

ПРЕВАНТИВЕН ПЛАН ЗА ДЕЙСТВИЕ

Настоящият план е изготвен на основание чл. 72 а, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката и съгласно изискванията на член 5, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и Съвета от 20 октомври 2010 г. относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета (Регламента).

Държавната политика в енергетиката се осъществява чрез Народното събрание и Министерския съвет. Народното събрание приема Енергийна стратегия на Република България по предложение на Министерския съвет, с която се определят основните цели, етапи, средства и методи за развитие на енергетиката. Министерският съвет ръководи енергетиката на страната в съответствие с приетата от Народното събрание Енергийна стратегия. На 01 юни 2011 г. Народното събрание прие „Енергийна стратегия на Република България до 2020 г.“, с основни приоритети: гарантиране сигурността на доставките на енергия, достигане на целите за възобновяема енергия, повишаване на енергийната ефективност, развитие на конкурентен енергиен пазар и политика насочена към осигуряване на енергийните нужди и защита на интересите на потребителите. Основна цел на стратегията е постигане на високотехнологична, сигурна и надеждна енергийна система, използваща съвременни информационни технологии, която да отговаря на европейските критерии, като същевременно използва максимално наличния ресурс в България и защитава в най-висока степен българските потребители.

1. ОСНОВНИ ИНСТИТУЦИИ

- **Министерството на енергетиката** е държавната институция, която провежда енергийната политика на страната. Министърът на енергетиката е компетентният орган по въпросите за сигурността на доставките на природен газ по смисъла на Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета (ОВ, L 295/1 от 12 ноември 2010 г.). Министърът разработва и предлага на МС стратегическите насоки и програми за развитие на сектора. Той осъществява и функциите на собственик по отношение на енергийните дружества – държавна собственост; приема краткосрочни, средносрочни и дългосрочни общи прогнозни енергийни баланси на страната в съответствие с приетата стратегия; внася за утвърждаване от Министерския съвет списък на стратегическите обекти от национално значение в енергетиката, в т. ч. и тези, добиващи местни твърди горива; определя със заповед задължителни показатели за степента на надеждност на снабдяването с електрическа енергия, както и мерки за покриването им и др. (<http://www.me.government.bg>)

- **Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР)** е независим специализиран държавен орган, отговорен за регулирането на дейностите в енергетиката и във водоснабдителните и канализационните услуги. Комисията е създадена през 1999 г. под наименованието Държавна комисия за енергийно регулиране. 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. (<http://www.dker.bg>)

- **Агенцията за ядрено регулиране** (АЯР) осъществява държавното регулиране по отношение на безопасното използване на ядрената енергия и йонизиращите лъчения и на безопасното управление на радиоактивните отпадъци и отработеното гориво. АЯР е независим специализиран орган на изпълнителната власт, създаден през 2002 г., като правопреемник на съществувалия дотогава Комитет за използване на атомната енергия за мирни цели. (<http://www.bnsa.bas.bg>)

- **Агенцията за устойчиво енергийно развитие** (АУЕР) е юридическо лице на бюджетна издръжка, със статут на изпълнителна агенция към министъра на енергетиката, създадена през 2002 г., като Агенция за енергийна ефективност. Функциите ѝ са свързани с разработване на програми и проекти за повишаване на енергийната ефективност и използването на възобновяеми енергийни източници, осигуряване на средства за тяхното съфинансиране и изпълнението им. (<http://www.seea.government.bg>)

2. ОСНОВНИ ЕНЕРГИЙНИ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА СТРАНАТА

Резултати за 2015 година*

* По данни на „Констативен гориво-енергиен баланс на страната за 2015 г.“, изготвен в Министерство на енергетиката

2.1. Добив на природен газ в страната

Общият местен добив на природен газ в страната през 2015 г. възлиза на 84,743 млн. м³, както следва:

- „Проучване и добив на нефт и газ“ АД – 9,274 млн. м³;
- Petroceltic – 75,469 млн. м³.

Добивът на природен газ през 2015 г. е с 53,2% по-малко от този през 2014 г. За сравнение, през 2014 г. той е бил 181 млн. м³.

2.2 Внос на природен газ

Общият внос на природен газ за България през 2015 г. е с 10.4% повече от реализирания внос през 2014 г. Към настоящия момент вносът се осъществява по договори с единствения за страната ни доставчик ООО „Газпром экспорт“.

За 2015 г. общият внос на природен газ, по данни от „Констативния гориво-енергиен баланс на страната за 2015 г.“, изготвен в Министерство на енергетиката, възлиза на 3 008 млн. м³, в т.ч.:

- 2 595 млн. м³, са по договор с „Булгаргаз“ ЕАД, / от които по договор за страната - 2 558 млн. м³ и 37 млн. м³ за Югозападна България/;
- 261 млн. м³ по договор между ООО „Газпром экспорт “ и „Овергаз Инк.“;
- 152 млн. м³ горивен газ за преносната мрежа за трети страни.

2.3 Съхранение на природен газ

Дейността „Съхранение на природен газ“ се извършва в единственото на територията на страната подземно газово хранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“), собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. ПГХ „Чирен“ представлява сложен комплекс от подземни и надземни съоръжения - експлоатационни сондажи, събирателни газопроводи (шлейфи) към тях, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW, съоръжения за подготовка, обработка, контрол и измерване на газа, както и други прилежащи съоръжения. Технологичният процес, свързан с извършването на услугата „съхранение на природен газ“, е сезонен (цикличен) и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/в подземното газово хранилище.

През 2015 г. в подземното газово хранилище „Чирен“ са нагнетени 295 млн. м³ природен газ. Добитото количество за същия период е 291 млн. м³. Задължителните количества буферен газ са константна величина и възлизат на 750 млн. м³.

Добити и нагнетени количества природен газ през 2015 г. и 2014 г., млн. м³				
	Добити 2015 г.	Добити 2014 г.	Нагнетени 2015 г.	Нагнетени 2014 г.
Общо	291	273	295	294

2.4 Потребление на природен газ в страната

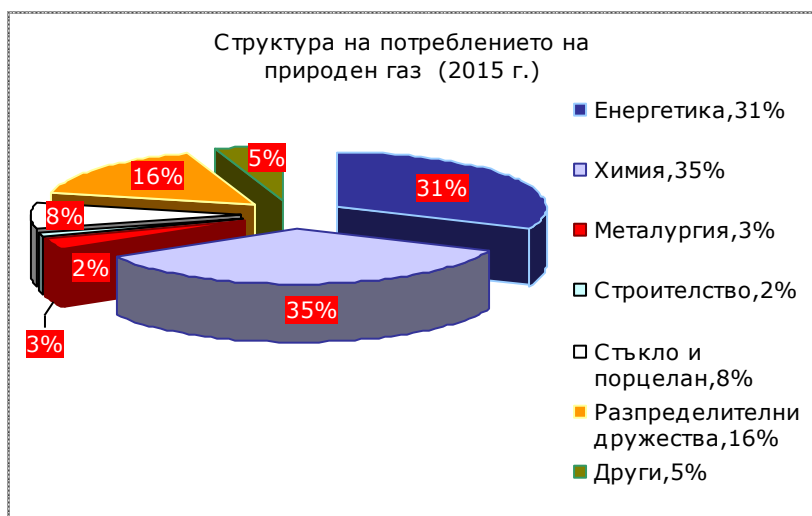
Общото потребление на природен газ в страната през 2015 г. е в размер на 2 916 млн. м³, което е с 10.7% повече от това през 2014 г.

Потребление на природен газ в секторите от икономиката на страната, в млн.м³/по данни на Констативния гориво-енергиен баланс на страната за 2015 г., разработен в МЕ/

№	Отрасъл	2015 г.	2014 г.	Изменение в %
1	Енергетика	911	942	-3%
2	Химия	1 012	722	+40%
3	Металургия	90	87	+4%
4	Строителни материали	44	43	+1%
5	Стъкло и порцелан	229	195	+17%
6	Разпределителни дружества	452	443	+2%
7	Други	155	179	-14%
	Общо-в секторите от икономиката	2 892	2 614	+11%
	Общо за страната**	2 916	2 635	+11%

** Включено е потреблението в секторите от икономиката на страната, технологичните разходи и собствените нужди

Структурата на потреблението в процентно отношение за 2015 г. е както следва:



Очакваното потребление от по-големите консуматори в страната, в периода 2016 – 2020 г. е както следва:

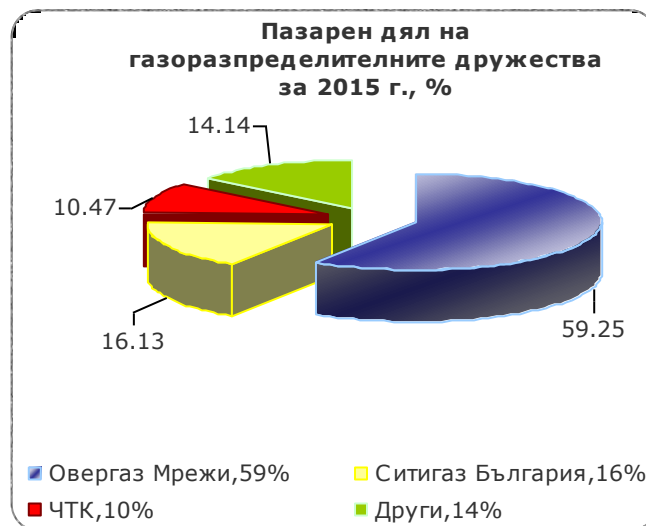
/ млн. куб.м /

Година / Сектори	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление	3 100	3 300	3 500	3 700	3 800
- Енергетика	1 000	1 080	1 100	1 110	1 130
- Промисленост	1 537	1 550	1 681	1 856	1 900
- Разпределителни дружества	463	491	519	524	540
- Други, в т.ч. обществени, административни, здравни, социални и др.	100	179	200	210	230

2.5 Разпределение на природен газ от газоразпределителните дружества

През 2015 г. газоразпределителните дружества са разпределили на територията на страната 441 млн. м³ природен газ. Това количество е **с 2% повече от реализацията през 2014 г.**

Газоразпределителните дружествата с най-голям пазарен дял в страната са „Овергаз Мрежи“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и „Черноморска технологична компания“ АД. Тяхното процентно разпределение е показано в графичен вид:



Консумацията на природен газ от битовите клиенти и за 2015 г. продължава да е много ниска, което обуславя и ниския 3% дял на битовата газификация в страната.

2.6 Пренос на природен газ през територията на страната за трети страни

За отчетната 2015 г. през територията на страната за трети страни са пренесени 13 505 млн. м³ природен газ, което е с 8.8% по-малко от пренесените количества през 2014 г. В разпределението на транзитирания природен газ по направления се наблюдава намаление на дела на транзитирания природен газ по направление Турция, като спрямо общите количества за 2014 г. делът му е 87,31%, а за 2015 г. намалява на 84.31%. Увеличение бележи делът на транзитираните количества по другите две направления: в посока Гърция – 14,68% от общо транзитирания газ за 2015 г. при 11,78% за 2014 г. и в посока Македония - 1.01% от общо транзитирания газ за 2015 г. при 0.91% за 2014 г.

3. ОСНОВНИ УЧАСТНИЦИ НА ПАЗАРА НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА

- **„Булгаргаз“ ЕАД** - обществен доставчик на природен газ в България, отговорен за осигуряването на доставката на природен газ при цени и условия, одобрени от КЕВР;
- **„Булгартрансгаз“ ЕАД** - комбиниран оператор, отговорен за осъществяване на дейностите пренос и съхранение на природен газ;
- **Газоразпределителни дружества** – извършват дейност „разпределение на природен газ“ и дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като доставят природен газ до потребители, присъединени към техните мрежи. Тяхно задължение е изграждането и развитието на газоразпределителните мрежи, в съответствие с одобрени от КЕВР дългосрочни бизнес планове и условия;

Към края на 2015 г. за територията на България са лицензирани 25 компании за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. Те обслужват 5 газоразпределителни региона (Дунав, Запад, Тракия, Мизия, Добруджа) и 80 общини извън тези региони.

- **Търговци на природен газ** - сключват сделки за доставка на природен газ с обществения доставчик, крайни снабдители, клиенти, други търговци на природен газ,

добивни предприятия, оператори на съоръжения за съхранение на природен газ и с оператори на газопреносни и газоразпределителни мрежи.

3.1 „Булгаргаз“ ЕАД

„Булгаргаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество от структурата на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, регистрирано в съответствие с Търговския закон, със седалище и адрес на управление в Република България. Дружеството е единствен за територията на Република България Обществен доставчик на природен газ.

С Решение на ДКЕВР № Р-046 от 29.11.2006 г., на „Булгаргаз“ ЕАД е издадена лицензия за обществена доставка на природен газ за територията на Република България № Л-214-14/29.11.2006 г., за срок от 35 години.

В едноличния собственик на капитала на „Булгаргаз“ ЕАД – „Български енергиен холдинг“ ЕАД, държавата притежава 100% от регистрирания капитал.

Комисията за енергийно и водно регулиране контролира съответствието на извършваната лицензионна дейност с условията по издадената лицензия.

Цените за продажба на природен газ се утвърждават за всяко следващо тримесечие на текуща година от КЕВР със съответни решения за конкретното тримесечие:

1. Пределна продажна цена на природния газ от Обществения доставчик на клиенти, присъединени към преносната мрежа:

За III-то тримесечие на 2016 г. - 281.08 лв./1000 м³ (30.21 лв./MWh)

Забележка: В цената не са включени акциз и данък върху добавената стойност.

2. Пределна продажна цена на природния газ от Обществения доставчик на клиенти, присъединени към мрежи ниско налягане собственост на преносния оператор:

за III-то тримесечие на 2016 г. 288.80 лв./1000 м³ (31.04 лв./MWh)

Забележка: В цената не са включени акциз и данък върху добавената стойност

Цените се прилагат за всички клиенти в страната, присъединени към съответните изходни точки и изходни пунктове на газопреносната мрежа в България и газопреносната мрежа за транзитен пренос за клиенти на Югозападна България.

Дейността на дружеството се влияе от бизнес средата, в която то функционира, а техническите и финансови резултати са в пряка зависимост от състоянието и тенденциите на пазара на природен газ в България.

Цени за доставка на природен газ и реализацията му на вътрешния пазар. Сравнение на среднопретеглените цени за доставка и продажба на природен газ за 2015 г. и 2014 г.

Период	Среднопретеглена доставна цена до вход на газопреносна система BGN/1000 м ³	Среднопретеглена продажна цена с включена такса пренос BGN/1000 м ³	Изменение	
			в лева	в %
2015 г.	475.18	511.44	36.26	7.63%
2014 г.	584.77	611.03	26.26	4.49%

Информацията, представена в таблицата по-горе показва, че през 2014 г. и 2015 г. е налице положителна разлика между среднопретеглена продажна цена и среднопретеглена доставна цена на природния газ. В среднопретеглена продажна цена влиза и такса пренос, в размер на 19.73 лв., която не е предмет на лицензията на дружеството.

Ако бъде отчетено влиянието на такса пренос в продажната цена, среднопретеглената продажна цена би следвало да бъде:

Период	Среднопретеглена доставна цена до вход на газопреносна система BGN/1000 м ³	Среднопретеглена продажна цена без включена такса пренос BGN/1000 м ³	Изменение	
			в лева	в %
2015 г.	475.18	491.71	16.53	3.48%
2014 г.	584.77	591.30	6.53	1.12%

„Булгаргаз“ ЕАД е единствения лицензиант на дейността „обществена доставка на природен газ на територията на Република България“. По силата на издадената лицензия и вменените от Закона за енергетиката задължения, дружеството има за свое основно задължение гарантиране интересите на обществото, чрез дългосрочното осигуряване на непрекъснати доставки на природен газ на територията на страната.

Липсата на алтернативен източник на доставки, поставя „Булгаргаз“ ЕАД в пряка зависимост от условията на действащия договор с ООО „Газпром экспорт“. Дружеството е в процес на преговори за диверсификация на доставките през интерконектора с Гърция, по връзката с Румъния, както и на виртуални доставки от други търговци на вход на мрежите.

3.2 „Булгартрансгаз“ ЕАД

„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на газопреносната инфраструктура и на единственото подземно газохранилище на територията на страната. „Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за осъществяване на дейността „пренос на природен газ“ по газопреносна мрежа за транзитен пренос, лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006 г. за осъществяване на дейността „пренос на природен газ“ по националната газопреносна мрежа и лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за осъществяване на дейността „съхранение на природен газ“. Комисията за енергийно и водно регулиране контролира съответствието на извършваните лицензионни дейности с условията на издадените лицензии.

Цените за пренос и съхранение на природен газ са утвърдени от ДКЕВР с решение № Ц-001 от 10.02.2005 г., в сила от 01.03.2005 г.:

- Цена за пренос на природен газ по газопреносните мрежи до изходни точки на територията на страната – 19.73 лв./ 1000 м³, без ДДС. Тарифата за пренос е еднокомпонентна – еднаква за цялата територия на страната и независеща от разстоянието и от това на кои входни и изходни точки се подава или изтегля газа;
- Цена за съхранение на природен газ – 2.49 лв./ 1000 м³/ месец, без ДДС.
 - Във връзка със Споразумение за междусистемно свързване, сключено с DESFA S.A. за точката IP Кулата / Сидирокастро, считано от 01 юли 2016 г., с решение № С-20 от 30.06.2016 г. от КЕВР са одобрени следните цени за прекъсваеми услуги, предлагани по газопреносната мрежа за транзитен пренос:
 - Цена за услуга „прекъсваем пренос в права посока“ – 15,78 лв./1000 м³
 - Цена за услугата „реверсивен пренос на търговска база“ – 9,87 лв./1000 м³

Цените се прилагат на съществуващите точки на свързване на газопреносната мрежа за транзитен пренос с газопреносни мрежи на съседни оператори от държави членки на ЕС, като са приложими до определяне на цени за достъп и пренос по реда на

Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Дейността на дружеството се влияе от бизнес средата, в която то функционира, а техническите и финансови резултати са в пряка зависимост от състоянието и тенденциите на пазара на природен газ в България и страните от Балканския регион, за които транзитира – Турция, Гърция и Македония.

В качеството си на оператор на газопреносна мрежа, „Булгартрансгаз“ ЕАД чрез Главно диспечерско управление осигурява единно управление и надеждно функциониране на преноса на природен газ по газотранспортната система и неговото отчитане при спазване изискванията за качество.

Доставката на природен газ до потребители на територията на Република България се осъществява основно по националната газопреносна мрежа. Тя притежава достатъчен капацитет за задоволяване на настоящото потребление на природен газ. Към момента в годишен аспект се използва около 44% от максималния технически капацитет на системата. Природният газ, който се пренася по националната газопреносна мрежа, се осигурява от внос от Русия (приблизително 97%) и местен добив (приблизително 3%).

„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на пръстеновидната газопреносна система и отклонения високо налягане за пренос на природен газ до големите потребители и газоразпределителните компании в страната. Преносната система включва:

- **Газопреносна мрежа за потребители в Република България** (технически капацитет около 7,4 млрд. м³/год. с коефициент на натоварване 0,9);
 - Газопроводи и отклонения високо налягане – 1 835 км;
 - Три компресорни станции с обща мощност 58 МВт;
 - 115 автоматични газорегулиращи станции (АГРС), газорегулиращи станции (ГРС) и газоизмервателни станции (ГИС) с 240 пункта за доставка на природен газ, а така също и 8 бр. АГРС и ГИС за доставка на газ до българския пазар в райони на Югозападна България.
- **Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ** (технически капацитет ~ 17,8 млрд. м³/год.)
 - Магистрални газопроводи с обща дължина – 930 км и максимален капацитет към:
 - ✓ Турция ~ 14 млрд. м³/год.
 - ✓ Гърция ~ 3 млрд. м³/год.
 - ✓ Македония ~ 0.8 млрд. м³/год.
 - Шест компресорни станции с обща мощност 225 МВт;
- **ПГХ „Чирен“** с една компресорна станция с мощност 10 МВт

От 01.01.2013 г. е осигурен капацитет за обратен поток на точката на междусистемно свързване с Гърция (IP Кулата/Сидирокастро), съгласно изискванията на чл. 6 и чл. 7 от Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и Съвета от 20 октомври 2010 г. относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ. Капацитетът в посока България е до 3 млн.м³/д, от които 1 млн.м³/д твърд и 2 млн.м³/д прекъсваем.

От 01.07.2016 г., след сключване на Споразумение за междусистемно свързване с DESFA S.A. е осигурено предлагането на услуги по пренос и в обратната посока на IP Кулата/Сидирокастро. Считано от 01.07.2016 г. има сключени договори за пренос в обратна посока (виртуален пренос, backhaul) с нов ползвател на мрежите.

4. МЕТОДОЛОГИЯ ЗА ОЦЕНКА НА РИСКА

Използваната методика за оценка на риска се основа на последователен анализ на следните елементи:

Оценка на ситуацията Описание на системата Установяване на критериите за оценка на риска	Идентифициране на рисковете Източник Продължителност	Анализ на рисковете Възможни сценарии и последствия	Оценка на рисковете Мерки за смекчаване на риска
--	--	--	---

Целта е да бъде адекватно представена ситуацията в България, като се отчетат специфичните особености, свързани с използването на природен газ в страната, както и да се вземат предвид очакваните съществени промени, свързани с реализацията на различни инфраструктурни проекти, които ще допринесат за изменение на търсенето и предлагането на природен газ в средносрочен и дългосрочен план, а оттам и на свързаните с това рискове за гарантиране сигурността на доставките в страната. **Съгласно Прогнозния гориво-енергиен баланс на Република България за периода до 2030 г., с хоризонт до 2050 г., са разгледани 2 сценария: основен - това е базисният вариант съгласно приетата на 01.06.2011 г. „Енергийна стратегия на Р. България до 2020 г.“ и целеви сценарий, на база 50% - но понижаване на енергийната интензивност на БВП през 2020 г. в сравнение с 2005 г.**

5. МЕРКИ, ОБЕМИ, КАПАЦИТЕТИ И ВРЕМЕ, НЕОБХОДИМО ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА СТАНДАРТИТЕ ЗА ИНФРАСТРУКТУРАТА И ДОСТАВКИТЕ НА ГАЗ

5.1 Мерки за изпълнение стандарт за инфраструктура (N-1)

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

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

Разработени са два основни сценария за изпълнението на стандарта за инфраструктура – **базов** (съществуваща и предстояща да бъде въведена в експлоатация до 01.01.2015 г. инфраструктура), както и базова оценка за очакваните нива на местен добив (на база на капацитета на действащите находища към 2015 г.) и **целеви** (изграждане и пускане в експлоатация на проектите от общ интерес, съгласно Регламент № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура), както и оптимистична оценка за очакваните нива на местен добив (на база на издадени разрешения и концесии за проучване и добив).

Формулата за изпълнение на стандарта за инфраструктура, е както следва:

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

Където:

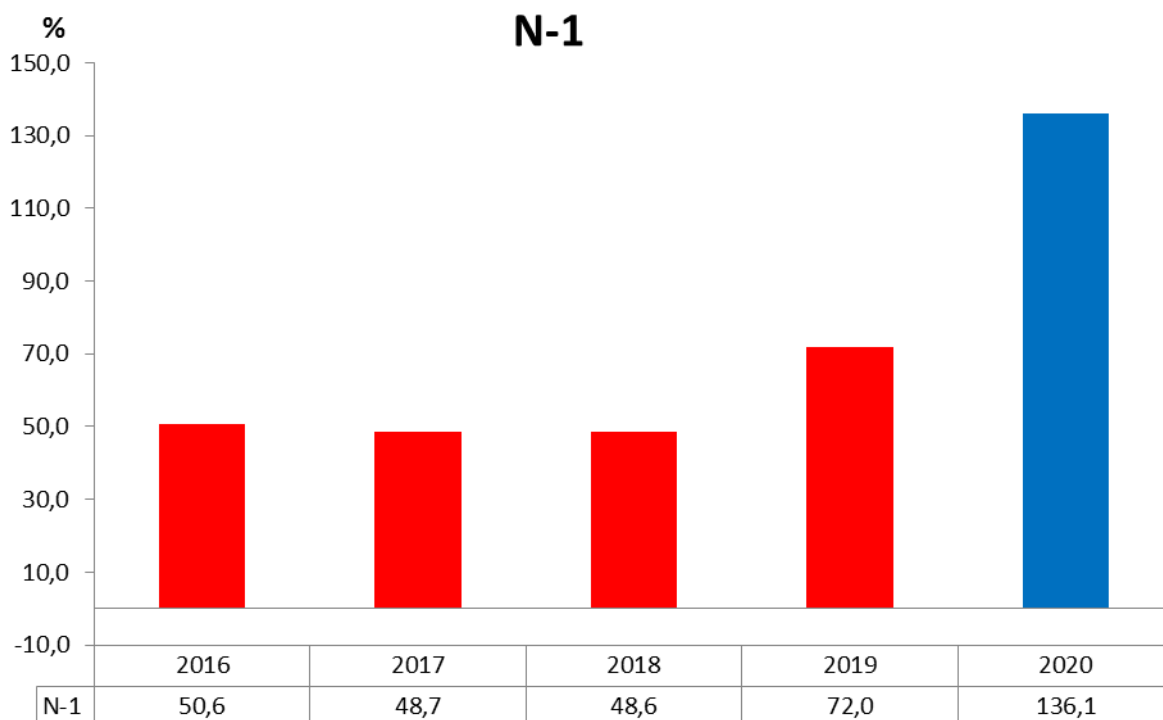
EP₁	Технически капацитет на ГИС „Негру вода“ 1, млн.м ³ /д
EP₂	Технически капацитет за внос по интерконектор България-Сърбия, млн.м ³ /д
EP₃	Технически капацитет за трансфер от Газопреносната мрежа за транзитен пренос - ГИС Ихтиман/ ГИС Лозенец, в т.ч. от Кулата/Сидирокастро, млн.м ³ /д
EP₄	Технически капацитет за внос по интерконектор Турция-България, млн.м ³ /д
EP₅	Технически капацитет за внос по интерконектор България-Румъния, млн.м ³ /д
EP₆	Технически капацитет за внос по интерконектор Гърция-България, млн.м ³ /д
S_{max}	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможно, млн.м ³ /д
P_{max}	Национално производство на газ – максимален възможен добив, млн.м ³ /д
D_{max}	Национално потребление - пиково потребление, млн.м ³ /д
I_{max}= EP₁	Най-голямата единична газова инфраструктура – ГИС “Негру вода” 1, млн.м ³ /д

Резултатите от формулата N-1 за базовия сценарий за следващите 5 години, са следните:

Година	P _{max}	S _{max}	EP ₂	EP ₃	EP ₄	EP ₅	EP ₆	D _{max} *	EP ₁ =I _{max}	N-1
2016	0,17	5,0	0,0	3,08	0,0	1,37	0,0	19,0	20,27	50,6
2017	0,78	5,0	0,0	3,08	0,0	1,37	0,0	21,0	20,27	48,7
2018	1,04	5,0	0,0	3,08	0,0	1,37	0,0	21,6	20,27	48,6

2019	1,30	5,0	0,0	6,00	0,0	4,10	0,0	22,8	20,27	72,0
2020	1,83	10,0	0,0	6,00	0,0	4,10	9,1	22,8	20,27	136,1

*Пиково национално потребление, съгласно Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014-2023 г.



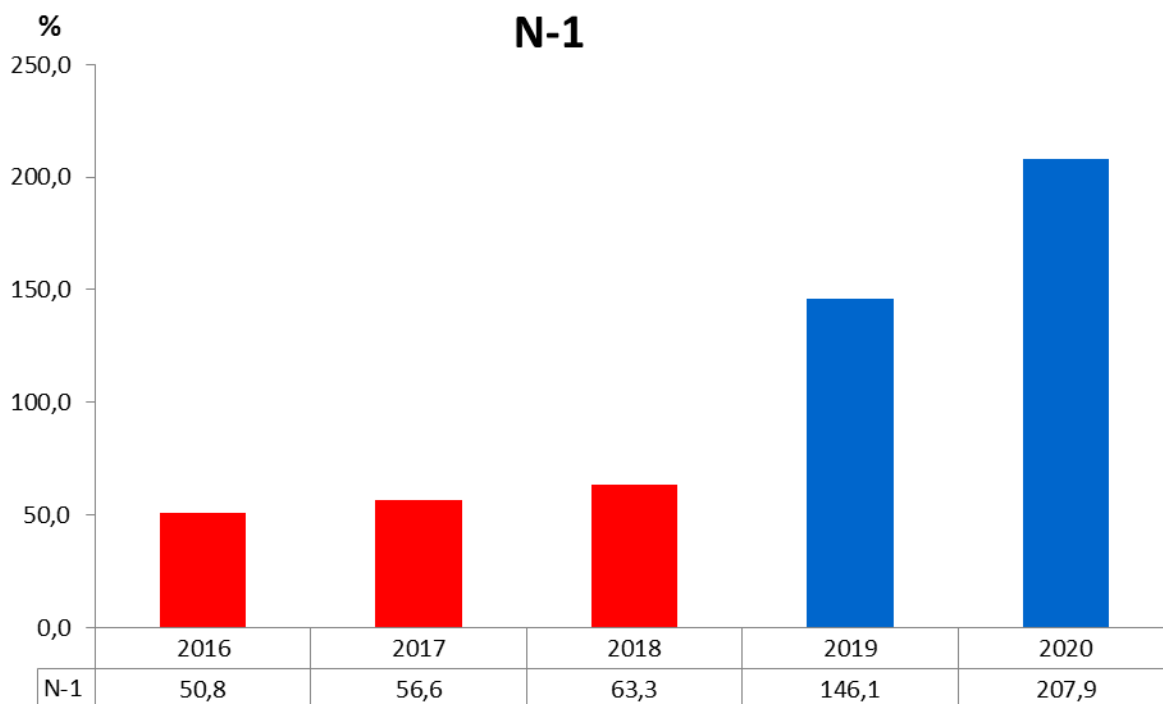
Резултатите от формулата N-1 за целевия сценарий за следващите 5 години, са следните:

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5**	EP6	Dmax*	EP1=I max	N-1
2016	0,17	5,0	0,0	3,08	0,0	1,4	0,0	19,0	20,27	50,8
2017	2,4	5,0	0,0	3,08	0,0	1,4	0,0	21,0	20,27	56,6
2018	4,2	5,0	0,0	3,08	0,0	1,4	0,0	21,6	20,27	63,3

2019	4,2	5,0	4,9	6,00	0,0	4,1	9,1	22,8	20,27	146,1
2020	4,2	10,0	4,9	6,00	9,1	4,1	9,1	22,8	20,27	207,9

*Пиково национално потребление, съгласно Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014-2023 г.

** Капацитетът е при осигуряване на необходимите технически условия на територията на Румъния



Изчисленията по формулата **N-1** за стандарта за инфраструктура при базовия сценарий илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не е в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на общото търсене на природен газ на територията на Република България за един ден на изключително голямо търсене на природен газ.

Същевременно, при реализация на проектите от общ интерес, България ще изпълни стандарта за инфраструктура с потенциална възможност до края на 2018 г.

Евентуално прекъсване на доставките би могло да бъде компенсирано до известна степен от подходящи мерки за намаляване на потреблението на природен газ.

С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта:

- модернизирание на националната газопреносна инфраструктура;
- модернизация на компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати;
- проекти за изграждане на междусистемни газови връзки.

Производството на топлинна енергия в повечето случаи е съпроводено с производство и на електрическа енергия в рамките на функциониращите Ко-

генерационни инсталации. Съгласно Наредба № 11 от 10.06.2004 г. за резерви от горива, когато основното гориво на топлоелектрическата централа е природен газ, енергийният производител набира и поддържа резерв от течно гориво в количества, с които да осигури работата на централата за съответния прогнозен и/или договорен режим, включително и за собствени нужди на централата, в продължение на 5 денонощия. Това правило не се прилага за производители на електрическа и топлинна енергия по комбиниран начин, използващи газови турбини и/или бутални газови двигатели. Теплофикационните електроцентрали работещи на твърдо гориво и отоплителни котелни централи, работещи на природен газ са задължени да поддържат резерви от алтернативно гориво (мазут) за гарантиране производството на топлинна енергия при кризисни ситуации. Технологичните изисквания, както и кризата от 2009 г. показват, че в подобна ситуация, при налагането на ограничителен режим, теплофикационният сектор е в състояние да обезпечи нормално топлоснабдяване с намалено потребление на природен газ с до 30% (посредством преминаване на резервно гориво) и очакваната месечна консумация да възлезе на приблизително 115 млн. м³. природен газ, което на дневна база представлява около 3,8 млн. м³ природен газ. В някои от инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия има инсталирани водогрейни котли, които са предназначени за работа както с газообразно, така и с течно гориво, което е допълнително подсигуриране на топлоснабдяването при евентуално прекъсване на газовите доставки. В рамките на 5-те дни задължителен резерв съгласно нормативните изисквания, тези дружества биха могли до създадат логистика за доставка на допълнителни количества течно гориво, което да обезпечи енергоснабдяването и след определения 5-дневен период. Трябва да се има предвид, че в изпълнение на изискванията на действащите комплексни разрешителни за големи горивни инсталации, издадени съгласно Закона за опазване на околната среда, теплофикационните дружества могат да използват тежко котелно гориво (мазут) не повече от 10 дни в една календарна година.

5.2 Мерки за изпълнение на стандарт за доставки

Съгласно член 8 от Регламент (ЕС) № 994/2010, предприятията за природен газ следва да предприемат мерки, за да гарантират доставките на газ към защитените клиенти в държавата-членка в следните три случая:

- екстремни температури в продължение на период от седем дни, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години;
- всеки период от най-малко 30 дни на изключително високо търсене на газ, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години;
- за период от най-малко 30 дни в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в средностатистически зимни условия.

Съгласно чл. 2, §1 от Регламент (ЕС) № 994/2010, определяйки понятието за „защитени клиенти“, освен всички битови клиенти, които са свързани към газоразпределителната мрежа, всяка държава членка може да реши дали да включи в обхвата на понятието и следните промишлени потребители:

а. Малки и средни предприятия, свързани към газоразпределителна мрежа, както и важни обществени услуги, при условие, че са свързани с газоразпределителната или газопреносната мрежа и при условие, че всички тези клиенти не са повече от 20% от крайното потребление на газ;

б. Инсталации за централно отопление, доколкото те доставят отопление на битови клиенти и на клиентите, посочени в буква „а“, при условие че тези инсталации не са в състояние да преминат на други горива и са свързани с газопреносната или газоразпределителна мрежа.

Възприетият в Република България подход е да се приемат всички посочени по-горе клиенти за защитени. Клиентите от група „а“ ще се третират като защитени единствено в случай, че общото им потребление е не повече от 20% от крайното потребление (изчислено по последни официални данни на Националния статистически институт на Република България). Оценката за това дали е изпълнено условието ще се извършва от компетентния орган ежегодно, по данни на предприятията за природен газ, извършващи дейност доставка (в т.ч. обществен доставчик) и/или снабдяване с природен газ (в т.ч. крайни снабдители).

Не се очаква съществено повишаване на потреблението на природен газ в страната през следващите години, което да причини срив при прекратяване на доставките на заявените количества за защитените клиенти спрямо ресурсите.

Пиковото ниво на потребление на тази група през зимата 2014/2015 г. е в диапазона 3,1 – 3,3 млн. м³/ден, а средното в типичен зимен ден – 2,2 млн. м³. Капацитетът и количествата в ПГХ „Чирен“ позволяват да се поддържа максимален дневен добив на природен газ в размер на 3,3 млн. куб.м. природен газ за период от седем дни и 2,2 млн. м³/ден за период от 30 дни, което на практика потвърждава наличието на обективна възможност за гарантиране на доставките за защитените клиенти в страната при прекъсване на доставките от Русия от независим местен източник – добив от ПГХ „Чирен“.

Предприятията, които доставят природен газ на клиенти с **неравномерно потребление*, са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на **неравномерността в потреблението* на своите клиенти.

Предприятията, които доставят природен газ на клиенти с **неравномерно потребление*, са длъжни да съхраняват в началото на зимния сезон /добивния период/ в ПГХ-„Чирен“, количества природен газ за компенсиране на сезонната неравномерност, които следва да бъдат в рамките на 10% до 20% от годишните заявки за доставка на тези техни потребители. Предприятията следва да добиват тези количества през зимния сезон /добивния период/ с темпове, компенсиращи **неравномерността* до края на сезона.

Предприятията, доставящи природен газ на клиенти с неравномерно потребление, са длъжни да поддържат в началото на зимния сезон в ПГХ „Чирен“, природен газ – индикативен обем общо 290 млн. м³.

При наличие на предпоставки за възникване на газова криза, предприятията доставящи природен газ на клиенти с неравномерно потребление са длъжни да предприемат мерки за увеличаване на съхраняваните от тях количества, съобразени с възможностите им за доставка и техническите възможности на ПГХ „Чирен“.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е длъжен да осигури капацитет за нагнетяване и съхранение на количествата. В тази връзка операторът определя капацитет за нагнетяване на тези количества по месеци и правила за заявяване и разпределяне на капацитета по предприятия. Капацитетът за нагнетяване на тези количества по месеци и по доставчици се определя от Оператора, който публикува на интернет-страницата си, реда за изпълнение на задълженията от предприятията, доставящи природен газ на клиенти с неравномерно потребление.

Предприятията, доставящи природен газ на клиенти с неравномерно потребление, са длъжни да уведомят компетентния орган и „Булгартрансгаз“ ЕАД за точните количества природен газ, които следва да съхраняват, преди началото на нагнетателния сезон, но не по-късно от 15 март на текущата календарна година. При непредставяне на необходимата

информация от страна на предприятията за природен газ на компетентния орган и на „Булгартрансгаз“ ЕАД в посоченият срок - „Булгартрансгаз“ ЕАД обявява капацитета необходим за нагнетяване и съхранение на тези количества природен газ за свободен.

За целта, до началото на нагнетателния период, но не по-късно от 15 март на текущата календарна година, предприятията доставящи природен газ на клиенти с неравномерно потребление са длъжни да предоставят информация за сключените договори за доставка на газ с клиенти с *неравномерно потребление*.

Сезонната неравномерност на доставките се определя чрез **коэффициент 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 потребление* – предприятията, доставящи природен газ на клиенти с неравномерно потребление, са длъжни да предоставят извадка от договорите си със заличена търговски чувствителната информация. „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя справка на компетентния орган за резервираните капацитети за съхранение и нагнетяване от предприятията, съгласно постъпилата информация.

В случай на неизпълнение на посочените задължения, които водят до застрашаване целостта и безопасната експлоатация на газопреносната система, „Булгартрансгаз“ ЕАД предприема мерки, съгласно разпоредбите на раздел VI от „Правилата за управление и технически правила на газопреносните мрежи“ от 03.09.2013 г., приети от ДКЕВР.

За да се гарантира, че предвидените за добив количества от ПГХ „Чирен“ ще достигнат за предприятията от групата на защитените потребители и за предприятията от индустрията, особено тези, които са с непрекъсваем цикъл на производство и съответно представляват потенциално опасни, технологично промишлени производства, Операторът - „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработил гъвкави **схеми и предварителни разчети за налагане на временно ограничение - ограничителен режим за снабдяването с природен газ**. Дневният добив от подземното газово хранилище е пряко свързан с наличността в него. При по-малка наличност на активен природен газ, възможните обеми за денонощие прогресивно намаляват.

Операторът на газопреносната система „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработил разчети при 7 нива на ограничаване на снабдяването с природен газ по начин, който да позволява, при недостиг на природен газ за всички потребители, поетапно да бъдат ограничавани и/или изключвани определени групи потребители, както следва:

- незащитени с алтернативно гориво;
- незащитени без алтернативно гориво;
- защитени небитови, услуги и домакинствата.

Най-тежките нива на ограничаване предвиждат доставката на природен газ да бъде гарантирана само за защитените потребители и съответно за предприятията с непрекъсваем цикъл на производство, за които е необходимо допълнително технологично време за временно извеждане от експлоатация на производствените мощности, така че да не бъдат допуснати производствени или промишлени аварии, съобразено потенциалните възможности за добив на газ от ПГХ „Чирен“.

Най-тежките нива на ограничение (от 5-то до 7-мо), съгласно разчетите предвиждат доставки само за домакинствата; рафинерията - произвеждаща алтернативното гориво за топлофикациите, топлоснабдяващи домакинства; както и за определени предприятия с непрекъсваем цикъл на производство, за които е необходимо допълнително технологично време за временно извеждане от експлоатация на производствени мощности.

Предварителните схеми и разчети, разработени от Оператора - „Булгартрансгаз“ ЕАД за въвеждане на поетапно ограничаване и поетапно спиране доставките на природен газ за определените групи потребители, **отчитат съответно**, както **сезонността на доставките** / консумацията на природен газ от тези потребители, т.е. летен/зимен режим на работа (респ. лятна/зимна денонощна консумация), така и задължително, **потенциалния риск** от евентуално настъпване на производствена или промишлена авария, при прекъсване доставките на газ, а така също и необходимото **технологично времето за преминаване към алтернативно гориво** за тези потребители (предприятия/производства), които имат предвидена такава технологична възможност и осигуреност с необходимите резерви от алтернативно гориво.

При подготовката на предварителните разчети и схеми за въвеждане на поетапно ограничаване и поетапно спиране доставките на природен газ за определените групи потребители, разработени от Оператора - „Булгартрансгаз“ ЕАД също така са взети предвид историческия опит и възможности за реакция на Оператора, институциите и предприятията през времето на газовата криза за страната в периода от 6 до 21 януари 2009 година.

Мерки за изпълнение стандарта за сигурност на доставките са: проектите за развитие на инфраструктурата в т.ч. изграждане на междусистемни връзки със съседните страни, разширение на капацитета за съхранение, модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ.

➤ **История, вероятност, сезон, честота и продължителност**

Единствена газова криза за периода на съществуване на газопреносната система с прекъсване на доставките на природен газ за Балканския регион, в частност за България, за периода 1974 - 2015 г. е през м. януари 2009 г., с продължителност от 6 до 21 януари 2009 г., поради прекратяване на доставките на руски природен газ през територията на Украйна.

➤ **Вероятни последици от сценариите за оценка на риска**

С цел изчисляване на ориентировъчния размер на щетите за икономиката на България при нова кризисна ситуация с прекъсване на газовите доставки, като тази в началото на 2009 г., е извършен анализ на структурата на потребление на природен газ в страната и възможностите за неговото заместване в известна степен с алтернативни горива.

По отношение на обществения сектор и битовите консуматори на природен газ, практиката показва, че в аварийна ситуация, преминаването към електрическа енергия или твърдо гориво (дърва за огрев) е най-лесно и бързо осъществимо. За обществения сектор може да се приеме, че замяната изцяло с електрическа енергия, би означавала допълнително потребление на над 5.5 млн. кВтч/дневно. По отношение на бита, потреблението ще се замени със значителна консумация на електрическа енергия и дърва за огрев. В този случай, съответно ще се формират допълнителни разходи за тези потребители, които биха възникнали от преминаването към алтернативни горива за битовите и обществени консуматори.

Преобладаващото потребление на природен газ в страната е от индустрията и енергетиката. При положение, че консумацията на газ е реализирана предимно в сектори с непрекъснат производствен цикъл, при които спирането на доставките би довело до аварийни ситуации и сериозни загуби, се допуска, че тези потребители не разполагат с ефективни и икономически обосновани алтернативи за замяна на използваното гориво. Освен това те нямат и законови задължения да натрупват запаси от други горива, т.е. на тези потребители следва да им бъдат гарантирани доставките в рамките на необходимите обеми поне до изисквания се технологичен минимум от природен газ.

Същевременно, следва да се има предвид, че така заложените в анализа количества, добивани от ПГХ „Чирен“, биха били възможни за 90 - 120 дни при максимален обем от 550 млн.м³ първоначално нагнетен природен газ в хранилището.

➤ **Анализ и оценка на риска – мерки за неговото смекчаване**

- Проекти за модернизиране на националната газопреносна инфраструктура;
- Временно прекъсване или ограничаване на производители и потребители на природен газ, ограничителен режим.

Ограничителен режим за снабдяване с природен газ се въвежда в случаите, когато се налага ограничаване или прекъсване на снабдяването за време по-дълго от 48 часа на територията на цялата страна или на част от нея в резултат на:

- непреодолима сила;
- възникване или за предотвратяване на аварии по съоръжения за производство, пренос и разпределение на природен газ;
- дълготраен недостиг на енергийни мощности или енергоносители;
- разпоредителни мерки на държавни органи за състояние на готовност или при военни действия;
- терористични действия.

Компетентен орган за вземане на решения за въвеждане на ограничителен режим за територията на страната е министърът на енергетиката или оправомощен от него заместник-министър. Кметовете определят ограничителния режим на природен газ на територията на общината след съгласуване с министъра на енергетиката.

Въвеждането на ограничителния режим или на ограничителни условия се обявява от министъра на енергетиката, чрез средствата за масово осведомяване.

Операторът на газопреносната мрежа или операторът на съответната разпределителна мрежа могат да разпоредят временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с природен газ без предварително уведомяване на производителите и потребителите:

- При възникване или за предотвратяване на аварии;

- Когато съществува опасност за здравето или живота на хора;
- Когато съществува опасност за целостта на газопреносната система;
- При опасност от нанасяне на значителни материални щети на системата, съответно на мрежата или на потребителите;
- При опасност от наднормени замърсявания на околната среда;
- При ограничаване доставките на природен газ по независещи от преносното предприятие обстоятелства.

Операторите са длъжни предварително да уведомят производителите и потребителите за времето и продължителността на прекъсването или ограничаването при извършване на ремонтни работи, оперативни превключвания, въвеждане в експлоатация на нови съоръжения и други подобни действия, които подлежат на планиране.

Продължителността на прекъсването или ограничението не може да надхвърля 48 часа.

Редът за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ се определя с Наредба № 10 от 09.06.2004г., за реда за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производители и потребители на електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ.

6. Задълженията, наложени на предприятията за природен газ и на национални органи, свързани със сигурността на доставките, включително за безопасна експлоатация на газовата система. Информация относно всички задължения за обществени услуги, свързани със сигурността на доставките на природен газ.

Съгласно Глава шеста „Задължения към обществото“ от Закона за енергетиката, енергийните предприятия са длъжни да извършват дейността си в интерес на обществото и на отделните клиенти и в съответствие с изискванията на този закон и другите нормативни актове, като обезпечават сигурността на снабдяването, включително защита на обектите, представляващи критична инфраструктура в енергетиката, непрекъснатостта и качеството на електрическата и топлинната енергия и природния газ, ефективното използване на горивата и енергията, опазването на околната среда, живота, здравето и собствеността на гражданите (чл. 69 ЗЕ).

Законът дава възможност (чл. 70, ал. 1 ЗЕ) министърът на енергетиката да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, свързани с:

- непрекъснатост на доставките на електрическа и топлинна енергия и природен газ;
- опазването на околната среда - съгласувано с министъра на околната среда и водите, и защитата на обектите, представляващи критична инфраструктура в енергетиката.

Допълнителните задължения се налагат със заповед, която съдържа:

- лицето, на което се налага;
- съдържанието на задължението;
- срока и условията, при които трябва да бъде изпълнено задължението;
- други условия.

Задълженията към обществото е предвидено да бъдат ясно определени, прозрачни, недискриминационни, проверими и да гарантират равни условия на достъп за газовите компании от ЕС до националните потребители.

Законът за енергетиката (чл. 71) предвижда енергийните предприятия за пренос на електрическа и топлинна енергия и природен газ или за разпределение на електрическа енергия и природен газ, които осигуряват услуга от обществен интерес и които имат господстващо положение на пазара по смисъла на Закона за защита на конкуренцията, да се подчиняват на неговите разпоредби, доколкото те не възпрепятстват фактически или юридически изпълнението на задълженията, които са им възложени.

Задълженията към обществото са вменени на енергийните предприятия в издадените им лицензии. Лицензията съдържа специални условия, които включват:

- задължение за ефективно използване на енергията и енергийните ресурси в съответствие с нормите и стандартите, свързани с енергийната ефективност и опазване на околната среда;
- задължение за сключване на застраховки – видове, покрити рискове и размер на застрахователното покритие;
- изисквания към изграждането на енергийния обект, когато лицензията е издадена преди неговото изграждане;
- изисквания за извеждане от експлоатация на енергиен обект.

Енергийните предприятия имат право да предявяват искане до КЕВР за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защита на околната среда и енергийна ефективност.

Съгласно чл. 181, т. 1 ЗЕ, договорите за природен газ се сключват при регулирани цени за услуги от обществен интерес по преноса, разпределението и доставката на природен газ.

Изискването за прозрачност на общите условия на договорите за доставка и пренос на природен газ по разпределителна мрежа, предвидени в ЗЕ, е въведено от чл. 38 а – 38 з, чл. 183 а и 183 б от ЗЕ и Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката.

Изискването потребителите да имат възможност да преминат към нов доставчик е въведено с чл. 180 от ЗЕ и произтича от регулирания достъп до газопреносната и газоразпределителните мрежи за всички потребители.

Регламентирани са и допълнителни мерки за защита на потребителите, предвидени в Директива 2009/72 и Директива 2009/73, приложими в условията на пълна либерализация на енергийните пазари: предвижда се обществените снабдители да изпълняват функциите на крайни снабдители с електроенергия. Крайният снабдител е лицензирано енергийно предприятие, снабдяващо клиенти с електрическа енергия или природен газ, които не са се възползвали от правото си да избират лицето, от което закупуват електрическа енергия или природен газ. Крайните снабдители са натоварени с функцията да снабдяват, при публично оповестени общи условия, обекти на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа в съответната лицензионна територия, когато тези клиенти не са избрали друг доставчик. В тези случаи се запазва регулирането на цените от Комисията за енергийно и водно регулиране.

По този начин е създадена защита за непрекъсваемост на снабдяването за посочените категории потребители, които не са упражнили правото си да изберат доставчика си.

Освен това, поради липсата на пазара на природен газ на фактически предпоставки за формиране на конкурентна среда, КЕВР продължава да регулира и цената, по която общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД продава природен газ на потребителите, присъединени към газопреносната мрежа. С цел предотвратяване злоупотребата с фактическо господстващо положение на пазара на природен газ, при договарянето на цените, Регулатора - КЕВР утвърждава пределни цени, по които

„Булгаргаз“ ЕАД продава природен газ на потребителите, присъединени към мрежите, собственост на комбинирания оператор „Булгартрангаз“ ЕАД. Съгласно чл. 30, ал. 2 от Закона за енергетиката, това регулиране ще продължи до момента, в който КЕВР установи наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия.

Осъществявайки дейността си в интерес на обществото и на отделните потребители, енергийните предприятия обезпечават сигурността на снабдяването, непрекъснатостта и качеството на електрическата и топлинната енергия и природния газ, ефективното използване на горивата и енергията, опазването на околната среда, живота, здравето и собствеността на гражданите, като същевременно имат правото да извършват сделки по свободно договорени цени на нерегулирания пазар.

В духа на разпоредбите на чл. 24, ал. 1, т. 1 и т. 2, съгласно Закона за енергетиката, Регулатора – КЕВР, съблюдава за справедливото разпределение на икономическите последици от либерализирането на пазара между всички страни по сделките с електрическа енергия и природен газ, както и за осигуряване на равни условия за сключване на сделки при свободно договорени цени в сравнение с тези, сключвани с обществения доставчик или крайните снабдители на електрическа енергия и природен газ. По този начин се цели на всички участници на пазара да бъдат гарантирани равни условия, без да се пренебрегват задълженията към обществото от страна на енергийните предприятия.

През 2013 г. на пазара на природен газ се включи втори търговец – дружеството „Овергаз Инк.“ АД, което осъществява внос и същевременно продава газ на газоразпределителни дружества и крайни клиенти, но считано от 01.01.2016 год. и към момента същото е прекратило доставките на природен газ до своите клиенти, които в момента получават необходимите се доставките чрез „Булгаргаз“ ЕАД.

Съгласно съществуващото национално законодателство (Наредба № 11 от 10.06.2004 г. за резерви от горива), централите, използващи за основно гориво природен газ, са задължени да поддържат на площадките си запаси от алтернативно основно гориво (мазут, газьол), с което да продължат производствената си дейност при прекъсване на доставките на природен газ. Размерът на запасите се изчислява по месеци, съгласно утвърдени от министъра на енергетиката нормативи за период от 15 месеца. При пълно прекъсване на доставките на природен газ, запасите от алтернативно гориво са в състояние да осигурят непрекъснатата работа на централите в продължение средно на 5 до 15 денонощия, през което време ще се извършват и необходимите дейности за дългосрочни доставки, при необходимост.

7. ПРЕВАНТИВНИ МЕРКИ

7.1 Поддържане на технически изправна и надеждна инфраструктура

Осигуряването и поддържането на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура е гаранция за сигурното и качествено изпълнение на услугите по преноса и съхранението на природен газ в страната. В тази връзка регулярно се извършват следните дейности:

- Планови проверки, профилактики и поддръжка на технологичното оборудване и съоръженията съгласно изискванията на НУБЕПРГ и инструкциите на производителите на оборудването;
- Текущи инспекции, ремонти и диагностика на технологично оборудване и съоръжения от състава на компресорните станции;
- Вътрешнотръбни инспекции и текущи ремонти на газопроводи;

- Преизпитване на якост и плътност на газопроводни участъци и съоръжения към тях;
- Обходи на трасето на газопроводи за установяване ерозионни, свлачищни процеси, пропуски на природен газ, нерегламентирани строителни и други дейности в сервитута на газопроводите и др. и мониторинг на рискови зони;
- Противоерозионни и хидроложки мероприятия;
- Мониторинг на катодната защита;
- Проверка, изпитания на измервателни линии, ГРС и АГРС;
- Поддържане на аварийен резерв тръби и осигуряване на резервни части за технологично оборудване – газотурбинни компресорни агрегати, системи за управление, КИП и А и др.

7.2 Проект за модернизация на съществуващата газопреносна инфраструктура

В ход е проект за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България, който се състои в изпълнението на различни дейности, т.ч.:

- Модернизация и рехабилитация на компресорни станции;
- Инспекции за установяване и характеризиране на състоянието на газопроводите;
- Ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции;
- Разширяване и модернизация на съществуващата мрежа;
- Внедряване на системи за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата (PIMS и GIS).

Дейностите и обектите, свързани с реализирането на проекта, е предвидено да се изпълняват поетапно до 2020 г.

Модернизацията, рехабилитацията и разширението на съществуващата газопреносна инфраструктура ще гарантират сигурен и надежден пренос на природен газ, ще подобрят ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система и ще осигурят необходимите капацитети и налягания. С изпълнението на планираните дейности ще бъдат осигурени технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи през съществуващите и нови входни и изходни точки и възможности за разнообразяване на посоките за пренос, в зависимост от пазарния интерес, ще бъде оптимизирано и управлението на газовите потоци.

Проектите за модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносната мрежа в България са проекти от общ европейски интерес по смисъла на Регламент 347/2013, а предвид обвързаността на проектите с интерконекторните връзки IGB, ITB, IBS и IBR, през 2015 г. са включени в списъка с приоритетни проекти на Групата на високо равнище за изграждането на газовите връзки в Централна и Югоизточна Европа - Central and South Eastern Europe Gas Connectivity (CESEC) и в Плана за действие към нея - CESEC Action Plan.

Република България има интерес и ще участва в реализацията на стратегическите инициативи на Европейския съюз (ЕС) за изграждане на необходимата инфраструктура и разнообразяване на енергийните доставки за ЕС, а именно – Южен газов коридор, достъп до втечен природен газ, междусистемни връзки по оста Север – Юг, новият „Вертикален газов коридор“ и др. Предвид високата газова зависимост и незадоволителната енергийна инфраструктура в страната, тези инициативи са от особена важност както за България,

така и за целия регион на Югоизточна Европа. В тази връзка е необходимо България в краткосрочен и средносрочен план да създаде конкуренция между различни източници и производители при доставките на природен газ за страната, т. нар. „gas to gas competition“. Това ще стимулира договарянето на конкурентни цени за българската икономика.

7.3 Проекти за изграждане на междусистемни газови връзки

- **Междусистемна газова връзка България - Гърция**

Изграждането на междусистемната газова връзка България-Гърция (IGB) е с планирано трасе Комотини – Хасково – Димитровград - Стара Загора с дължина 182 км. Проектът се осъществява от смесена компания с участието на „Български енергиен холдинг“ ЕАД и IGI Poseidon (50% Depra и 50% Edison). Съгласно решение на ЕК, е предоставено безвъзмездно финансиране в рамките на Европейската енергийна програма за възстановяване в размер до 45 млн. евро за изграждането на връзката, общата стойност на разходите за строителство на която възлиза на приблизително 220 млн. евро. Преките ефекти от реализацията на проекта са постигане на реална диверсификация на източниците на доставки на природен газ за България, осигуряване на възможност за доставки на природен газ от Южния газов коридор и от LNG източници, превръщане на България и газопреносната ѝ система в основна част от регионална инфраструктура за газови доставки от алтернативни източници за региона на ЮИЕ и Централна Европа.

Проектът обхваща изграждане на газопровод ДУ800mm (32") с капацитет до 3 млрд. м³/г. При потвърден пазарен интерес и развитие на съседните газопреносни системи, капацитет би могъл да се увеличи до 5 млрд. м³/г. чрез изграждане на компресорна станция.

Проектът е признат за проект от общ европейски интерес. Получил е статут на проект от национален интерес с правителствени решения в двете страни.

За обекта са получени положителни решения по ОВОС на българска и гръцка територия след проведени екологични проучвания. Етапът на инженерно проектиране на съоръжението в гръцката отсечка е приключил, като е одобрено и трасето за строителство. На българска територия е съгласуван и влязъл в сила ПУП-парцеларен план за трасето на обекта. Техническият проект на съоръжението по смисъла на ЗУТ е изработен, съгласуван с трети страни, засегнати от строителството и представен в МРРБ за окончателно одобрение.

Изпълняват се съпътстващи процедури за получаване на строителни разрешения на двете територии. Във връзка с това, в българската отсечка се провеждат процедури за получаване на вещни права върху имотите, засегнати от изграждането на обекта.

Проектното дружество „АЙ СИ ДЖИ БИ“ АД е представило в КЕВР Заявление за временно освобождаване от регулиран достъп по чл. 36 на Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ. До 2014 г. е проведен Пазарен тест за резервиране на преносен капацитет, като резултатите са значително под техническия капацитет на съоръжението, с различни стартови дати на предложените оферти за резервиране. С оглед оптимизиране на търговската структура на проекта и осигуряване на икономически конкурентни условия за пренос по газопровода, както и с цел отчитане на произтекли промени в регионалния газов пазар, в края на 2015 г. националните регулаторни органи на България и Гърция са одобрили провеждане на нов Пазарен тест. Очакваните регулаторни решения са от съществена важност за способността да се

осигури финансирането на проекта при пазарни условия и за лицензирането на съоръжението на гръцка територия, което се изисква за разрешаване на строителство.

На 10 декември 2015 г. е проведено Общо събрание на акционерите в „АЙ СИ ДЖИ БИ“ АД, на което е взето Окончателно инвестиционно решение с планирано начало на фазата на строителство до 4-то тримесечие на 2016 г. и завършване на проекта през 2018 г. Пазарният тест е стартиран през декември 2015 г. и в периода от 14 декември 2015 г. до 8 април 2016 г. е проведена Фаза I от пазарния тест: Изразяване на интерес от заинтересованите страни в резервирането на капацитет в междусистемен газопровод IGB.

През месец август 2016 г. от КЕВР и РАЕ е одобрено Известие за участие във Фаза II: Покана към участниците във фаза „Заявления за интерес“ да изразят интерес в резервирането на капацитет в междусистемен газопровод IGB и през периода м.09-10. 2016 г. е в ход Фаза II от пазарния тест.

Към настоящия момент е в ход представяне на обвързващи оферти за резервиране на капацитет в междусистемен газопровод IGB, резултатите от които са необходими, за да продължи процедурата за освобождаване по чл. 36 на Директива 2009/73/ЕО, с оглед сключване на дългосрочни договори за пренос, чрез които да се осигурят минимално необходимите годишни приходи; „АЙ СИ ДЖИ БИ“ АД да осигури във финансово отношение изграждането и експлоатацията на газопровода и да завършват процедурите за строителни разрешения от компетентните органи на двете държави.

Предвидено е газопроводът да бъде въведен в експлоатация през 2019 г.

• **Междусистемна газова връзка България – Румъния**

Проектът се изпълнява съвместно от „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Трансгаз“ С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г.

Прогнозната обща стойност на проекта е определена на 23,823 млн. евро. Съгласно Решение на ЕК С(2010)5962 от 06.09.2010 г., на двете компании е отпусната безвъзмездна финансова помощ по „Европейската енергийна програма за възстановяване“ /ЕЕПВ/ в размер до 8,9 млн. евро. Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15 км на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,1 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е 1,5 млрд. м³/г (в посока от Р. България към Румъния), а минималният 0,5 млрд. м³/г., (в посока от Румъния към Р.България) диаметър на тръбата Dn 500 мм. и работно налягане Pn 50 bar.

Проектът е разделен на три части: участък под р. Дунав, наземна част на българската територия и наземна част на румънска територия, като е изградена наземната част на газопровода, намираща се на българската територия. Положен е и оптичният кабел под р. Дунав. Към настоящия момент е подписан договор за изпълнение на строителните работи за основния газопровод с определения Изпълнител SC Habau PPS Pipeline Systems SRL, Ploiesti, както и са подписани акт. обр. 11, съгласно Наредба №3 за съставяне на актове и протоколи по време на строителството за българската част и Заповед за започване на Работите за румънската територия.

На 30.05.2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и националният газопреносен оператор на Румъния С.Н.Т.Г.Н „Трансгаз“ АД сключиха договор с Асоциация (обединение), включваща: дружество „INSPET“ АД (лидер) и дружество „НАБАУ PPS Pipeline Systems“ ООД (асоциирано дружество) за изграждане на резервен газопровод от прехода (включително подводен преход) на река Дунав за междусистемно свързване на газопреносните системи на Румъния и България. Подписан е протокол за откриване на строителна площадка и определяне на строителна линия и ниво за строежи на техническата инфраструктура образец №2а за българския участък от прехода и Заповед

за започването на Работите на румънска територия.

Предвидено е газопроводът да бъде въведен в експлоатация през 2016 г.

- **Междусистемна газова връзка България – Сърбия**

Газовата междусистемна връзка София – Димитровград (Сърбия) – Ниш (Сърбия) се предвижда като реверсивна връзка, която ще свързва националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Целта е диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ. Очаква се газопроводът да осигури на първо време възможност за доставка на 1.8 млрд. м³/годишно.

Очакваната стойност на инвестицията за българската част на трасето е 49 млн. евро. Изпълнението на проекта за междусистемна газова връзка със Сърбия е разделено на две фази, като първата фаза, условно наречена „Проектиране“, приключи на 31.12.2015 г., с финансиране по ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“ 2007-2013 г. Изпълнението на втората фаза, условно наречена „Строителство“, е предвидено за финансиране по ОП „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 г. Основна причина за разделянето на проекта е невъзможността на сръбската страна да изпълни строителството на тяхна територия в синхрон с графициите за строителство на българския участък.

В края на 2014 г. е подписан договор за проектиране и упражняване на авторски надзор на строителството с „Химкомплект инженеринг“ АД. През месец септември 2015 г. е подписан договор с „Контрол инженеринг“ АД за оценка на съответствието на инвестиционните проекти с изискванията към строежите и за упражняване на строителен надзор по време на строителството, съгласно ЗУТ. През месец ноември 2015 г. е одобрен Подробният устройствен план – парцеларен план (ПУП-ПП). Очакван срок за завършване на строителството на българска територия е 2020 г.

Междусистемната връзка България – Сърбия е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 (PCI), както и проект от общ интерес за Енергийната общност (РЕСИ).

- **Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)**

Междусистемната връзка Турция – България, ITB е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, България и Боташ Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите и по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. Проектът ITB е изключително важен от гледна точка осигуряване диверсификацията на газовите доставки за България и страните от региона.

Той ще осигури възможност за доставка на количества природен газ от алтернативни източници, които са свързани с турската газопреносна мрежа - каспийски природен газ, LNG доставки от съществуващите терминали в Турция и други, а същевременно с изпълнението й значително ще се повиши капацитета за пренос на природен газ в посока от България към Турция.

ITB представлява нов сухопътен газопровод в участъка между село Лозенец и българо-турската граница в района на с. Странджа, успореден на съществуващия транзитен газопровод, с дължина около 76 км. на българска територия, диаметър на тръбата 700 мм. и капацитет около 3 млрд. м³/годишно, при работно налягане 64 bar. Предвижда се и изграждане на компресорна станция Лозенец-2 в близост до съществуващите компресорни мощности в района на с. Лозенец.

Междусистемната връзка Турция – България е Проект от общ интерес, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. През 2015 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД получи финансова

подкрепя по програмата *Механизъм за свързване на Европа* за изпълнение на прединвестиционно проучване за проекта.

Изготвено е Предпроектно проучване, като първа стъпка от бъдещото изграждане на интерконектора, което представлява цялостно проучване на възможността за осъществяване на PCI „Междусистемна връзка Турция – България“, с възможни варианти на маршрута на газопровода, технически проучвания, оценка на разходите, оценка и анализ на пазарните нужди, финансова и икономическа осъществимост, СВА, предварителна ОВОС, правна и регулаторна осъществимост, график за разработване на PCI, предварително Техническо задание за FEED и др. Резултатите от настоящото предпроектно проучване бяха своевременно съобщени на турската страна, с цел наличието на общ и координиран подход по отношение на процеса и крайните срокове за реализирането на проекта за ИТВ.

Концепцията за изграждане на **Газоразпределителен център (хъб)** на територията на България е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр. Варна да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за по-нататъшно транспортиране, като в същото време в тази точка се организира и място за търговия с газ – хъб, където всеки пазарен участник би могъл да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. Идеята за изграждането на газовия център е подкрепена със стратегическото географското разположение на България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и с проектите за изграждане на междусистемни връзки с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия.

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, реализирането на концепцията за газов хъб е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в Европа, в посока подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ. Проектът е в съответствие с нуждите на региона, идентифицирани от Групата на високо равнище за газова свързаност на Централна и Югоизточна Европа, както и от Европейската стратегия за Енергиен съюз.

Газовият хъб би могъл да разчита на руски природен газ през нов морски газопровод, при съблюдаване на европейските изисквания на Трети либерализационен енергиен пакет и по действащото към момента трасе, природен газ, добиван в шелфа на Черно море – българския (от блокове „Хан Аспарух“, „Силистар“, „Терес“) и румънския, природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) и LNG от терминалите в Гърция и Турция.

Създаването на газов хъб цели да бъде изградена необходимата газопреносна инфраструктура, която да свърже пазарите на природен газ за страните-членки в региона - България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и през тях за страните-членки от Централна и Западна Европа, както и за държавите от Енергийната общност - Сърбия, Македония, Босна и Херцеговина и др., като по този начин допринесе за постигането на основните приоритети на европейската енергийна политика.

През месец декември 2015 г. Правителството на България и Европейската комисия се споразумяха за създаването на съвместна работна група, която да подкрепи развитието на търговска концепция, бизнес и финансов план за Газов хъб „Балкан“. Работната група, която бе обявена от заместник министър-председателя по европейските фондове и икономическата политика Томислав Дончев и Клаус-Дитер Борхард, директор „Вътрешен енергиен пазар“ на Европейската комисия, ще разгледа техническите, законовите, нормативните и финансови аспекти на проекта. Тя ще се фокусира и върху идентифицирането на решения за основно срещаните предизвикателства при развитието

на стабилна регулаторна рамка и търговска среда, целящи улеснено свързване между България и останалата част от Югоизточна Европа.

Концепцията за Газов хъб в България е проект от общ интерес, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013.

Eastring – е проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между IP Велке Капушани (съществуващата точка на междусистемно свързване между украинската и словашката газопреносни мрежи) и точка на свързване (IP) с външна граница на ЕС на територията на България, като проектът съчетава изграждане на нова газова инфраструктура, с оптимизация на съществуващата в страните по трасето на коридора. Eastring е проект от общ интерес, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013.

Концепцията Eastring, разработена на този етап предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България и е представен в Приложение А на Плана като клъстер от проекти, както следва: Eastring – България, Eastring – Румъния, Eastring – Унгария, Eastring – Словакия.

В рамките на проекта се разглеждат различни варианти на трасе. Предвидено е Eastring да се изпълни на 2 етапа - първият да бъде въведен в експлоатация през 2022 г., като осигури капацитет 570 GWh/d, а вторият етап през 2025 г., с достигане на капацитет 1140 GWh/d.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е компанията, която е отговорна за реализацията на българския участък от Eastring. За територията на България¹ за етап 1 от развитието на проекта (капацитет 570 GWh/d) се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 257 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90MW. За етап 2 от развитието на проекта (капацитет 1140 GWh/d) се предвижда допълнително изграждане на нови компресорни мощности. Предвидена възможност за свързване на Eastring с мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/d.

Газопреносните оператори на България и Словакия „Булгартрансгаз“ и Eustream ще си сътрудничат при проучването на възможностите за изграждане на проекта Eastring на териториите на своите държави. Това е предвидено в Меморандум за разбирателство между двете страни, подписан на 9 юни 2016 г. в рамките на 14-та годишна конференция на Gas Infrastructure Europe, чиито домакин е София. На подписването на Меморандума присъстваха министърът на енергетиката на България Теменужка Петкова и министърът на икономиката на Словакия Петер Жига.

На 13 юли 2016 г., в гр. Братислава, Словакия, по време на неформалното заседание на енергийните министри от ЕС, министърът на икономиката на Словакия Петер Жига и заместник-министърът на енергетиката на България Жечо Станков подписаха Меморандум за разбирателство между Министерство на енергетиката на Република България и Министерство на икономиката на Словашката Република. Документът има за цел да даде политическа подкрепа за реализирането на проекта Eastring и не създава нови правни задължения, нито променя съществуващи правни ангажименти на страните и/или трети лица. Предлага се създаването на работна група на високо равнище,

¹ Проектът на „Булгартрансгаз“ ЕАД представлява изцяло нова инфраструктура на територията на България. Капацитетът на газопровода е изцяло нов и не засяга капацитет по сключени дългосрочни договори за трансграничен пренос.

включително с участието на газовите междусистемни оператори, и координирано сътрудничество, по всички аспекти на проекта.

Проект за изграждане на газопровод/и за увеличаване на капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносната мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната мрежа на Трансгаз С.А. Румъния. - преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия.

Проектът е част от концепцията за координирано развитие на газопреносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия), предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните.

Проектът на българска територия предвижда изграждане на нова инфраструктура и модернизация и разширение на съществуващата, с цел увеличаване капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносната мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната мрежа на Трансгаз С.А. Румъния.

Изпълнението на българския участък, заедно със съществуващата газопреносна инфраструктура се очаква да осигури технически възможности за доставки на между 3-5 млрд. м³/г. природен газ между планираните входни точки на южната граница на България и между Румъния и Унгария, с възможност за достъп до Централноевропейския газов пазар.

7.4 Проекти за разширение на капацитета за съхранение

Съхранението на природен газ има изключително важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопреносните системи. В условията на интегриран и взаимосвързан регионален пазар, значението на хранилищата на природен газ ще нараства.

- **Проект за разширение на ПГХ „Чирен“**

В процес на изпълнение са проекти за модернизация и разширение на капацитета на действащото газохранилище ПГХ „Чирен“. Собственик и оператор на ПГХ „Чирен“ е „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Проектът за модернизация на ПГХ „Чирен“ в краткосрочен план (още през 2016 г.) ще позволи повишаване на дневните дебити за добив на природен газ до 5.0 млн. м³/ден чрез прокарването на двата нови експлоатационни сондажа Е-72 и Е-73. Сондажните дейности по прокарването на сондаж Е-72 са вече завършили и се очаква решение за въвеждане в експлоатация. Вече са стартирани сондажните дейности по прокарването на сондаж Е-73.

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ предвижда значително увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м³/ден. Повишените технически характеристики ще позволят хранилището да бъде използвано не само за нуждите на българския пазар, както е понастоящем, но и за посрещане пиковото потребление на страните от региона.

Проектът за разширение ще бъде изпълняван поетапно до 2021 г. През 2015 г. е подписан и изпълнен договор с предмет „Геомеханично симулиране на Чиренския резервоар“. Целта на договора е да се прогнозира херметичността на геоложкия капан на ПГХ „Чирен“. След извършени симулации при зададени различни параметри на експлоатация на ПГХ „Чирен“, Изпълнителят е направил заключение, че ПГХ „Чирен“

притежава надеждна херметичност и препоръча увеличаване на пластовото налягане до 150 бара. Също така през 2015 г. е подписан договор за изпълнение на друг ключов проект за доказване херметичността на газовото хранилище, а именно „Наземен газов анализ върху площта на Чиренското газохранилище“, който е приключил в началото на 2016 г. Заключениеето направено от Изпълнителя, е че получените резултати от проведените геохимични изследвания (газова снимка) върху територията на ПГХ „Чирен“, при съществуващите режими на експлоатация, потвърждават отсъствието на разхерметизация.

На база на тези последни изследвания, разработения през 2011 г. технологичен проект за експлоатация и разширение на ПГХ „Чирен“ и дейностите по 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура, които са предвидени за изпълнение през 2016- 2017 г., както и други геоложки и геофизични проучвания, „Булгартрансгаз“ ЕАД ще има необходимите геоложки предпоставки за вземане на инвестиционно решение за постепенно увеличаване обема работен газ до 1 млрд. м³.

В периода 2018 – 2021 г., в зависимост от резултатите от проучванията, ще бъдат изпълнени дейностите, свързани с проектиране и прокарване на нови експлоатационни и наблюдателни сондажи, както и ликвидиране, преоборудване и ремонтни работи на стари сондажи. През същия времеви период ще се извърши детайлно проектиране и изграждане на наземната инфраструктура, обезпечаваша разширението на ПГХ „Чирен“.

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ е проект от общ интерес съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 г. В тази връзка за изпълнение на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура и свързаната с тях дейност по контрол на качеството, през 2015 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД получи безвъзмездно финансиране по програмата Механизъм за свързване на Европа на стойност 3 900 000 (три милиона и деветстотин хиляди) евро, представляващ до 50 % от прогнозната стойност на действието.

Паралелно с реализацията на разширението на хранилището ще бъде извършена рехабилитация и разширение на капацитета на националната газопреносна мрежа (основно Северен полупръстен), с която хранилището е свързано, с оглед възможността да бъде осигурен преноса на по-големите дневни количества за добив и нагнетяване.

- **Идея за изграждане на второ газохранилище на територията на България**

За гарантиране сигурността на доставките и стимулиране либерализацията на газовия пазар, в България се планира проучване на възможностите за изграждане на ново газово хранилище. Развитието на газовата инфраструктура в региона включително проектите от Южния газов коридор, планираните междусистемни газови връзки и други големи трансгранични газови проекти, обуславят необходимостта в дългосрочен аспект от осигуряването на допълнителен капацитета за съхранение и респективно обосновават изпълнението на проекти за газохранилища.

Без да се изключва действащото подземно газово хранилище „Чирен“, едно ново хранилище би могло да обслужва не само националния, но и регионалния газов пазар след планираното изграждане на новите междусистемни връзки със съседните страни. То би могло да бъде изградено в подходяща геоложка структура - в изтощени газови находища (на сушата или в морето), в солни тела (каверни) или във водоносен пласт. Трябва обаче да се има предвид, че изграждането на едно ново подземно газово хранилище, от началото на геолого-проучвателните дейности до влизането му в редовна експлоатация би отнело не по-малко от 7-8 години.

Механизми за осъществяване на сътрудничество с други държави членки за изготвяне и изпълнение на съвместни превантивни планове за действия и съвместни планове за действия при извънредни ситуации.

- **Изготвяне и изпълнение на съвместни превантивни планове за действия**

На този етап не се предвижда изготвяне и изпълнение на съвместен превантивен план със съседните държави-членки на ЕС.

- **Трансграничен достъп до съоръженията за съхранение**

След свързването на националната румънска газопреносна система с транзитния газопровод, преминаващ през румънска територия, ще има възможност за доставка на природен газ за България в случай на прекъсване на доставките по транзитния газопровод от Русия през Украйна и Молдова. При кризисни ситуации до 2,6 млн. м³/денонощие ще може да се осигурят от румънски собствен добив, газови хранилища или други източници и насочат от КС Силистра през румънската система (обратен поток) към транзитния газопровод към България.

- **Двупосочен капацитет**

В изпълнение на изискванията на Регламент (ЕО) № 994/2010 от 01 януари 2014 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД, вземайки предвид техническите възможности на „Газопреносната мрежа за транзитен пренос“ осигури техническа възможност за реверсивни доставки на природен газ от Гърция за България през съществуващата точка на свързване на газопреносните мрежи на ДЕСФА С.А. и „Булгартрансгаз“ ЕАД – Кулата / Сидирокастро в размер на 4,2 млн. м³/ден, при налягане от 35 bar на IP Кулата / Сидирокастро и 6,0 млн. м³/ден при налягане от 40 bar на IP Кулата / Сидирокастро. Посочените възможности за обратен физически пренос са при случаите на прекъсване на доставките на вход на „Националната газопреносна мрежа“. По този начин се осигурява достъп и до LNG от различни източници. През 2016 г. са подписани споразумения за междусистемна свързаност, съгласно изискванията на Регламент (ЕС) № 2015/703, между „Булгартрансгаз“ ЕАД и ДЕСФА, Гърция и между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Трансгаз, Румъния.

Въведена е в експлоатация технологична връзка между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос при КС Ихтиман, която гарантира приемането на посочените количества при реверсивни доставки на природен газ от Гърция за България.

Изпълнена е и модернизация на КС „Петрич“ с изграждане на допълнителна връзка, с цел реверсиране на газовия поток от Гърция и спазване на нормите за вредни емисии през 2016 година.

.....

Николай Николов – *Заместник-министър на енергетиката*

и Председател на Работната група по Заповед № РД-16-243/06.06.2016 г.

Заместник-председатели:

.....

Димитър Куюмджиев – директор на дирекция „СЕ УКС“;

.....

Венета Цветкова - директор на дирекция „ЕПМС“

.....

Владимир Янков – служител по сигурността на информацията

Изготвил:

.....

Вили Русенова – гл. експерт, дирекция „СЕУКС“ секретар на РГ