет на регазификация от 8 млрд. м³ газ годишно. През 2016 г. потреблението на природен газ възлиза на 106 MSm³.

Чехия

Чешката газопреносна система е с обща дължина 2 637 км. Освен това има още 1181 км национални газопроводи за пренос. Има шест трансгранични междусистемни връзки, три с Германия (Hora Svaté Kateřiny, Brandov, Waidhaus), една с Полша (Cieszyn), една със Словакия (Lanžhot) и един входящ пункт от Германия (Olbernhau). Системата за съхранение се състои от осем обекта (Tvrdonice, Dolní Dunajovice, Štramberk, Lobodice, Třanovice, Háje, Uhřice, Dambořice) с общ обем 3,177 Mm³. През 2017 г. потреблението на природен газ е 8,527 Mm³.

Германия

Немската преносна мрежа е с дължина около 38 000 км и е разделена на две зони, едната снабдена с L-Gas, а другата с H-Gas. Системата H-Gas е свързана с Дания (1 междусистемна връзка), с газови полета от Норвегия и Северно море (2 междусистемни връзки), с Нидерландия (2 междусистемни връзки), с Белгия (1 междусистемна връзка), с Люксембург (1 междусистемна връзка), с Франция (1 междусистемна връзка), с Швейцария (1 междусистемна връзка), с Австрия (4 междусистемни връзки: Überacker / Burghausen, Kiefersfelden, Oberkappel и Lindau), с Чехия (5 връзки: Brandov / Stegal, Olbernhau / Hora Svaté Kateřiny, Hora Svaté Kateřiny / Deutschneudorf, Opal / Brandov и Waidhaus), с Полша (2 връзки: Mallnow и Lasów) и с Русия (1 връзка). L-Gas системата има 4 точки за свързване с Холандия. Системата за съхранение се състои от 37 обекта с общ обем 25,3 GSm³ (2,1 GSm³ само за L-Gas). Вътрешното производство през 2016 г. възлиза на повече от 6,5 GSm³ при вътрешно потребление от около 84 GSm³. В Германия няма терминал за регазификация на LNG.

Гърция

Гръцката газопреносна мрежа е с дължина 1 456 км. Мрежата има трансгранични точки за свързване с България (Кулата / Сидирокастро) и с Турция (Kipi). В Гърция се доставя втечен природен газ (Revythoussa), чрез един терминал оборудван с три оара за съхранение с общ капацитет 225 000 м³. В Гърция няма местно производство, нито подземни хранилища. Гръцката мрежа ще бъде укрепена чрез изграждането на TAP до 2020 г. и се очаква да бъде доразвита с други проекти за тръбопроводи и LNG През 2017 г. общото потребление на природен газ възлиза на 5 GSm³.

Унгария

Унгарската газопреносна мрежа има обща дължина от 5 928 км. Преносната мрежа за природен газ има трансгранични междусистемни връзки с Украйна (Beregdaroc), Словакия (Balassagyarmat), Австрия (Mosonmagyaróvár), Хърватия (Dravaszerdahely), Румъния (Csanadpalota) и изход само към Сърбия (Kiskundorozsma). Системата за съхранение се състои от пет полета с общ работен обем от 6 330 GSm³. Средното общо потребление е между 9 - 10 GSm³ годишно. Местното производство може да достигне до 20% от годишното потребление, но средно е 1,61 GSm³ / за (2014-2016 г.).

Италия

Италианската газопреносна мрежа се простира на повече от 32 000 км. Националната мрежа има трансгранични точки за свързване с Австрия (Tarvisio / Arnoldstein), Словения

(Gorizia/Sempeter) и Швейцария (Griess Pass). Италия се снабдява, чрез два морски междусистемни газопроводи: Transmed (с Тунис и Алжир) и Greenstream (Либия). В процес на изграждане е ново съоръжение за свързване (TAP), което ще започне да функционира през 2020 г. Има три входни точки от терминали за втечен природен газ (Panigaglia, Livorno и Cavarzere) и дванадесет входни - изходни точки от съоръжения за съхранение с общ обем от около 17 GSm³. Местното производство (5,6 GSm³ / през 2016 г.) показва тенденция на спад поради спад на вътрешните източници, които не се компенсират в достатъчна степен от новите тенденции в производството. През 2017 г. общото потребление на природен газ възлиза на 75,1 GSm³.

Люксембург

Газопреносната система на Люксембург се състои от 281,8 km тръбопровод за високо налягане. Газовата инфраструктура за пренос е собственост и се управлява от Creos Luxembourg. Газоснабдяването на Люксембург се осигурява главно от 3 физически входни точки, две от Белгия и една от Германия. Двете входни точки с Белгия осигуряват общ капацитет от 180 000 Nm³ / h. Капацитетът на немския ПР е ограничен до 150 000 Nm³ / h, а за изпълнение на задължението N-1 е необходим минимум от 90 000 Nm³ / h. Общият капацитет на преносната система възлиза на 330 000 Nm³ / h. Преносната система транспортира природен газ до 59 подстанции за намаляване на налягането (разпределителна система и клиенти). През 2016 г. 70,7% от потоците природен газ са доставени от входните пунктове на Белгия.

Полша

Полша има газопреносната система, която се състои от газопроводи с високо налягане с обща дължина 10 989 km. Преносната мрежа се състои от две взаимодействащи системи, обхващащи високо и нискокалоричен газ. Полската газопреносна система има шест основни физически входни точки, които се намират в Drozdowicze (IP с Украйна), Wysokoje (Беларус), Lwówek и Włocławek (по тръбопровода Yamal-Europe), Lasów (Германия), Cieszyn (Чехия). От юни 2016 г. преносната система в Полша може да бъде снабдявана и чрез терминала за втечен природен газ в Świnoujście (5 милиарда кубически метра годишно). Понастоящем Полша развива инвестиционни проекти по оста Север-Юг с цел подобряване на енергийната сигурност и конкурентоспособността на Полша и други страни от Централна и Източна Европа и региона на Балтийско море. Основните приоритети на Полша са разширяването на терминала за втечен природен газ и проекта Baltic Pipe, който ще осигурява пряк достъп до норвежките доставки. Тези две инвестиции, заедно с разширяването на вътрешната преносна инфраструктура и изграждането на трансгранични междусистемни връзки със съседните системи, ще осигурят база за сигурен и конкурентен пазар на газ в регионите на централна и източна Европа и Балтийско море. Полската газова система има 7 подземни хранилища на газ с общ обем от 3,150 GSm³. През 2016 г. общото потребление на природен газ възлиза на 16,9 GSm³.

Румъния

Румънската газопреносна мрежа се простира на повече от 13 350 km. Националната мрежа има трансгранични точки за свързване с Молдова (Ungheni), Украйна (Orlovka / Isacsea и Medisul Aurit / Tekovo), България (Negru Voda / Kardam и Giurgiu / Ruse) и Унгария (Csanapadlota / Nadlac). Румънската система за съхранение има общ работен капацитет за газ от 3,130 GSm³. През 2017 г. общото вътрешно производство е 10,7 GSm³. През 2017 г. общото потребление на природен газ възлиза на 70,9 GSm³.

Словакия

Словакия има газопреносна мрежа с обща дължина от 2 270 км. Общият пренос на природен газ за 2016 г. е 60,6 bcm. Част от преносната мрежа са четири компресорни станции - Veľké Karušany, Jablonov nad Turňou, Veľké Zlievce и Ivanka pri Nitre - които осигуряват налягането, необходимо за газовия поток с обща мощност от 600 MW. Общият преносен капацитет на мрежата е над 90 bcm годишно. В момента съществува взаимна връзка между Словакия и съседните страни на ниво преносни мрежи с Австрия (граничен пункт Baumgarten), Чешката република (граничен пункт Lanžhot), Унгария (граничен пункт Veľké Zlievce) и Украйна (граничен пункт Veľké Karušany и граничен пункт Budince). Междусистемното свързване с Чешката република през 2009 г. и с Австрия през 2010 г. е подготвено така, че в случай на кризисна ситуация (съответно аварийно ниво) да бъде осигурен физически обратен поток на газ за Словакия. На територията на Словакия има няколко геоложки образувания, които са подходящи за изграждане на подземни газохранилища. Понастоящем на пазара действат две компании - оператори на системи за съхранение - NAFTA a.s., Bratislava и POZAGAS a.s., Malacky. Общият складов капацитет в Словакия е 3,35 bcm, което представлява повече от 65% от общото потребление. Съоръженията са разположени в югозападната част на страната, близо до границата с Австрия и Чехия.

Словения

Словенската преносна мрежа има трансгранични междусистемни връзки с Австрия (точка на взаимно свързване на Murfeld / Ceršak), с Италия Gorizia/Šempeter) и изходна точка с Хърватия (Rogatec). Словенската газоснабдителна система няма подземни газови хранилища и местен добив на природен газ. Данните за потреблението на газ от 2014 г. до 2016 г. непрекъснато нарастват до 860 MSm³.

Забележка: Посочената информацията в точка 1.1.1 е взета от Регионалната оценка на риска за източна рискова група „Украйна“, която е изготвена през 2018 г.

1.1.2. Източна рискова група „Транс Балкан“ включва: България, Румъния и Гърция.

Описанието на газопреносните мрежи за Румъния и Гърция е посочено в рисковата група „Украйна“.

България

а) Описание и функциониране на газопреносната система

Газовата системата на България обхваща всички дейности по добив, пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ за осигуряване нуждите на клиентите. Тя се състои от обекти и съоръжения за извършване на дейностите добив, пренос, съхранение, разпределение на природен газ на територията на страната, които са свързани помежду си, функционират в единна газотранспортна система с общ режим на работа. Газовата система на България се състои от газопреносна мрежа с обща дължина 2 799 км, и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“). Газопреносната система в България има трансгранични връзки с Румъния (Негру Вода/Кардам и Русе/Гюргево), Гърция (Кулата/Сидирокастро), Република Северна Македония (Кюстендил/Жидилово) и Турция (Странджа/Малкочлар). До 2019 г. около 97% от търсенето на природен газ е осигурено от входна точка Негру Вода (руски газ). В Република България съществува и местен добив с входни пунктове от местно производство на сушата (GMS Долни Дъбник) и офшорни (GMS Галата). От 01.01.2020 г. бе променен основния входен поток на природен газ за страната, който вече е от Република Турция, чрез нова входна точка на българо-турската граница IP „Странджа-2/Малкочлар“ Тя е с капацитет в размер на 15.7 bcm предлаган на Регионалната платформа за резервиране на капацитет (RBP). Местният добив

на природен газ покрива 2-3% от годишното потребление в страната. ПГХ „Чирен“ има технически обем в размер на 550 тсг (1300 тсг общи обем и 750 тсг буферен газ). В последните години потреблението на природен газ в България възлиза на около 3 тсг годишно.



б) Капацитет на точките за междусистемно свързване

- До 31.12.2019 г. (преди влизане в работа на новата входна точка Странджа 2/Малкочлар)

Интерконекторна точка	Капацитет, MWh/d (MSm ³ /d)		
	Вход	Изход	Газова година
	Твърд	Твърд	
Негру Вода1 / Кардам	214290, (20.273)	0, (0)	2018-2019
Негру Вода2,3 / Кардам	624173, (59.05)	0, (0)	2018-2019
Кулата / Сидирокастро*	10570, (1.0)	117054, (11.074)	2018-2019
Странджа / Малкочлар	0, (0)	498110, (47,125)	2018-2019
Кюстендил / Жидилово	0, (0)	27255, (2.579)	2018-2019
Русе / Гюргево	1611, (0.152)	7868, (0.744)	2018-2019

* Считано от 01.04.2019 г. капацитетът на Кулата/Сидирокастро е изходен твърд капацитет 11,074 MSm³/d, входен твърд капацитет 4.4 MSm³/d

- От 01.01.2020 г. - след влизане в работа на новата входна точка Странджа2/Малкочлар:

Интерконекторна точка	Капацитет, MWh/d (MSm ³ /d)		
	Вход	Изход	Газова година **
	Твърд	Твърд	
Негру Вода1 / Кардам	214050, (20.25)	121558, (11.5)	2019-2020
Негру Вода2,3 / Кардам	624173, (59.05)	0, (0)	2019-2020
Кулата / Сидирокастро	64695, (6.12)	117568, (11.074)	2019-2020
Странджа / Малкочклар	0, (0)	498110, (47.125)	2019-2020
Кюстендил / Жидилово	0, (0)	27255, (2.579)	2019-2019
Русе / Гюргево	26822, (2.54)	26373, (2.5)	2019-2020
Странджа 2 / Малкочклар	577122, (54.6)	0, (0)	2019-2020

** данните са актуални към месец януари 2020 г.

Превръщането е при използвана горна калоричност за 1m³=10,57 kWh (референтни условия 25°C/20°C).

в) Описание на ролята на съоръженията за съхранение на природен газ в България, които са от значение за рисковата група

Към настоящият момент, ПГХ „Чирен“ се разглежда предимно, като газово хранилище с местно значение - основен инструмент за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и доставката на природен газ в страната. В тази връзка предприятията за природен газ, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно сезонно потребление (в това число топлофикационни дружества и крайни снабдители) са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти в рамките на 10% - 20% от годишните им заявки. „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството си на оператор на ПГХ „Чирен“ е длъжен да осигури капацитет за нагнетяване и да съхранява тези количества природен газ, които са с индикативен обем около 290 тмст. В по-дългосрочен времеви хоризонт, перспективите са неговото превръщане в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване на ползите за потребителите на природен газ в условията на един интегриран и взаимосвързан регионален газов пазар.

За периода 2019 – 2020 година (зимен цикъл), основните характеристики на ПГХ „Чирен“, в т.ч. трансграничен достъп, са представени таблично по-долу.

Трансграничен достъп	Обем (MSm ³)		Капацитет за добив (MSm ³ /d)			
	Резерв *	Наличен твърд търговски капацитет	Първоначален	В края на януари или 50%	В края на февруари или 20%	В края на март
Разрешен и използван	450	110	1,1**	3,6	2,8	1,3

* Капацитет за гарантиране на сигурността на доставките за потребителите и поддържане на баланса.

** Капацитет за добив (MSm³/d) през ноември (2019 г.)

MSm³/d – милиона стандартни кубически метра (условия - T=20°C и P=1,01325 bar(a)) газ за един ден (24 часа).

Развитието на междусистемните връзки със съседните страни, съвместно с някои други приоритетни проекти, ще повиши пазарната интеграция в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен“ да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонната оптимизация на използване на газопреносните системи.

Капацитет за съхранение (общ и полезен /активен газ/)

Общ обем газ в ПГХ Чирен“, в т.ч.:	1300 mcm
Буферен газ	750 mcm
Активен газ	550 mcm

Настоящият капацитет на хранилището (обема на активния газ в енергийни единици) е 5 813 500 MWh, определен при горна калоричност на природния газ в размер на 10.57 MWh/1000m³.

Максимален дневен капацитет на добив при различни нива на запълване

Дневният капацитет на добив от газохранилището, зависи пряко от текущото пластово налягане в подземния газов резервоар и степента на запълване. При необходимост може да се осъществи т.н. форсиран (авариен) добив, като капацитета на добив може да достигне до 4,7 mcm/day. Този авариен режим обаче може да се осъществи единствено при пълно газово хранилище и период от време не по-голямо от 30 дни.

Капацитети на добив и нагнетяване в ПГХ „Чирен“

Капацитет	Нагнетяване	Нагнетяване	Добив	Добив
дневен	mcm/day	MWh/day	mcm/day	MWh/day
Максимален	3.2	33 824	3.82 /4,7*	40 377 / 49 679*
Минимален	0.5	5 285	0.5	5 285

Обемът на газа в енергийни единици е определен при горна калоричност на природния газ в размер на 10.57 MWh/1000m³.

* Максимален капацитет при форсиран режим на добив (авариен режим).

Капацитетът на добив и нагнетяване зависи пряко от пластовото налягане и степента на запълване на хранилището.

1.2. Описание на газовата система на България

Газовата системата на България обхваща всички дейности по добив, пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ за осигуряване нуждите на клиентите. Тя се състои от обекти и съоръжения за извършване на дейностите добив, пренос, съхранение, разпределение на природен газ на територията на страната, които са свързани помежду си, функционират в единна газотранспортна система с общ режим на работа. Газовата система на България се състои от газопреносна мрежа с обща дължина 2799 км, и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“). Газопреносната система в България има трансгранични връзки с Румъния (Негру Вода/Кардам и Русе/Гюргево), Гърция (Кулата/Сидирокастро), Република Северна Македония (Кюстендил/Жидилово) и

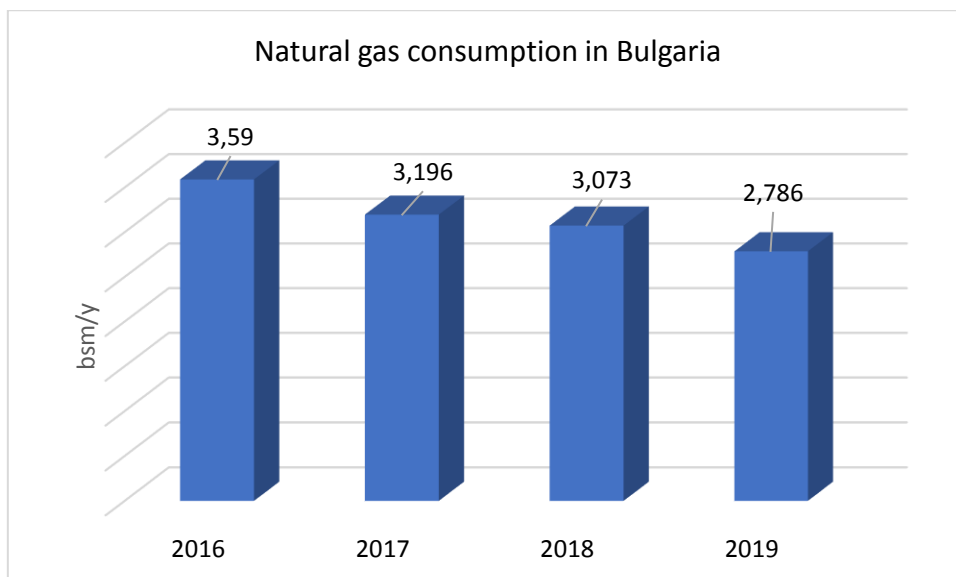
Турция (Странджа/Малкочлар). До 2019 г. около 97% от търсенето на природен газ е осигурено от входна точка Негру Вода (руски газ). В Република България съществува и местен добив с входни пунктове от местно производство на сушата (GMS Долни Дъбник) и офшорни (GMS Галата). От 01.01.2020 г. бе променен основния входен поток на природен газ за страната, който вече е от Република Турция, чрез нова входна точка на българо-турската граница IP „Странджа-2/Малкочлар, открита в края на 2019 г. Тя е с капацитет в размер на 15,7 bcm предлаган на Регионалната платформа за резервиране на капацитет (RBP). Газопреносната мрежа на Република България е разделена условно на две: национална газопреносна мрежа (НГПМ), осигуряваща пренос на природен газ за основната част от потребителите в България и газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП), осъществяваща предимно пренос на природен газ за Гърция и Република Северна Македония. Националната газопреносна мрежа е изградена от 1 835 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане (54 bar), три компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ (с обща инсталирана мощност в размер на 49 MW), газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. Газопреносната мрежа за транзитен пренос, с основно предназначение за пренос на природен газ до съседните страни, като се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България. Състои се от 964 км газопроводи за високо налягане (54 bar), шест компресорни станции – КС „Кардам-2“, КС „Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“ (с обща инсталирана мощност в размер на 270 MW), газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. Чрез трансферни точки между газопреносните мрежи операторът на газопреносната система може да пренася количества природен газ до отделните ползватели. Важен елемент на газовата системата на България е подземното хранилище за природен газ - ПГХ „Чирен“.

Подземното газохранилище „Чирен“ е изградено, в землището на с. Чирен, в Северозападна България, на база вече изчерпаното едноименно газово - кондензатно находище. Оборудвано е със специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на съхранението на природен газ. ПГХ „Чирен“ разполага с 24 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с обща инсталирана мощност в размер на 10 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 тcm природен газ.

а) Основни данни за потреблението на газ: годишно крайно потребление на газ, видове клиенти, върхово потребление;

Годишното потребление на природен газ в страната за периода от 2016 г. до 2019 г., по години, е както следва:

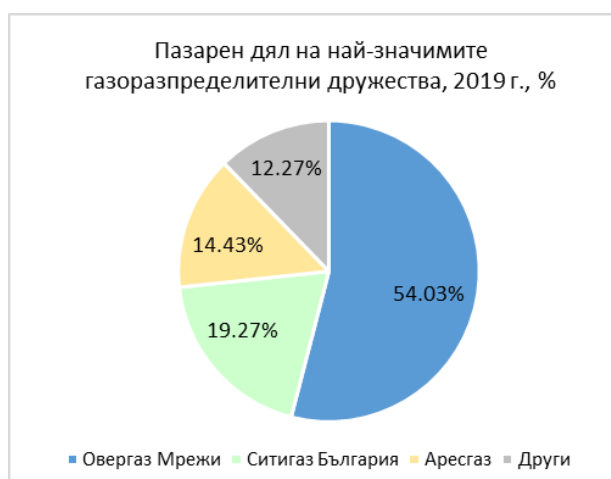
- 2016 г. - 3,59 bcm;
- 2017 г. - 3,196 bcm;
- 2018 г. - 3,073 bcm;
- 2019 г. – 2,786 bcm.



Основни потребители на природен газ в страната са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“ с дял над 60% /за 2019 г., той е 80%/. Тяхното потребление в периода от 2016 г. до 2019 г., по години, е както следва:

- 2016 г. - 2,024 bcm;
- 2017 г. - 2,097 bcm;
- 2018 г. - 1,962 bcm;
- 2019 г. - 1,883 bcm.

Газоразпределителните дружества в страната са с относителен дял на потребление около 15%, но през последните години е констатирано увеличение в продажбите на природен газ, поради разширение и газоразпределителната мрежа. През 2016 г. газоразпределителните дружества са разпределили 0,448 bcm природен газ до техни клиенти, през 2017 г. - 0,512 bcm, през 2018 г. - 0,519 bcm, а през 2019 г. - 0,505 bcm. Газоразпределителните дружествата с най-голям пазарен дял в страната са „Овергаз Мрежи“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и „Аресгаз“ АД, който е представен на графиките по-долу съответно за 2017 г. и 2018 г.



В структурно отношение, продажбите по видове потребители (клиенти) за 2018 г. и 2019 г., са представени в графичен и табличен вид по-долу.



Количествата и броят по видове потребители в периода 2016 г. – 2019 г.г., са както следва:

Потребители	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019
	всm	всm	всm	всm	брой	брой	брой	брой
Битови	0.074	0.091	0.099	0.101	71 692	80 784	91 784	101 050
Небитови	0.374	0.421	0.420	0.404	5 866	6 321	6 101	6 894

Независимо от ръста в потреблението на природен газ от битовите клиенти в страната, като цяло дела им е сравнително нисък. Битовите потребители консумират около 3% от общото количество природен газ в страната.

б) Описание на функционирането на газовата система на национално равнище, включително инфраструктурата

„Булгаргаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество от структурата на "Български енергиен холдинг" ЕАД, регистрирано в съответствие с Търговския закон. С Решение на ДКЕВР № Р-046 от 29.11.2006 г., на "Булгаргаз" ЕАД е издадена лицензия № Л-214-14/29.11.2006 г., за обществена доставка на природен газ за територията на Република България, за срок от 35 години. През периода на действие на лицензията, "Булгаргаз" ЕАД осъществява правата и изпълнява задълженията:

- да сключва сделки с добивни предприятия и търговци на природен газ за покупка на природен газ в количества, необходими да покрият потреблението на клиентите, пряко присъединени към газопреносната мрежа, и за количествата, договорени за извършване дейността на обществените снабдителни;

- да сключва сделки за продажба на природен газ с клиенти;

- да сключва сделки за съхранение на природен газ с операторите на газохранилища;

- да извършва други необходими дейности, свързани с обществената доставка на природен газ;

- да осигурява непрекъсната и качествена доставка на природен газ;

- да не отказва сключване на договор за продажба на природен газ на клиент, който е пряко присъединен към газопреносната мрежа или на обществен снабдител, съгласно действащото законодателство.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейностите по пренос и съхранение на природен газ. Дружеството следва политика на прозрачно и отговорно поведение и работи за гарантиране на условия на сигурност и устойчиво развитие на пазара на природен газ в страната и региона при спазване на принципите на равнопоставеност и прозрачност. Като част от общеевропейската газова мрежа, дружеството се ръководи от изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, европейското и българското законодателства. В качеството си на газопреносен оператор и оператор на газохранилище, осигурява развитието и надеждното функциониране на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на територията на Република България. „Булгартрансгаз“ ЕАД е оператор на единна газопреносната система на България, с която се осъществява пренос на природен газ до газоразпределителните мрежи и небитовите клиенти на природен газ в страната, пренос на газ до съседните държави Румъния, Гърция и Република Северна Македония, както и съхранение на природен газ, посредством подземно газохранилище ПГХ „Чирен“ за покриване на сезонната неравномерност в потреблението и гарантиране сигурността на доставките. Дружеството осъществява дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“ на базата издадени от Комисията за енергийно и водно регулиране лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос“ и лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение“. Дружеството развива мрежата в синхрон с регионалните и общеевропейските планове и приоритети, по начин, който да позволи свободно движение на природния газ през територията на страната и достъп до различни източници.

Дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ на клиенти, присъединени към разпределителните мрежи, се извършват от регионални и локални газоразпределителни дружества (компани), които са предимно частни, работещи в условията на лицензионен режим и ценова регулация. Към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени добивните предприятия и две основни групи присъединени клиенти – газоразпределителни дружества и битови клиенти.

Подземното газохранилище „Чирен“ е изградено, в землището на с. Чирен, в Северозападна България, на база изчерпано едноименно газово-кондензатно находище. Оборудвано е със специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. ПГХ „Чирен“ разполага с 24 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с обща инсталирана мощност в размер на 10 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 тсm природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване зависи пряко от пластовото налягане и степента на запълване на хранилището. Минималният капацитет на добив е в размер на 0,5 тсm/day, а максималния е 3,82 тсm/day. При необходимост може да се осъществи т.н. форсиран (авариен) добив, като капацитета на добив може да достигне до 4,7 тсm/day. Този авариен режим обаче може да се осъществи единствено при пълно газово хранилище и период от време не по-голямо от 30 дни.

в) Идентификация на инфраструктурата, която е от ключово значение за сигурността на доставките на газ

Инфраструктурата, която е от ключово значение за обезпечаване на висока сигурност на доставките на природен газ в България е както следва:

- газопреносната мрежа, като цяло – в това число всички магистрални газопроводи заедно с компресорните станции;

- подземното газохранилище „Чирен“ – заедно с всички специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания природен газ и компресорната станция с приблизителна обща инсталирана мощност в размер на 10 MW;

- входно - изходна точка ГИС „Чирен“ - връзка между газопреносната мрежа и ПГХ „Чирен“;

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

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

- входно - изходна точка на междусистемно свързване (IP) Русе/Гюргево – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), на българо-румънската граница в района на Русе/Гюргево заедно с реверсивната измервателна станция ГИС Русе;

- входна точка IP „Странджа-2/Малкочлар“, заедно с измервателна станция ГИС „Странджа“ - връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и тази на Република Турция.

- трансферна точка между НГПМ и ГМТП,– агрегирана връзка на газопреносните мрежи за трансфериране на газ до ползватели на двете мрежи.

г) Източници за внос на газ по държави на произход

През 2018 г. и 2019 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	2018 г.		2019 г.	
		Количество, GWh	Относителен дял	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос, в т.ч.	31 630	99,9%	30 390	99,8%
1.1	Руска федерация	31 613	99,8%	24 802	81,4%
1.2	Други източници	17	0,1%	5 588	18,4%
2	Местен добив	33	0,1%	75	0,2%
ОБЩО		31 663	100%	30 465	100%

На територията на страната се осъществява и собствен добив на природен газ, но количествата са много ограничени. Извършват се и проучвателни дейности в Черноморската икономическа зона с очаквания за разработване на новооткрити залежи от природен газ.

д) Описание на ролята на съхранението на природен газ

Въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г., издадена от ДКЕВР, „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, чрез собствено подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“, служещо за покриване на сезонната неравномерност в потреблението и гарантиране сигурност на доставките. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен“ е в състояние да покрива около 25-30% от дневните

нужди през студените зимни месеци. Нагнетените/добитите количества природен газ в/от газохранилището зависят от пазарните условия и оптималните технически възможности на ПГХ „Чирен“, при спазване на правилата за сигурна и безопасна експлоатация.

Предприятията за природен газ, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно сезонно потребление (в това число топлофикационни дружества и крайни снабдители) са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти в рамките на 10% - 20% от годишните заявки за доставка на техните потребители с неравномерно сезонно потребление, в т.ч топлофикационни дружества и крайни снабдители.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е длъжен да осигури капацитет за нагнетяване и да съхранява тези количества природен газ, които са с индикативен обем от общо 290 тсг.

Сезонната неравномерност на доставките се определя чрез коефициент на неравномерност (КН), както следва:

$$КН = Vл / Vз$$

Vл - сума на заявените количества за доставка за съответната година за месеците от април до септември;

Vз - сума на заявените количества за доставка за съответната година за месеците от януари до март и от октомври до декември;

Когато КН е по-малко от 0.6 доставката следва да се счита за неравномерна, а в останалите случаи за равномерна.

За проверка на информацията по сключените договори за доставка на газ с клиенти с неравномерно сезонно потребление – предприятията, доставящи природен газ на клиенти с неравномерно сезонно потребление, са длъжни да предоставят извадка от договорите си със заличена търговски чувствителната информация на „Булгартрансгаз“ ЕАД, който предоставя справка на компетентния орган за резервираните капацитети за съхранение и нагнетяване от предприятията, съгласно постъпилата информация.

Към настоящият момент, ПГХ „Чирен“ се разглежда предимно, като газово хранилище с местно значение - основен инструмент за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и доставката на природен газ в страната. В по-дългосрочен времеви хоризонт перспективите са неговото превръщане в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване на ползите за потребителите на природен газ в условията на един интегриран и взаимосвързан регионален газов пазар.

Развитието на междусистемните връзки със съседните страни, съвместно с някои други приоритетни проекти, ще повиши пазарната интеграция в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен“ да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонната оптимизация на използване на газопреносните системи.

ПГХ „Чирен“ с общ обем в размер на 1300 тсг, а капацитета на хранилището (активен газ) е в размер на 550 тсг. Останалият обем в размер на 750 тсг е буферен газ. Стойностите на добитите и нагнетени количества природен газ, както и тяхното изменение за 2016 г., 2017 г., 2018 г. и 2019 г. са представени в следващата таблица.

Природен газ ПГХ „Чирен“	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
	bcm	bcm	bcm	bcm
Нагнетено количество	0.320	0.325	0.319	0.410
Добито количество	0.342	0.325	0.324	0.358
Среднодневен добив за 1 месец	0.0022	0.0021	0.0022	0.0024

Минимален средnodневен добив за 1 месец	0.00072	0.00079	0.00064	0.00107
Максимален средnodневен добив за 1 месец	0.00299	0.00304	0.00315	0.00323

i) **Капацитета за съхранение (общ и полезен), сравнен с търсенето през отоплителния сезон**

Потребление на природен газ в България

Потребление в България през отоплителен сезон 2016 г.-2017 г.							
	Октомври 16	Ноември 16	Декември 16	Януари 17	Февруари 17	Март 17	Април 17
mcm	259.98	312.87	380.49	448.11	343.12	301.33	248.45
GWh	2747.6	3283.5	4002.5	4745.1	3663.4	3196.7	2643.9

Потребление в България през отоплителен сезон 2017 г.-2018 г.							
	Октомври 17	Ноември 17	Декември 17	Януари 18	Февруари 18	Март 18	Април 18
mcm	238.26	310.32	346.87	370.29	336.42	332.69	193.67
GWh	2521.5	3292.5	3664.7	3911.3	3554.3	3349.7	2040.9

Потребление в България през отоплителен сезон 2018 г.-2019 г.							
	Октомври 18	Ноември 18	Декември 18	Януари 19	Февруари 19	Март 19	Април 19
mcm	221.4	298.1	386.8	396.5	324.6	282.2	250.4
GWh	2334.0	3144.8	4088.9	4185.6	3421.4	2971.3	2640.8

Потребление в България през отоплителен сезон 2019 г.-2020 г.							
	Октомври 19	Ноември 19	Декември 19	Януари 20	Февруари 20	Март 20	Април 20
mcm	180.7	256.0	330.0	365.1	318.6	300.0	230.2
GWh	1918.8	2715.4	3494.8	3863.1	3358.4	3163.0	2425.0

Капацитет за съхранение (общ и полезен /активен газ/)

Общ обем газ в ПГХ Чирен, в т.ч.:	1300 млн.м ³
Буферен газ	750 млн.м ³
Активен газ	550 млн.м ³

Настоящият капацитет на хранилището (обема на активния газ в енергийни единици) е 5 813 500 MWh, определен при горна калоричност на природния газ в размер на 10.57 MWh/1000m³.

ii) **Максимален дневен капацитет на добив при различни нива на напълване**

Дневният капацитет на добив от газохранилището, зависи пряко от текущото пластово налягане в подземния газов резервоар и степента на запълване. При необходимост може да се осъществи т.н. форсиран (авариен) добив, като капацитета на добив може да достигне до 4,7 mcm/day. Този авариен режим обаче може да се осъществи единствено при пълно газово хранилище и период от време не по-голямо от 30 дни.

Капацитети на добив и нагнетяване в ПГХ „Чирен“

Капацитет	Нагнетяване	Нагнетяване	Добив	Добив
дневен	mcm/day	MWh/day	mcm/day	MWh/day
Максимален	3.2	33 824	3.82 /4,7*	40 377 / 49 679*
Минимален	0.5	5 285	0.5	5 285

Обемът на газа в енергийни единици е определен при горна калоричност на природния газ в размер на 10.57 MWh/1000m³.

* Максимален капацитет при форсиран режим на добив (авариен режим).

Капацитетът на добив и нагнетяване зависи пряко от пластовото налягане и степента на запълване на хранилището.

е) Описание на ролята на местния добив в България

Местният добив в страната се осъществява от Petroceltic и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. За периода 2016 – 2019 година дружествата са добили следните количества природен газ:

Година	2016	2017	2018	2019
	bcm	bcm	bcm	bcm
Местен добив - общо	0.072	0.056	0.012	0.017

Количествата природен газ от местен добив са незначителни и не могат да покрият потребностите в страната от природен газ, поради което основните количества за задоволяване на потребителите в страната са от външни за страната източници.

ж) Ролята на природния газ за производството на електроенергия, включително капацитета за производство на електроенергия от газ (общо в MW) и като процент от общата производствена мощност и комбинираното производство на енергия (общо в MW) и като процент от общата производствена мощност.

В Република България природният газ се използва за производство на електрическа енергия основно в централи за комбинирано производство – когенерации, като най-големите са:

- „Топлофикация София“ ЕАД – ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ – общо 239 MWe (3437,9 MWt);

- „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – общо 80 MWe (445 MWt);

- „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – общо 11,22 MWe (55,43 MWt);

- „Топлофикация Бургас“ ЕАД – общо 17,82 MWe (74,45 MWt);

- „Топлофикация Плевен“ ЕАД – общо 68 MWe (466 MWt);

- „Топлофикация Враца“ ЕАД – общо 8,24 MWe (72 MWt);

- „Топлофикация Разград“ ЕАД – 3,014 MWe (29 MWt);

- „Топлофикация Велико Търново“ АД – 2,81 MWe (173 MWt).

Производството на топлинна и електрическа енергия за посочените по-горе централи се осъществява, като се използва единствено природен газ.

- „Топлофикация Перник“ АД има два броя парогенератори, които използват основно гориво въглища и един брой парогенератор, който работи с природен газ. При работа с природен газ се достигат до 15 MWe;

- „Биовет“ АД Пещера - 18,5 MWe (99 MWt).

Производство на електрическа енергия от природен газ в България се осъществява и в ТЕЦ „Варна“ – кондензационна централа с обща инсталирана ел. мощност -630 MWe. До м. юни 2020г. тази централа осигурява само студен резерв.

Количеството природен газ за производство на електрическа и топлинна енергия в страната за периода 2016 г. - 2019 г., в bcm/y, е показано в следващата таблица:

Вид производство	2016	2017	2018	2019
	bcm/y	bcm/y	bcm/y	bcm/y
Природен газ за производство на електрическа енергия	0.345	0.331	0.345	0.362
Природен газ за производство на топлинна енергия	0.768	0.774	0.772	0.721
Общо:	1.113	1.105	1.117	1.083

Производствената мощност на инсталациите използващи природен газ за производството на електроенергия в България съпоставена с общата производствена мощност в електроенергийния сектор в страната е процентно малка, но е от съществено значение за осигуряване на енергийният баланс на страната. Вероятните последици от прекъсването на доставките на природен газ в електроенергийния сектор няма да се отразят съществено на вътрешния пазар на електричество, предвид ниския процент на производствените мощности използващи природен газ, но отпадането на централизираното топлоснабдяване би принудило населението да замени този вид енергия с електричество, което да доведе до претоварване на електроенергийната система.

2. Стандарт за инфраструктура

а) формула N-1 - вариант след включване в експлоатация на IP „Странджа-2/Малкочлар“/

б) Идентифициране на най-голямата единична газова инфраструктура

След 01.01.2020 г. най-голямата единична газова инфраструктура, запазваща вътрешното търсене в България е газопроводът с входна точка IP Странджа-2/ Малкочлар, която е с максимален постоянен капацитет 31 mcm/day от страна на България.

За нуждите на настоящите изчисления за Република България, най-голямата единична инфраструктура е IP Странджа-2/Малкочлар, свързваща газопреносната мрежа на Турция с газопреносната мрежа на Република България.

с) Изчисляване на формулата N - 1 на национално равнище

Изчислението на стандарта N-1 е изготвено за периода 2020-2024 г., в изпълнение на чл. 5 от Регламент (ЕС) №2017/1938, относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) 994/2010.

Формулата N-1 описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на газ в района на изчислението, в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително високо търсене, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

В случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на общото търсене на газ в района на изчислението, т.е. $N-1 > 100\%$.

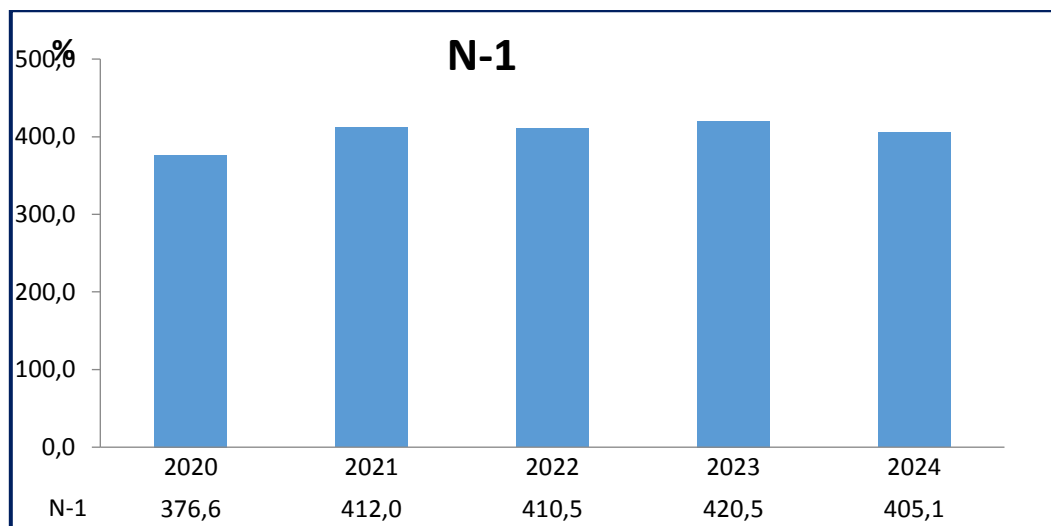
Формулата за изпълнение на стандарта за инфраструктура е както следва:

$$N - 1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^7 EP_m + S_{max} + P_{max} - I_{max}}{D_{max}}, \quad \text{където:}$$

EP₁	Технически капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар, ограничен от капацитета за трансфер на трансферната точка, тсm/day с отчитане на потреблението в югозападна България
EP₂	Технически капацитет на IP Негру вода 2,3/Кардам, ограничен от капацитета за трансфер на трансферната точка, тсm/day с отчитане на потреблението в югозападна България
EP₃	Технически капацитет на Негру вода 1/Кардам, тсm/day
EP₄	Технически капацитет на интерконектор България-Сърбия, тсm/day
EP₅	Технически капацитет на IP Кулата/Сидирокастро, тсm/day
EP₆	Технически капацитет на IP Русе/Гюргево (IBR), тсm/day
EP₇	Технически капацитет на интерконектор Гърция-България (IGB), тсm/day
S_{max}	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен, тсm/day
P_{max}	Национално производство на природен газ – максимален възможен добив, тсm/day
D_{max}	Национално потребление - пиково потребление, тсm/day в най-студен ден с вероятност за настъпване веднъж на 20 г.
I_{max}=EP₁	Най-голямата единична газова инфраструктура – IP Странджа 2/Малкочлар, тсm/day

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

Година	P _{max}	S _{max}	EP ₂	EP ₃	EP ₄	EP ₅	EP ₆	EP ₇	D _{max}	EP ₁ =I _{max}	N-1
	mcm/d										%
2020	0,16	4,70	31,00	20,25	0,00	6,12	2,54	0,00	17,20	31,00	376,6
2021	0,55	4,70	31,00	20,25	0,00	6,12	2,54	9,00	18,00	31,00	412,0
2022	1,10	4,70	31,00	20,25	0,00	6,12	2,54	9,00	18,20	31,00	410,5
2023	1,64	4,70	31,00	20,25	5,48	6,12	2,54	9,00	19,20	31,00	420,5
2024	1,92	4,70	31,00	20,25	5,48	6,12	2,54	9,00	20,00	31,00	405,1



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

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

б) двупосочен капацитет

i) Точките на междусистемно свързване (IP), снабдени с двупосочен капацитет и максималния капацитет на двупосочните потоци

ГИС Кулата / Сидирокастро

BG-GR 117 568 MWh/d твърд капацитет(11.1228mcm/d);

GR-BG 64 695 MWh/d твърд капацитет (6.1206mcm/d);

ГИС Русе / Гюргево

BG-RO 26 373 MWh/d твърд капацитет (2.4951mcm/d);

RO-BG 26 822 MWh/d твърд капацитет (2.5376mcm/d);

ГИС Негру Вода 1/Кардам

BG-RO 121 558 MWh/d твърд капацитет (11.5003mcm/d);

RO-BG 214 050 MWh/d твърд капацитет (20.2507mcm/d);

(*) данните са актуални към месец януари 2020 г.

Превръщането е при използвана горна калоричност за $1\text{m}^3=10,57\text{ kWh}$ (референтни условия $25^\circ\text{C}/20^\circ\text{C}$).

ii) Режим на използване на капацитета за обратен поток

Управлението на двупосочните капацитети се регулират, чрез правилата описани в договорите за междусистемно свързване, подписани между „Булгартрансгаз“ ЕАД и съседните оператори Трансгаз СА, Румъния и ДЕСФА СА, Гърция. Тези капацитети се

предлагат търговски на регионална платформа за резервиране на капацитет RBP от трите оператора.

iii) Точките на междусистемно свързване, за които е предоставено освобождаване в съответствие с член 5, параграф 4, срок за освобождаването и мотивите за неговото предоставяне.

България няма точки на междусистемно свързване, за които е предоставено освобождаване в съответствие с член 5, параграф 4, от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010.

3. Идентифициране на рисковете

Рисковите фактори, които влияят неблагоприятно на сигурността на доставките на природен газ в Република България могат да бъдат групирани според произхода си, степента на въздействие и честотата на заплахата за доставките в няколко основни групи. На първо място това са политическите рискове произтичащи от геостратегически интереси. Тази група от рискове е с най-голямо влияние върху доставките на газ и оказва влияние, както вътре в страната така и извън нея. Друга голяма група включва технологичните вътрешни и външни рискове, чието възникване е в пряка зависимост от техническите и физическите характеристики на газопреносните системи и техните елементи и тяхното техническо и експлоатационно състояние. Важна група рискове се свързва с дейностите по договаряне, доставка и разпределение на природен газ от страната доставчик до крайните потребители, които оформят групата на търговски/пазарни/финансови рискове. Основават се на търговските споразумения между държавите и организациите. Социалните рискове при добре функционираща национална система за доставки на газ и системи за осигуровки обикновено не застрашават съществено доставките. До тук изброените рискови фактори са в зависимост предимно от човешкия фактор. Има група рискове, която зависи от природата и климатичните условия в които се извършва добива и преноса на природен газ. Тези рискове оформят групата на природни рискове. Разделянето на рисковете в тези групи е условно и не изключва възможността от едновременно проявление на няколко риска от различните групи.

Приложение таблицата с рисковете:

Type 1 in the cell to select.
The cell will turn red.

АКТИВИ	Газова инфраструктура					ICT / Система за контрол		Саради			Служители	freq.
	Компресорна станция	Вход/изход (Input/Output Countries)	Място на производство	Подземно газово хранилище	LNG Терминал	Тръбопровод	Система за контрол на процесите	Система за обмен на данни	Административно саради	Регионален център за поддръжка		
Технологични - 15 бр.	Источници на риска											
	Експлозия - 1											
	Пожари (вътрешен за дадено съоръжение) - 1					NA						
	Изтичане на газ - 2					NA						
	Чезевичи (трещи) - 1					NA						
	Наводнения (вътрешно събитие, теч, водещ до наводнение) - 1					NA						
	Неизправност или стареене на оборудването (неуспех при стартиране, отказ по време на работа, вътрешна корозия, механично износване и др.) - 2					NA						
	Липса на електроенергия (или друг енергиен източник) - 1					NA						
	Неизправност на ИКТ (поведа на хардуера, треша в софтуера, интернет, проблеми с SCADA и т.н.) - 1					NA						
	Кибератака - 2					NA						
	Нанесени поражения в резултат на изкопни работи (копаене, пробиване), наземни работи и др. - 2					NA						
	Липса на адекватна поддръжка на газопроводната мрежа - 2					NA						
	Използване на остарели технологии - 2					NA						
	Липса на резервни части - 2					NA	NA					
	Замърсяване на въздуха поради авария в близко съоръжение (химическо, ядрено) - 1					NA						
Въздействие от въздухоплавателно средство - 1					NA							
Друго (уточнете)...	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Политически - 4 бр.	Политически външения (в страната на добив, или в транзитна страна) - 2					NA						
	Война / гражданска война (в страната на добив или в транзитна страна) - 2					NA						
	Тероризъм - 2					NA						
	Прекъсване на газ в трети страни поради различни причини - 1					NA						
Друго (уточнете)...	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Търговски / пазарен / финансов - 6 бр.	Споразумения с доставчици от трети държава - 2					NA						
	Търговски спорове - 1					NA						
	Нестабилност на цените - 1					NA						
	Недостатъчни инвестиции - 1					NA						
	Внезапно, необичайно високо потребление - 2					NA						
Мониторинг на инфраструктурата, важна за сигурността на доставките от субекти от трети страни - 2					NA							
Друго (уточнете)...	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Социални - 7 бр.	Стрелки (в различни свързани сектори, като газовия сектор, пристанищата, транспорта и т.н.) - 1					NA	NA					
	Саботаж - 1					NA						
	Общественото противоложение на съоръжения / инвестиции - 2					NA						
	Липса на персонал (слабо населени райони, застаряващо население, не подходяща специална подготовка, аварии и т.н.) - 1					NA						
	Пандемия - 2					NA						
	Вандализъм - 1					NA						
Природни - 7 бр.	Корози - 1					NA						
	Земетресения - 2					NA						
	Наводнения (силен дъжд, речни разливи и др.) - 2					NA						
	Селскици - 1					NA						
	Вури (на сушата, в морето) - 1					NA						
	Гледици - 1					NA						
	Екстремни метеорологични условия (екстремно ниски температури, екстремно високи температури) - 2					NA						
Пожари (външни за съоръжението, като околни гори, тревни площи и др.) - 2					NA							
Друго (уточнете)...	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	

а) Политически рискове: 4

Осигуряването на държавите с достатъчни по количество и качество, както и на достъпни цени енергийни ресурси, се явява главна задача в световната политика и политиката на всички страни членки на ЕС. България провежда политика на активно участие в реализацията на стратегическите инициативи на ЕС. Участва в разработването на по - интегриран и конкурентоспособен енергиен пазар, както и за изграждане на необходимата инфраструктура и разнообразяване на енергийните доставки, с цел намаляване на енергийната си зависимост.

Динамиката на политическите процеси в света и районите на добив и транзит на енергийни ресурси винаги се свързва с определени рискове в т.ч.:

- политически вълнения (в страната на добива или в транзитна страна)

Рисковете за енергийната сигурност на страната биха могли да възникнат в резултат на евентуални прекъсвания на доставките, през държавите на чиито територии се добива или транзитира природния газ за нуждите на България.

С посредничеството на ЕС, в края на 2019 г. руската компания „Газпром“ и украинската „Нафтогаз“ подписаха нов петгодишен договор за транзит на природен газ през територията на Украйна към Европа. Предвижда се възможността за продължаване на договора за транзит с още 10 години. Договорът е част от пакет от споразумения, които уреждат въпросите, свързани с транзита на руски природен газ през Украйна. Постигнатите договорености за продължаване на транзита на природен газ през Украйна имат положително влияние за енергийната сигурност на България, региона и ЕС, тъй като този маршрут остава активен.

В тази връзка и предвид пускането на новата входна точка на българо-турската граница – „Странджа 2/Малкочлар“ от 01 януари 2020 г., по която в момента се осъществяват доставки на руски природен газ чрез маршрут през Черно море и Турция за България, Гърция и Република Северна Македония, рискът от евентуални политически вълнения (в страната на добива или в транзитна страна) е **нисък и отговаря на степен 2.**

- война/гражданска война (в държавата на произход или в държавата, през която се извършва транзит на газ)

В съвременните условия в Евроатлантическата зона съществува обстановка на мир и рискът от заплаха от конвенционално нападение срещу територията на страните от ЕС и НАТО е сравнително малък. Въпреки това в Стратегическата концепция за отбрана и сигурност на държавите членки на НАТО се посочва, че конвенционалната заплаха не може да бъде напълно пренебрегната, тъй като много страни и региони по света придобиват значителни съвременни военни способности, което може да доведе до трудно предвидими последици за международната стабилност и евроатлантическата сигурност.

С нарастването на дела на световното енергийно потребление, енергийните доставки са изложени на все по-голям риск от прекъсване, с цел оказване на политически натиск или причиняване на икономически загуби на засегнатите държави. По тази причина НАТО определи, гарантирането на енергийната сигурност на общността, като основна задача във военното планиране. Анализът на съвременната среда на сигурност, изготвен от международни военни анализатори показва, че рискът от възникване на война (гражданска война в държавата на произход или в държавата, през която се извършва транзит на газ) за сега остава сравнително нисък, но не може да бъде изключен и този риск може да се появи внезапно и да ескалира в много кратки срокове.

Предвид това, към настоящия момент, рискът от възникване на военна криза, война/гражданска война в страната на добив или в транзитна страна, остава **нисък и отговаря на степен 2.**

- Тероризъм

Тероризмът е явление със сложен политико-правен характер, съдържащ елементи, както на вътрешната и международна политика, така и на вътрешното и международното право. Именно това обстоятелство определя терора, като основна форма за упражняване на политическо насилие. По оценка направена от Групата за индустриални ресурси и комуникационни услуги от 13.11.2017 г. към Планиращия комитет на НАТО за гражданска защита (СЕРС), основните заплахи за енергийния сектор са физическите. Рискът от терористични атаки, саботаж, вредителство и др., насочени към енергийната инфраструктура, както в регионален, така и в световен мащаб остава постоянен и е една от най-големите заплахи за доставките на природен газ. Общата оценка за състоянието на средата за сигурност в България по линия на тероризма показва, че без да съществуват преки данни, заплахата от извършване на терористичен акт срещу обекти в страната ни или използване на територията ѝ за терористична дейност срещу трети страни е реална. Възможно поле за действия при тероризма са основните съоръжения и елементи от газопреносната система които са с висока степен на риск.

Евентуални злонамерени действия от страна на трети лица, би довело до частично прекъсване на технологичния процес. Заплахата от извършване на терористични атаки срещу газовата инфраструктура на териториите, през които преминава транзита на природен газ за България остава на едно от високите нива. Евентуалното възникване на нестабилна политическа обстановка или политически размирици в държавите на произход или в държавите, през които се извършва транзит на газ, допълнително би повишило риска от прекъсване на газовите доставки за България вследствие на саботаж и терористични атаки. Рискът от извършване на терористичен акт на територията на страната остава постоянен и може да се оцени като **нисък и отговаря на степен 2.**

- прекъсване на газа в трети страни поради различни причини

Рискът от прекъсване доставките на газ в трети страни, поради различни причини (напр. поради възникване на социални конфликти, които в последствие могат да бъдат насочени срещу газовата инфраструктура) съществува, но същият е незначителен и следва да бъде определен като **много нисък и отговаря на степен 1.**

б) Технологични рискове: 15

- експлозии/пожари

Експлозии и пожари могат да последват от допуснати субективни нарушения на технологичната дисциплина от персонала, поради неспазване на технически инструкции и фирмени предписания. Това са предпоставки за възникване на експлозии и/или пожари, които може да доведат до мащабни аварии, материални загуби или дори човешки жертви. В следствие на провежданите постоянни мерки за техническа безопасност и спазване на технологичната дисциплина, вероятността за възникване на експлозии остава сравнително **много ниска и отговаря на степен 1.**

- пожар (вътрешен за дадено съоръжение)

Потенциално застрашени от възникване на вътрешни пожари в газовата инфраструктура са нейните основни елементи, както и предприятията работещи с взривоопасни и пожароопасни материали. Макар и по-ограничени, тези пожари могат да предизвикат значителни загуби на материални ресурси и да окажат неблагоприятно влияние на енергийната сигурност, като затруднят нормалната работа на инфраструктурата в районите на пожар. В околните райони, може да се наруши газоподаването и да се

затрудни работата на структуроопределящи отрасли на икономиката. По тази причина, както газопреносния оператор, така и разпределителните дружества, разполагат с аварийно-технически групи, притежаващи необходимото оборудване и следят за измененията в пожарната обстановка и предприемане на превантивни мерки на територията на всеки отделен обект.

Промените в климата на страната през последните години все повече усложняват противопожарната обстановка, особено в периодите с високи външни температури и продължително лятно засушаване в обширни полски, полупланински и някои планински райони, което повишава външните рискове за газопреносната система. Създава се опасност от евентуално прекъсване на доставките на природен газ за неопределено време с очаквано въздействие и на съседните страни в рисковата група. Вследствие на провежданите постоянни мерки за техническа безопасност, вероятността за възникване на вътрешни пожари в съоръженията на газовата инфраструктура остава **много ниска и и отговаря на степен 1.**

- изтичане на газ

Рискът от изтичане на газ е постоянен риск, съпътстващ целият процес: от добива, преноса, преработката, разпределението и доставката на природния газ до крайният потребител.

Изтичането на газ от елементите на газовата инфраструктура е един непрекъснато съществуващ риск във всички точки на свързване. Този риск засяга предприятията, множество важни обществени услуги, при условие, че са свързани към газоразпределителните или газопреносни мрежи, като и всички свързани с тях клиенти, без значение от количеството на крайното потребление на газ. Този риск засяга и инсталации за централно отопление, свързани с газопреносната или газоразпределителна мрежи и доставящи отопление на битови и/или небитови клиенти. Причините за изтичането на газ са с широк обхват и винаги водят до значителни материални загуби, както и в много редки случаи до човешки жертви. Изтичания на газ могат да бъдат предизвикани от експлоатацията на остаряла и амортизирана материална база, липсата на резервни части или човешки грешки. Изтичането на газ създава опасност от прекъсване на доставките на газ за неопределено време (до отстраняване на повредата/повредите) и може да окаже въздействие и на съседните страни в рисковата група. Вследствие на провежданите постоянни мерки за превенция и контрол на съоръженията, вероятността за изтичане на газ може да се оценява като **ниска и отговаря на степен 2.**

- човешки грешки

В търговските дружества занимаващи се с доставката и разпределение на природен газ до крайните потребители, както и преносните и разпределителните предприятия, работи висококвалифициран персонал, който подлежи на периодичен инструктаж и контрол на знанията. Отделно от това, в дружествата се полагат постоянни грижи за обучението на персонала., провеждат се периодични и извънредни инструктажи, свързани с безопасната експлоатация на съоръженията. Провежда се подходящата социална политика, което мотивира служителите да спазват стриктно правилата и изискванията на трудовата дисциплина. Това е определящо за свеждане нивото на опасност от човешки грешки в системата до минимум. Въпреки предприеманите мерки този риск не може да бъде изцяло елиминиран, поради което този риск е сравнително нисък и се оценява като **много ниска и отговаря на степен 1.**

- наводнения (вътрешно изтичане, водещо до наводнение)

Вътрешните наводнения не са често срещани явления и рядко могат да предизвикат бедствия за газопреносната и газоразпределителните инфраструктура и техните основни елементи: тръбопроводи, компресорни станции, газоразпределителни и измервателни

станции. Възникването на вътрешни наводнения може да е следствие на експлоатация на остарели хидротехнически мрежи, неправилно проектиране или изпълнение на обектите, лошо поддържане на отводнителните съоръжения, съчетано с проливни дъждове и снегове съпроводени от неочакваното силно бързо топене, заприщвания, обширни разливи, ветрови въздействия в устията на реки, разрушения на диги, язовирни стени и стени на хвостохранилища в близост до газовата инфраструктура. Щетите от вътрешните наводнения обикновено имат ограничено влияние, поради което рискът от наводнения е сравнително нисък и се оценява като **много нисък и отговаря на степен 1.**

- **неизправност или стареене на оборудването** (неизправност при стартиране, повреда по време на работа, вътрешна корозия, механично износване)

Техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда и посрещане на очакваното нарастващо търсене на природен газ в страната и региона, са свързани пряко с възрастта и срока на експлоатация на оборудването. Провежда се инвестиционна политика насочена към постоянна реконструкция и рехабилитация, в т.ч. ремонти на елементите от газовата инфраструктура, включващи съществуващите компресорни станции, линейна инфраструктура, газорегулиращи и измервателни станции и др. за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ страната и региона. Независимо от тези усилия, част от съоръженията са в експлоатация повече от двадесет години, поради което този риск се оценява, като **нисък и отговаря на степен 2.**

- **липса на електроенергия (или друг източник на енергия)**

Работата на газовата инфраструктура е пряко свързана с използването на електрическа енергия за гарантиране на непрекъснатостта на доставките на газ до крайните клиенти. Основните възли и елементи от преносната инфраструктура, които работят с електричество са осигурени с резервно захранване в случай на прекъсването му. Предвид това и досегашния експлоатационен опит, този риск има много малка вероятност от възникване и се оценява, като **много нисък, отговарящ на степен 1.**

- **неизправност на информационна и комуникационна техника (ИКТ)(повреда на хардуер или грешка в софтуера, интернет, проблеми със SCADA и т.н.)**

Развитието на съвременната техника за комуникации води до постоянни промени в системите за управление и обслужване на газовата инфраструктура, свързано с нейната правилна и безопасна работа. Техническият прогрес води до непрекъснати изменения и новости в хардуера, софтуера, интернет връзките и системите за контрол и управление. Този процес води до постоянно подобряване на качеството на управление на процесите в газовата инфраструктура, но изисква постоянни усилия от персонала за овладяване и прилагане на новостите. По тази причина се води непрекъснатата подготовка на персонала за изучаване и внедряване на тези новости в ежедневната работа. Все по-голямата зависимост от използването на информационна и комуникационна техника, поражда умерен риск при евентуален отказ на един или повече елемент от нея. С най-големи последици биха били евентуални проблеми и поражения върху критични компоненти на инфраструктурата, като електроснабдяване, водоснабдяване, финансови пазари, компютърни системи на правителствени структури и структурите със стратегически производствени цели, където се прилагат новостите. Рискът да се случи отказ на някоя от системите и това да се отрази на снабдяване с газ остава **много нисък и отговаря на степен 1.**

- **кибератаки**

Информационните системи са обект на засилени заплахи от инциденти или злонамерени атаки, които застрашават конфиденциалността, интегритета и

достъпността/разположението на отделните системит. Действията по умишлено спиране или възпрепятстване на функционирането на информационна система, чрез неправомерно въвеждане, предаване, изтриване, увреждане, влошаване, променяне, скриване или предоставяне на забранени за достъп компютърни данни в дадена информационна система са определени като кибератаки. Рискът за нарушаване функционалността на информационните системи на газопреносните или газоразпределителните дружества е възможен в следствие на:

- случайна атака или атака от недоволен служител;
- атака от външен хакер, за който е предизвикателство да увреди или прекъсне системата на търговско дружество, като понякога целта на тази атака е свързана с комерсиален интерес;
- кибертероризъм, целящ да предизвика големи щети на атакуваното дружество и в цялост на страната. Осигуряването на защитата на инфраструктурата, управлявана от компютърни системи, като цяло е една от целите на киберзащитата в национален мащаб.

Досегашният анализ показва, че кибератаките са насочени главно към:

- парализиране на информационни системи и мрежи на публичните, държавните и търговски дружества;
- блокиране на обществените дейности;
- неправомерно придобиване на корпоративни данни и злоупотреба с тях.

Противодействието на кибератаките се постига, чрез прилагане на комплексни мерки по киберзащита - технически, правни и организационни. Като приоритети в областта на киберзащитата са бързата реакция при кибератаките, защитата на данни в корпоративните системи, тренировките и упражненията, обмена на информация със заинтересованите страни, гъвкавостта на мрежите и системите, осигуряването на бюджет, проучването и изследването на бъдещите заплахи.

Кибер заплахите са сравнително нов вид заплаха за газовата инфраструктура. Това налага все по-тясно сътрудничество със страните членки на рисковите групи и преди всичко с ЕК. Все по-голямото навлизане на съвременните технологии в управлението на доставките на газ и недостатъчния капацитет за противодействие от страна на търговските дружества, налага извода, че риска от евентуални кибератаки съществува постоянно, но **е нисък и отговаря на степен 2.**

- нанесени поражения в резултат на изкопни работи (копаене, пробиване), наземни работи и др.

При проектиране и изграждане на газопреносна и газоразпределителна мрежи и техните елементи, се спазват законово определени сервитути в рамките, на които не се разрешава извършването на строителни дейности, изкопни и сондажни работи за недопускане повреждането на елементи от системите. При нерегламентирани строителни и земекопни работи в нарушение на определените сервитути е възможно да бъдат увредени елементи на газовата инфраструктура и това да доведе до материални загуби, с възможност дори и до човешки жертви. Макар и да е минимален, рискът все пак съществува за някой от елементите на системите и може да се оцени на **нисък и отговаря на степен 2.**

- липса на адекватна поддръжка на газопреносната мрежа

Операторите на газопреносната мрежа и/или операторите на съответната газоразпределителна мрежа и/или ползвателите на съоръжения използващи природен газ, полагат непрекъснати усилия за адекватна им поддръжка в изпълнение на изискванията на нормативната уредба за гарантиране безопасна експлоатация на същите. Това позволява рискът от аварии в следствие на неправилна поддръжка да бъде сведен до минимум, но

същият не може да бъде пренебрегнат изцяло. Значителните размери на инфраструктурата и недостатъчното финансиране, могат да доведат до евентуални пропуски. В тази връзка, вероятността от възникване на този риск остава **нисък и се определя на степен 2**.

- използване на остарели технологии и недостатъчност на резервните компоненти

Операторите на газопреносните мрежи и операторите на съответните разпределителни мрежи полагат усилия за поддържане в техническа изправност на материалната база на газопреносната инфраструктура. Отчитайки амортизацията на някои елементи от газопреносната система и извършваните дейности по модернизация и рехабилитация, компресорните станции и помощните съоръжения, следва извода, че технологичният риск **остава нисък и отговаря на степен 2**.

- липса на резервни части

Развитието на технологиите, остаряващата инфраструктура и използваните технологии, експлоатирани повече от тридесет години водят до почива на недостиг от резервни части за тях, с което се поражда вероятност от възникване на чести аварийни ситуации. Оценяйки технологичното остаряване на газопреносната система, компресорните станции и помощните съоръжения, налага извода, че технологичният риск породен от липсата на резервни части може да доведе до локални проблеми и прекъсвания на доставките. Постоянните усилия на оператора на системата насочени към нейното обновяване позволяват риска да остане **нисък и отговаря на степен 2**.

- замърсяване на въздуха вследствие на инцидент в близко съоръжение (химическо, ядрено)

Разположението на газопреносната мрежа и нейните елементи, тръбопроводи, компресорни и газоразпределителни станции, измервателни станции, интерконекторни връзки и газови връзки обикновено са отдалечени от съоръжения и предприятия, от които може да последва химическо или радиоактивно заразяване на въздуха в следствие на инциденти, поради което рискът по този показател се определя като **много нисък и отговаря на степен 1**.

- въздействие от въздухоплавателни средства

Рискът за газопреносната инфраструктура и нейните елементи, като тръбопроводи, компресорни, газоразпределителни, измервателни станции, интерконекторни връзки и газови връзки за поражаване от въздействие вследствие поражения от аварирани въздухоплавателни средства, поради отдалеченост на инфраструктурата от летища и летателни трасета е сравнително малък и може да се приеме за **много нисък и отговаря на степен 1**.

в) Търговски/пазарни/финансови рискове: 6

- споразумения с доставчици от трети държави,

Като Обществен доставчик на природен газ, "Булгаргаз" ЕАД има за основна и стратегическа задача гарантиране интересите на обществото, в това число чрез дългосрочно осигуряване на доставките на природен газ за страната. Дружеството има сключени дългосрочни договори за доставка на природен газ с ООО „Газпром экспорт“ (до края на 2022 г.) и Azerbaijan Gas Supply Company (AGSC), който е със срок на действие 25 години. Очаква се началото на доставките да стартира на 31.12 2020.

„Булгаргаз“ ЕАД следи развитието на газовите пазари в света и региона и при възникване на икономически изгодни условия, осъществява и доставки от алтернативни

източници, като през 2019 г. са доставени общо 401,6 tsm газ, включително втечен природен газ.

Рискът от несвоевременно подписване на нови договори, споразумения и анекси към съществуващите такива, както и тяхното прилагане, може да застраши сигурността на доставките на газ за страната, поради което този риск може да бъде оценен като **нисък и отговаря на степен 2**.

- **търговски спорове**

Към настоящия момент в страната няма възникнали и очаквани значими търговски спорове, които да застрашават доставките на природен газ, поради което рискът от възникване на търговски спорове е минимален и е оценен на **много нисък и отговаря на степен 1**.

- **нестабилност на цените**

Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР) отговаря за регулирането на дейностите в енергетиката и във водоснабдителните и канализационните услуги. В енергийния сектор КЕВР осъществява мониторинг на енергийните пазари, ценови и лицензионен контрол по отношение на дейностите по пренос, снабдяване и разпределение на електрическа енергия; съхранение, пренос, снабдяване и разпределение на природен газ, търговия с електрическа енергия, обществена доставка на електрическа енергия и природен газ; производство и пренос на електрическа и/или топлинна енергия. Продажните цени за крайните снабдители на природен газ и лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия продължават да бъдат регулирани. От 01.01.2020 г., съгласно измененята на Закона за енергетиката (ЗЕ), продажбата на природен газ на всички останали клиенти се осъществява по свободно договорени цени и на борсовия пазар, в това число по Програма за освобождаване на количества.

Цените на природния газ в страната изцяло зависят от динамиката на цените на нефтените деривати и цените на европейските газови хъбове. Предвид факторите, формиращи цените за българския пазар, те са сапоставими с тези на европейските газови пазари. Поради тези причини, рисковете, свързани с нестабилност на цените при съпоставка с европейските пазари могат да бъдат определени като **много ниски и отговаря на степен 1**.

- **недостатъчни инвестиции**

Задължително условие за устойчивата работа на системата за доставка на природен газ за бита и обществените консуматори е наличието на достатъчни инвестиции. Реализирането на необходимите инвестиции осигурява повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, изпълнение на изискванията за опазване на околната среда, както и за посрещане на очакваното нарастващо търсене на природен газ в страната и региона. Инвестициите допринасят за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ за страната, чрез изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с други газопреносни мрежи, за разширяване на ПГХ „Чирен“, за реконструкции и рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи съществуващите компресорни станции, линейна инфраструктура, газорегулиращи и измервателни станции и др. Осигурени са достатъчно инвестиции за рехабилитация, модернизация, разширяване и развитие на газопреносната инфраструктура. Рискът от недостиг на инвестиции се оценява, като **много нисък и отговаря на степен 1**.

- **внезапно, неочаквано върхово потребление**

За гарантиране на сигурността на газовите доставки, „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява редица мерки, даващи възможност за своевременни действия и обезпечаване на нуждите на потребителите в страната. Към момента те са:

- поддържане на готовност за задействане на мерките, предвидени за всяко от нивата на опасност, съгласно План за действие при извънредни ситуации;
- ПГХ „Чирен“ е основен инструмент за функционирането на газовия пазар в България, чрез който се компенсират сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната, като осигурява необходимата гъвкавост, породена от разликите между доставките и потреблението и осигурява аварийен резерв.

С измененията на ЗЕ, за участниците на пазара са създадени условия да осигурят необходимите количества природен газ от организирания борсов пазар.

Вероятност за възникване на неочаквано високо потребление се свързва преди всичко с екстремно ниски външни температури, поради което рискът от внезапно, неочаквано върхово потребление се оценява като **нисък и отговаря на степен 2.**

- контрол върху инфраструктура, която е от значение за сигурността на доставките, от субекти от трета държава, което може да доведе до риск от недостатъчни инвестиции, пречатстване на диверсификацията или неспазване на правото на Съюза.

Газовата инфраструктура на територията на Република България е собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, което е търговско дружество със 100 % държавно участие в управлението на капитала. Това позволява да се контролира непрекъснато състоянието на инфраструктурата и да не се допуска риск за доставките. Всички междусистемни газови връзки между газопреносната мрежа в Република България и тази на съседни държави, чрез които се постига диверсификация на доставките, отговарят на общностното право на ЕС. Поради тези причини, този риск може да се оцени като **нисък и отговаря на степен 2.**

г) Социални рискове: 7

- **стачки** (в различни свързани сектори, като газовия сектор, пристанищата, транспорта и др.)

Стачките са част от социалните рискове с професионален характер и са свързани с условията на упражняваната професионална дейност, вредни/опасни условия на труд, трудови злоупотреби и професионални заболявания в следствие условията на труд на служителите, заплащане на труда, социални придобивки и т.н. От общ характер са рисковете несвързани пряко с упражняваната професия от лицата, но тя може да повлияе върху честотата и тежестта на тяхното настъпване, например общо заболяване, ограничаване на трудовата активност, старост, при настъпването им засягат здравето и работоспособността/живота на служителите и възможността им да упражняват трудова дейност, от която да получават доходи за безработица, майчинство, трудова злоупотреба, общо заболяване, професионално заболяване, инвалидност, старост или смърт. Социалните рискове зависят и от ситуацията в секторите свързани с газовия сектор, пристанищата, транспорта и др. в страната и извън нейната територия и са променлива величина. Изострянето на социалния риск е предпоставка за предприемане на стачни действия, саботаж, вандализъм и кражби, които са в състояние да прекъснат доставките и преноса на природен газ, от което да последват събития с каскаден ефект. Анализът на състоянието на социалния риск в дружествата от подсектор „Природен газ“ показва, че заплахата от стачки, саботаж, вандализъм и кражби срещу газовата инфраструктура на територията на България в настоящия момент остава на едно сравнително ниско ниво, но следва да се следи, поради възможността от бързо изменение на обстановката. В тази връзка

вероятността за възникване на такъв риск е минимален и се оценява като **много нисък и отговаря на степен 1.**

- саботаж, вандализъм и кражби

В резултат на правилната социална политика и подбор на персонала в търговските дружества се формира добросъвестно отношение към служебните задължения и стремеж за опазване на повереното имущество. Следи се за състоянието на най-критичните елементи за недопускане на аварии и произшествия. По тази причина следва да се отчете, че рисковете от саботаж, вандализъм и кражби, извършвани от служителите на търговските дружества са сведени до минимум и може да се случат само, като изключение. Независимо от това, действия от такъв характер са опасни и могат да предизвикат значителни щети за дружествата поради извършването им от хора познаващи в детайли системата. Рискът от такова поведение е минимален и се оценява на степен **много нисък и отговаря на степен 1.**

-обществено противопоставяне на съоръжения / инвестиции

По-голяма част от газовата инфраструктура и нейните елементи са изградени и не влизат в противоречие с други обекти и съоръжения, които се изграждат на територията на страната. Частната собственост на земеделските земи, през които следва да преминат газопроводи, или върху които ще се изграждат съоръжения, са основната трудност за изграждането на нови съоръжения, свързани с отчуждителни процедури. Опазването на околната среда налага преди ново строителство на обекти да се извършва Оценка за въздействието на околната среда. Това може да бъде свързано с пораждаване на социално недоволство и протести на екозащитни и други неправителствени организации.

Този риск обикновено нараства след обявяването на строителство на нови обекти и се оценява като **нисък и отговаря на степен 2.**

-липса на персонал (слабо населени райони, застаряващо население, не подходяща специална подготовка, аварии и т.н)

Рисковете породени от липса на персонал са свързани със застаряването на част от персонала и очерталата се демографска криза, особено в районите намиращи се отдалечено от административни центрове или селища. Търговските дружества се стремят към непрекъснато подмладяване на кадрите и провеждане на обучение на нови служители и инструктажи на заетите относно мерките за безопасност за недопускане на инциденти и отклоняване за продължително време от работа. Общите демографски тенденции в страната не може да не засягат и персонала зает в обслужването на газопреносните системи, но предприемането на мерки за мотивиране на нови служители определят този риск, като **много нисък, отговарящ на степен 1.**

- пандемия

Възникването на епидемии и пандемии може да доведе до липса на обслужващ и технически персонал. Остротата на този риск зависи от това, дали се проявява самостоятелно или в комбинация с някои от останалите изброени рискове. Пандемията засяга всички сектори на обществения живот, вкл. социален и икономически. В пряка зависимост е от интензивността, териториалния обхват и продължителността на действие на заразяването.

При възникване на пандемия енергийните дружества предприемат действия за ограничаване на контактите на персонала, чрез използване на дистанционни форми за комуникация, задължително използване на лични средства за защита и поради тази причина рискът от разпространение на зараза и възникване на пандемия се оценява, като **нисък, отговарящ на степен 2.**

д) Природни рискове: 7

- земетресения;

Земетресенията са природни бедствия с най-висок риск, които могат да предизвикат свлачища, наводнения, аварии, епидемии, прекъсване на комуникационни и транспортните връзки и др. Сградите и съоръженията, обслужващите преносни газопроводи и ГРС са осигурени конструктивно за земетресения до девета степен по скалата EMS-98, но при висока степен се очакват повреди и разрушения. В тези случаи ГРС спират подаването на природен газ към потребителите. Вследствие на разместване на земните пластове е възможно разкъсване на газопроводи и повреди по съоръжения и сгради, което да доведе до изтичане на природен газ в атмосферата и възникване на опасност от експлозии и пожари, придружени и с човешки жертви. Превантивната дейност по защитата от сеизмичен риск включва мероприятия и мерки за изследване, анализ, оценка и прогнозиране на рисковете от сеизмично въздействие, развитие на автоматизираната система, което ще позволи повишаването на точността на изходните прогнозни данни при оценка на последствията от бъдещи земетресения, актуализация на сеизмичното райониране и провеждане на микросеизмично райониране. Газовата инфраструктура е разположена в различни краища по цялата територия на страната, като част от нея попада в земетръсни зони с повишена активност. Това определя и риска за нейните елементи от повишената сеизмичност като **нисък и отговаря на степен 2.**

- наводнения (проливни дъждове, преливане на реки)

Наводненията са често срещани природни бедствия на територията на Република България, които нанасят огромни щети, тъй като засягат урбанизирани и плодородни земи и може да разрушат елементи от газовата инфраструктура. Основни причини за възникване на наводнения са отново климатичните промени водещи до проливни дъждове и снегове съпроводени от неочакваното силно нарастване на речния приток, заприщвания, обширни разливи, ветрови въздействия в устията на реки, разрушения на диги, язовирни стени и стени на хвостохранилища застрашаващи газовата инфраструктура. Персоналът ангажиран с експлоатацията на газовата инфраструктура следи внимателно промените в климатичната обстановка, с цел овладяване на тази опасност, поради което рискът от наводнения за газовата инфраструктура остава сравнително **нисък и се оценява на степен 2.**

- свлачища

Свлачищата са едни от най-значимите явления, които се отразяват негативно върху техническата инфраструктура и газопреносната система, като цяло. Те се обуславят, както от природни фактори, така и от незаконно строителство, засилваща се урбанизация, незаконна сеч и др. Те могат да окажат силно въздействие върху сигурността на газопреносната система и дори да предизвикат срив в засегнатите участъци. При проектирането на газопреносна мрежа се избягва преминаването на трасетата през свлачищни терени. Независимо от тези мерки при наводнения и продължителни валежи и снеготопене, рискът за газовата инфраструктура от прекъсване, в следствие възникнали свлачищни процеси съществува. Вероятността за възникване на този риск **е много нисък и се оценява на степен 1.**

- бури

Бурята е метеорологично явление, свързано със силно раздвижване на атмосферата, засягащо земната повърхност. Тя може да включва силен вятър, гръмотевици и светкавици (гръмотевична буря), силни валежи или различни материали, носени от вятъра (пясъчна буря, снежна буря и други). Силните ветрове на територията на страната могат да доведат до сериозни повреди и прекъсвания на електроснабдяването, комуникационните мрежи и

друга инфраструктура, осигуряваща нормалното функциониране на системата за пренос на природен газ, както и на по-голямата част от нейните основни елементи.

С оглед на факта, че по-голямата част от газовата инфраструктура в България е разположена под земята, този риск е **много нисък и се оценява на степен 1.**

- лавини

Лавината е внезапно, бързо свличане на снежна маса надолу по планински склон. Причина за появата ѝ могат да бъдат както природни условия, така и човешка дейност. Това, което може да засили вероятността от лавини са земетресения или силни ветрове и бури. С оглед на факта, че по-голяма част от газовата инфраструктура е под земята, а основните елементи на системата са разположени в сравнително ниски терени, в които опасността от лавини липсва. Вероятността за възникване на този риск е **много нисък и се оценява на степен 1.**

-екстремни метеорологични условия

Към природните бедствия могат да се отнесат и екстремните температури на територията на България. От една страна това са аномално ниски температури в зимния период до минус 25 градуса по Целзий, а от друга – аномално високи температури през ятото достигащи до 40-45 градуса. Освен, че затрудняват ежедневната дейност на човека във всяко едно отношение, екстремните температури причиняват различни аварии и кризисни ситуации.

При екстремно високи температури нараства опасността от пожари, които могат да засегнат газова инфраструктура, а при екстремно ниски температури се увеличава рязко консумацията на природен газ от всички консуматори, което може да доведе до намаляване на налягането в системата и недостиг на подаването на газ.

Вероятността за възникване на този риск е **нисък и се оценява на степен 2.**

-пожари (външни за съоръжението, като близките гори, пасища и др.)

На територията на Република България е възможно възникването на различни пожари, които да предизвикат значителни загуби на човешки и материални ресурси и да окажат неблагоприятно влияние на енергийната сигурност. Анализът на възможните събития показва, че тяхното възникване ще доведе до сериозни затруднения в нормалната работа на инфраструктурата в районите на бедствията. Възможно е да се наруши газоподаването и да се затрудни работата на структуроопределящи отрасли на икономиката. Газопреносната система е взривоопасна и лесно запалима, което я прави потенциално застрашена от възникване на външни пожари в близост до нейните елементи. По тази причина, както газопреносният оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД, така и разпределителните дружества, разполагат с аварийно-технически групи, притежаващи необходимото оборудване и следящи за измененията в пожарната обстановка и предприемане на превантивни мерки на територията на всеки отделен обект. Настъпилите промени в климата на страната през последните години все повече усложняват противопожарната обстановка особено в периодите с високи външни температури и продължително лятно засушаване в обширни полски, полупланински и някои планински райони, което повишава значително външните рискове за газопреносната система. Пожарите възникнали в такива условия създават опасност от прекъсване на доставките на газ за неопределено време с възможно въздействие и на съседните страни в рисковата група. Опасността от пожари по тази причина макар и от сезонен характер остава сравнително постоянна и се определя като **ниска и отговаря на степен 2.**

Анализ

а) Извършената национална оценка на риска обхваща 5 основни групи рискови фактори според естеството на техния произход (политически, технологични, социални, търговски/пазарни/финансови рискове и природни рискове). Заплахите може да бъдат

причинени от човешко действие или бездействие или от природно явление. При оценката са идентифицирани **39 вида различни специфични рискове** в групите, които могат да повлияят на сигурността на доставките на природен газ. Най-голяма група са **технолгичните рискове - (15 бр)** следвани от социалните (7 бр.) и природните рискове (7 бр.). Част от тях застрашават работата на всички елементи от газовата инфраструктура а някои могат да засегнат само отделни нейни елементи и да имат само локално значение. Най-застрашените елементи от газопреносната система са компресорните станции, междусистемните точки вход/изход, подземното съхраняване на газ; тръбопроводите, центъра за контрол на потока на газ и др. По-голямата част от рисковете са с вероятност от възникване в рамките от много ниска до ниска (1-2) и в обхвата им попадат различни елементи от газовата инфраструктура. Самостоятелно всеки риск сам за себе си обикновено не представлява голяма заплаха, но при едновременното възникване на няколко различни рискове, обстановката може рязко да се влоши и да доведе до нарушаване на доставките.

В оценката са идентифицирани **20 рискови фактори**, които са с много ниско ниво на опасност и вероятността за появата им е **ниска (1)**. Тяхното проявление е предимно локално и не застрашава сигурността на доставките за дълго време. Последствията от тези рискове се преодоляват обикновено със силите на операторите на системите и на национално ниво.

Значителна част от **рисковете 19**, са с ниско ниво на опасност и вероятност за поява **(2)**. Те също в повечето случаи и при самостоятелно възникване могат да засегнат газопреносната инфраструктура, но пораженията от тях не се очаква да доведат до дълговременни прекъсвания на доставките. Въпреки това ако излязат от контрол и при неблагоприятни обстоятелства в комбинация с други събития могат да доведат до усложнена ситуация. Тези рискове притежават потенциал за преминаване в по-високо ниво на опасност и в комбинация с някой от останалите рискове може бързо да доведе до каскадни ефекти в системата, водещи до непредвидими последици за доставките. Комбинацията от въздействие на един или няколко риска по едно и също време в определена страна, може да доведе до прекъсване доставките на газ за време от седмица до няколко седмици, както за страната така и за държавите от рисковата група. Ще засегне защитените клиенти, може да засегне частично прекъсваемия пазар, износа, комбинираното производство на електричество, отчасти с индустриалното търсене. Осигуряването на защитени клиенти ще е възможно само с прилагането на непазарни мерки. По тази причина същите следва да бъдат наблюдавани постоянно от дежурните екипи, за да не се допусне изненадващо ескалиране на рисковите ситуации и затрудняване на овладяването на последиците от тях.

б) Критериите, използвани за определяне на това дали дадена система е изложена на високи/неприемливи рискове са посочените в Таблицата за степента на сериозност на риска предложена от Обединения изследователски център на Европейската комисия (JRC – EC). В таблицата са определени 5 нива на вероятността даден риск да се случи. Оцветени в зелен цвят са най-малко вероятните рискове, а с червен цвят за кризисните рискове, които всъщност не са приемливи и не трябва да бъдат допуснати. Всеки рисков фактор има различни характерни само за него критерии за оценка. По тази причина общата картина за влиянието на всеки фактор е твърде сложна и динамична, но нейното създаване може да послужи на експертите по сигурността на доставките да се ориентират

в) списъкът на съответните сценарии на риска в съответствие с рисковите фактори и вероятността за тяхната поява е даден в приложената таблица на Обединения изследователски център на Европейската комисия (JRC-EC). Подборът на сценариите е направен в зависимост от вероятността от тяхното възникване и очакваното въздействие върху доставките за България.

Таблицата е изготвена от JRC за регионалната оценка на риска в рисковите групи „Украйна“ и „Транс-Балкан“

Scenario	Variant	Name	Description	Duration of event (days)	Time frame	Demand	UGS level	LNG availability	Imports from Norway	Imports from Russia	Imports from Algeria	Imports from Ukraine	Transit to Balkans
S.01	a	Failure of the Ukrainian Corridor	N-1 case: failure of the cross-border point of Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	7	Beginning of February	1-in-20 7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days	✔	✔	✔	⚠	✔
	b		Failure of all cross-border points with Ukraine	14	Beginning of February	1-in-20 14-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✔	✔	✔	✘	⚠
	c		Failure of all cross-border points with Ukraine	30	Beginning of February	1-in-20 30-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✔	✔	✔	✘	⚠
S.02	a	Failure of the Ukrainian Corridor during a cold spell event	N-1 case: failure of the cross-border point of Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	7	Second week of March	7-day peak demand	Second week of March	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days	✔	✔	✔	⚠	✔
	b		Failure of all cross-border points with Ukraine	14	Second week of March	14-day peak demand	Second week of March	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✔	✔	✔	✘	⚠
S.03	a	Failure of Russian Exports to EU	Stop of flow from all russian related supply corridors	14	Beginning of February	1-in-20 14-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✔	✘	✔	✘	⚠
	b			30	Beginning of February	30-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✔	✘	✔	✘	⚠
S.04		Failure of Baumgarten	stop of the flow in the station	7	Beginning of February	7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✔	✔	✔	✔	✔
S.05		Failure of Lanžhot	stop of the flow in the station	7	Beginning of February	7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✔	✔	✔	✔	✔
S.06		Failure of Oberkappel	stop of the flow in the station	7	Beginning of February	7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✔	✔	✔	✔	✔
S.07		Failure of Isaccea (RO) - Orlovka (UA)	stop of the flow in the station	7	Beginning of February	7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✔	✔	✔	✔	✔
S.08		Supply failure from Algeria	Stop of supply sources of Algerian origin (pipeline and LNG)	30	Beginning of February	1-in-20 30-day peak demand	Beginning of February	BAU average of past 3 years	✔	✔	✘	✔	✔

Legend

- ✘ Not available
- ⚠ With limitations
- ✔ Always available

г) В каква степен са взети пред вид сценариите изготвени от Европейската мрежа на операторите на преносни системи на газ (ЕМОПС-газ).

Резултатите са базирани на проведеният през 2014 г. „стрес-тест“ за да се прецени способността на европейската газова система да се справи със сериозно нарушаване на доставките на газ за ЕС от Русия и влиянието им върху системата за снабдяване на страните в групите „Украйна“ и „Транс-Балкан“.

От предложените 8 основни рискови сценарии на ЕМОПС - газ, (заедно с под сценариите за 7, 14 и 30 ден - 12), шест са взети пред вид, поради очакваното ограничение или прекратяване на доставките на природен газ с евентуалното нарушаване интересите на защитените клиенти и последващо социално - икономическото въздействие, върху топлофикациите, производството на електроенергия и др.

Най-тежък рисков сценарий се очертава **сценарий S.03 (a,b,)** - Прекъсване на доставките от Русия за Европейския съюз със спиране на потока от всички свързани с Русия коридори за 14 и за 30 денонощия.

Отчетени са и рискови сценарии **S.01 (b,c)**- с прекъсване на украинския коридор за 14 и 30 дни, сценарий **S.02 (b)**- с прекъсване на украинския коридор за 7-14 дни поради екстремно застудяване и **S. 07** с прекъсване на украинския коридор Исакча (RU)/Орловка (UA) за 7 денонощия.

Във връзка с въвеждането в експлоатация на новите интерконекторни връзки между България и Турция (Странджа2/ Малкочлар) и между България и Румъния („Русе -Гюргево“) и спране на доставките на руски газ през входни точки Кардам 1,2, и 3 предстои провеждане на нов „стрес-тест“ на газовата система за определяне на най-тежките варианти съответстващи на новоизградената газова инфраструктура.

4. Анализ и оценка на риска

От всичките идентифицирани 39 вида различни специфични рискове, в анализа 20 от рисковите фактори са с много ниско ниво на опасност и вероятността за появата им е рядка (1), а 19, са с ниско ниво на опасност и вероятност за поява (2). Няма идентифициран риск оценен с вероятност за поява (3), който да може самостоятелно да предизвика внезапно спиране на доставките. Определено влияние върху сигурността на доставките обаче оказва групата от 19 рискове, оценени с вероятност напоява (2), а именно:

1. Най-съществена от всичките 5 групи рискове се очертава групата от Технологичните рискове. От всичките 15 риска 7 са с вероятност от възникване 2. Всички те имат предимно национално значение и са в сферата на отговорност на Оператора и националните власти защото засягат предимно отделни елементи от системата и влиянието им обикновено има регионален характер.

2. Търговски /пазарен/финансов риск. От идентифицирани 6 риска, 3 са оценени с вероятност от възникване 2, т.е. 50 %, а 3 са с много малка вероятност от възникване. За тази група рискове е характерно, че обикновено засягат цялата верига на дооставките и могат да имат проявление извън границата на националния оператор. В плановете следва да се планират задачи които да предпазят системата от вредното им въздействие.

3. Групата на политическите рискове са свързани с прекъсване на доставките на газ в трети страни поради различни политически причини или поради възникнали политически вълнения (усложнена политическа обстановка в страната на добива и в транзитните страни от региона). От идентифицираните 4 рискове три са с вероятност от възникване 2 т.е. 75%.

Характерното за тези рискове е, че имат предимно външен и не зависим от страната ни характер. Засягат не само отделни страни но може да повлияят на доставките в повече от една рискова група. Влиянието на тези рискове е отчетено в различните сценарии предложени от тестовите по модела GEMLOW.

С Решение № 847 от 22.11.2018 г. на Министерски съвет и с Решение от 28.11.2018г. на Народното събрание (обнародвано в ДВ бр. 101/7.12.2018 г.) е прието „Изменение и допълнение на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. за надеждна, ефективна и по-чиста енергетика“. В изпълнение на стратегията са предприети необходимите действия за реализацията на проекта за разширение на газопреносната мрежа на България. Инициирани са законови промени с цел установяване през 2019 на организиран борсов пазар на природен газ. За осигуряване на необходимата пазарна среда „Булгартрансгаз“ учреди компанията „Газов Хъб Балкан“-ЕАД. Платформата стартира на 09.12.2019г. Създаването на борсов пазар на природен газ в България допринася за пълна диверсификация на източниците на природен газ, пълна либерализация на пазара, реална конкуренция в сектора и повишава сигурността на доставките.

През 2019 г. стартира строителството на Междусистемната газова връзка „Гърция–България“. Чрез нея ще се осъществява пренос на природен газ между двете държави, чрез свързване на националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД с газопреносната мрежа на DESFA S.A. и с газопровода TAP. Завършването на строителството и въвеждането в експлоатация на интерконектора ще е през 2021 г.

България се включи в изграждането на нов LNG терминал Александропулус в Егейско море, като проект от „общ интерес“ в Четвъртият списък. Предвидено е 20% участие на „Булгартранс газ“ в проектната компания. С решение на МС N 6/08.01.2020г. е потвърдено придобиването на 20% от акционерния капитал на „Gastrade“S.A. Проектът ще е в синергия с IGB и TAP. Ще позволи доставка от страни производители на втечен природен газ като Алжир, Катар, САЩ и др. Очаква се да бъде въведен в търговска експлоатация през 2022г.

През м. юни 2019 г. чрез терминала за втечен природен газ в Ревитуса, Гърция, през Кулата/Сидирокастро, след повишаване на капацитета в посока Гърция-България до 4.4 MSm³/d бяха доставени 300 млн. m³ природен газ за България.

5. Заключение

Крайният резултат от Националната оценка на риска за доставките на природен газ в България показва, че не са констатирани рискове водещи директно до значителни, тежки или катастрофални последици произтичащи от прекъсване на доставките на територията на България, но при определени обстоятелства е възможно тяхното възникване. Основната част от рисковете по степен на вероятност и разрушителност са с ниска вероятност за случване и с малка разрушителна способност. Тяхното въздействие остава в рамките на отделни елементи на газовата инфраструктура. При възникването си те няма да засегнат съществено доставките за другите държави от рисковата група и защитените клиенти. Въпреки това за успешното намаляване на вредните последици от тяхното евентуално появяване в Плана за действие при извънредни ситуации и Превантивният план следва да се заложат съгласувани мерки за противодействие. Към настоящия момент най - високи и постоянни сред всички рискове за системата на доставките остават **политическите рискове и рисковете свързани с възникване на пандемия в международен мащаб**. Поради неограничеността на рисковете по географски район, е възможно да доведат до прекъсване на газа за трети страни по различни причини. Тази група обхваща около една четвърт от всички оценявани рискове и вероятността да настъпят се оценява на степен на **въздействие 2**. При възникване на тези рискове може да бъдат прекъснати доставките на газ за България за повече от една седмица, което ще постави в затруднено положение основните услуги и защитените клиенти.

Анализите показват, че чрез новата входна точка на българо-турската граница IP „Странджа-2/Малкочлар“, открита в края на 2019 г. съществуващата стандартна инфраструктура и доставка отговарят на изискванията в необходимата степен. Чрез използването на формулата „N-1 на регионално ниво“ беше доказано, че техническият капацитет на газовите инфраструктури е достатъчен за задоволяване на общото търсене на газ от участващите държави в случай на прекъсване на единствената най-голяма газова инфраструктура.

С реализацията на проекти за нова газова инфраструктура, считано от 01.01.2020 г. България изпълни стандарта за инфраструктура според формулата N-1 на национално ниво.

За намаляване на последиците от посочените рискове същите следва да бъдат включени в Превантивния план за действие и в Плана за действие при извънредни ситуации и да се обвържат с изпълнение на мерките, с които се гарантира сигурността на доставките на газ и които се съдържат в плановете и са ясно определени, прозрачни, пропорционални, недискриминационни и проверими, не нарушават ненужно конкуренцията или ефективното функциониране на вътрешния пазар на газ и не излагат на опасност сигурността на доставките на газ на други държави членки или на Съюза.