

БЮЛЕТИН
ЗА СЪСТОЯНИЕТО И РАЗВИТИЕТО
НА ЕНЕРГЕТИКАТА
НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

2012 г.

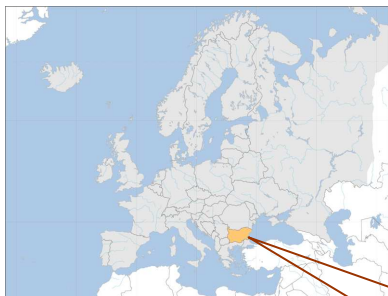
Настоящият документ е изготвен на основание чл. 4, ал. 2, т. 17 от Закона за енергетиката, който изисква ежегодното издаване на Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката.

Съдържание

1	ЕНЕРГИЕН ПРОФИЛ
2	ЕНЕРГЕТИКАТА В ЦИФРИ – 2011 г.
3	<i>СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА</i>

ЕНЕРГИЕН ПРОФИЛ

ОБЩ ПРЕГЛЕД



- Територия – 110 944 km²
- Член на ЕС от 1 януари 2007 г., член на НАТО
- Инвестиционен кредитен рейтинг
- 10% корпоративен данък
- 20% ДДС
- Стратегическо географско положение



МАКРОИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ

		2005	2006	2007	2008	2009	2010
Население	млн.	7.7	7.7	7.6	7.6	7.6	7.5
БВП, реален ръст	% год.	6.2	6.3	6.2	6.0	-5.0	0.9
Реален БВП на човек (ППС)*	ЕС=100	37	38	40	44	44	44
Износ	млн. евро	9 466	12 012	13 512	15 278	11 699	15 561
Внос	млн. евро	14 668	18 479	31 861	25 334	16 876	19 245
Ср. годишна инфлация	%	5.0	7.3	8.4	12.3	2.8	2.4
Безработица	%	10.1	9.0	6.9	5.6	6.8	10.2
Валутен курс**	лв./евро	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558

Източник: НСИ, БНБ

* Евростат

** действащ паричен съвет и фиксиран курс на лева спрямо евро

МАКРОЕНЕРГИЙНИ ПОКАЗАТЕЛИ

		2005	2006	2007	2008	2009	2010
Производство на първична енергия	1000 тне	10 539	11 011	9 738	9 953	9 588	10 234
Брутно вътрешно потребление на енергия	1000 тне	20 137	20 637	20 163	19 889	17 482	17 829
Крайно енергийно потребление	1000 тне	9 276	9 722	9 528	9 419	8 475	8 691
Крайно потребление на електроенергия на лице от населението	кВтч	3 318	3 490	3 553	3 756	3 536	3 593
Дял на комбинираните централи в общото производство на електроенергия	%	13.27	12.61	14.80	13.56	13.23	11.07
Дял на електроенергията от ВЕИ в брутното потребление на електроенергия	%	11.8	11.2	7.5	7.40	9.8	15.1
Дял на възобновяемите енергийни източници в брутното крайно потребление на енергия	%	9.7	9.6	9.3	9.8	11.9	*13.8
Енергийна зависимост	%	47.28	45.99	51.67	52.49	45.63	40.37

* Данните са от Енергийни баланси 2010 г. на НСИ

ИНДИКАТОРИ ЗА ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ

		2005	2006	2007	2008	2009	2010
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	кне/евро	0.920	0.887	0.816	0.760	0.703	0.703
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	2000=100 %	80.9	78.0	71.8	66.8	61.8	61.8
Крайно енергийно потребление/БВП*	кне/евро	0.424	0.418	0.386	0.360	0.341	0.343
Крайно енергийно потребление/БВП*	2000=100 %	85.0	83.8	77.3	72.1	68.3	68.7
Крайно/ Брутно вътрешно потребление на енергия	%	0.46	0.47	0.47	0.47	0.48	0.49

Източник: Евростат, НСИ

*константни цени от 2005

ИНСТИТУЦИИ

Министерството на икономиката, енергетиката и туризма

(<http://www.mee.government.bg>)

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) (<http://www.dker.bg>)

Агенцията за ядрено регулиране (АЯР) (<http://www.bnsa.bas.bg>)

ЕНЕРГИЙНИ КОМПАНИИ

Български енергиен холдинг

Българският Енергиен Холдинг ЕАД (БЕХ ЕАД) е създаден на 18.09.2008 г. с Решение на Министъра на икономиката, енергетиката и туризма с предмет на дейност придобиване, управление, оценка и продажба на участия в търговски дружества, осъществяващи стопанска дейност в областите на производство, добива, преноса, транзита, съхранението, управлението, разпределението, продажбата и/или изкупуването на природен газ, въглища, електрическа и топлоенергия, както и други видове енергия и суровини. БЕХ ЕАД е акционерно дружество със 100% държавно участие. От своя страна, БЕХ ЕАД е 100% собственик на капитала на: Мини «Марица-изток» ЕАД, ТЕЦ «Марица-изток 2» ЕАД, АЕЦ «Козлодуй» ЕАД, НЕК ЕАД и дъщерното му дружество ЕСО ЕАД, «Булгаргаз» ЕАД, «Булгартрансгаз» ЕАД и «Булгартел» ЕАД.

Въгледобив

Мини «Марица Изток» ЕАД е дъщерно дружество на БЕХ ЕАД, което е в началото на технологичния процес за производството на електроенергия от топлоелектрическите централи в комплекса «Марица Изток». Мините експлоатират най-голямото находище на лигнитни въглища в България, което снабдява с въглища четири топлоелектрически централи за производство на електроенергия и брикетна фабрика за производство на брикети. Общият добив на енергийни въглища в Мини «Марица Изток» за 2011 г. е 33.0 млн. тона, което представлява 90.5% от общия добив на въглища за производство на електрическа и топлинна енергия в България.

Приоритетно участие в добива на кафяви въглища имат въглищата, добивани в Пернишкия и Бобовдолския басейни.

Добивът на черни въглища се реализира от мини «Балкан 2000» ЕАД.

Природен газ

Компаниите, които осъществяват местния добив на природен газ, са „Melrose Resources Sarl” и „ПДНГ” АД. През изтеклата година, добивът на природен газ в страната бележи значим ръст, в резултата на разработените двете нови находища в Калиакра и Каварна, чийто концесионер е Melrose Resources Sarl.

„Булгаргаз“ ЕАД (Обществен доставчик на природен газ с функции по покупка и продажба на природен газ) и **«Булгартрансгаз» ЕАД** (Комбиниран оператор с функции по пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ; системен оператор на газопреносната мрежа) са създадени в резултат на юридическо и организационно реструктуриране на националната газова компания, като същите понастоящем са дъщерни дружества на БЕХ ЕАД.

Газоразпределението се осъществява от частни регионални и локални компании, като с основен пазарен дял от 61.85% са дъщерните дружества на „Овергаз“ АД, „Ситигаз България“ с пазарен дял от 12.92% и „Черноморската технологична компания“ с 10.24%.

Нефт и нефтени продукти

Пазарът на нефт и нефтени продукти в страната е напълно либерализиран. В България оперира най-голямата нефтена рафинерия на Балканския полуостров с мажоритарен собственик Лукойл. Сред по-големите участници в търговията с нефт и нефтени продукти са **LUKOIL, PETROL, OMV, SHELL, NAFTEX, PRISTA OIL, OPEL, HELLENIC PETROLEUM.**

“ЛУКОЙЛ България” ЕООД – дъщерно дружество на руската Лукойл от 1999 г., е лидер в търговията и дистрибуцията на горива, полимери и нефтохимикали, производство на **“ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас” АД**. Групата притежава верига над 200 бензиностанции в цялата страна, с висок дял от пазара на нефтопродукти, горива и полимери в държави от ЮИЕ.

„ПРИСТА ОЙЛ“ АД – България, е част от Групата на „ПРИСТА ОЙЛ“, която посредством дъщерните си дружества в цяла Европа, упражнява дейности в областта на производството, разпространението, продажбата и търговията с моторни и индустриални масла, г्रेसи, спирачни течности, металообработващи течности и охлаждащи течности. За последните 13 години фирмата е развила бизнесотношения в над 20 държави от региона, като пазарното ѝ присъствие в отделните страни е в рамките на 5-55%.

"ПЕТРОЛ" АД е частна компания, създадена през 1932 г., лидер в дистрибуцията на горива в България, с повече от 500 бензиностанции, лаборатории за постоянен контрол на качеството на нефтопродуктите, 80 петролни бази и 3 петролни пристанищни терминала, равномерно разпределени в цялата страна.

Електроенергия

България разполага с разнообразен електропроизводствен микс, включващ ядрени, термични и ВЕИ (водни, вятърни и слънчеви централи). Производството на електрическа

енергия се осъществява от централи, отделени през 2000 г. от „НЕК“ ЕАД, част от които понастоящем са включени в състава на БЕХ ЕАД, другите са собственост на частни компании.

Ядрената централа **АЕЦ „Козлодуй“** (с 3760 MW инсталирана мощност, а след извеждането на 1, 2, 3 и 4 блокове са в експлоатация 2000 MW,) и **ТЕЦ „Марица Изток 2“** (1587 MW инсталирана мощност) са еднолични търговски дружества, които са 100% собственост на БЕХ ЕАД.

ТЕЦ „Варна“ ЕАД (1260 MW), **ТЕЦ „Контур Глобал Оперейшънс България“** (908 MW), заместваща мощност на площадката на **ТЕЦ „Марица Изток 1“** (700 MW), **ТЕЦ „Марица 3 Димитровград“** (120 MW), **ТЕЦ „Русе“** (220 MW) и **ТЕЦ „Бобов дол“** (630 MW) са мажоритарно или изцяло частна собственост. Малките ВЕЦ са раздържавени, а по-големите водни мощности и ПАВЕЦ са собственост на НЕК ЕАД.

„Националната електрическа компания“ ЕАД е дъщерно дружество на БЕХ ЕАД, което осъществява лицензирани дейности по пренос, системно управление, производство на електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ (2 631 MW), доставки на електрическа енергия на потребители, присъединени към преносната мрежа и на Електроразпределителните дружества и е страна по сключени дългосрочни двустранни договори за изкупуване на електроенергия. От 01.01.2007 г., след реструктуриране по изискванията на Директива 2003/54, от НЕК ЕАД е отделено дъщерно дружество – **Електроенергиен системен и пазарен оператор (ЕСО ЕАД)**, като преносните активи са собственост на компанията – майка.

Разпределението на електрическа енергия се осъществява от регионални компании - **Е.ON AG** (Югоизточна България) и **CEZ a.s.** (Западна България) с мажоритарна собственост (по 67%). Дейността на **EVN AG** е в Югозападна България и след предлагане на борсата на миноритарния държавен дял е почти със 100% частна собственост. С оглед изпълнение на изискванията на Директива 2003/54, дружествата са реструктурирани чрез разделяне на дейностите по разпределение и снабдяване с електрическа енергия в организационно и юридическо отношение.

Топлинна енергия

Лицензии за извършване на дейността топлоснабдяване са предоставени от ДКЕВР на над 20 регионални топлоснабдителни компании. Други лицензии са издадени за топлоелектрически централи в активите на химически, металургични, хранително-вкусови, нефтохимически и текстилни промишлени предприятия. Повечето от тези компании разполагат с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност 1690 MW с общо годишно производство на електрическа енергия от 4.6 TВтч за 2011 г. и съответно притежават лицензия за продажба на електроенергия по комбиниран способ по утвърдени от ДКЕВР преференциални цени.

Всички топлофикационни дружества, с изключение на „Топлофикация София“ ЕАД (която обслужва над 60% от всички потребители на топлинна енергия в страната и е 100% общинска собственост) са частна собственост.

ЕНЕРГИЙНА ЗАВИСИМОСТ

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Енергийна зависимост, общо, %	47.3	46.0	51.7	52.5	45.6	40.4
Енергийна зависимост, въглища, %	36.1	34	37.6	42	26.9	*
Енергийна зависимост, суров нефт, %	97.7	99.8	100.2	101	98.6	*
Енергийна зависимост, природен газ, %	87.4	89.8	91.5	96.3	98.6	*

* Данните са от Енергийни баланси 2010 г. на НСИ

Енергийната зависимост показва зависимостта на страната от внос на енергия и ресурси.

Енергийната зависимост на България е незначително по-ниска от средната за страните-членки на ЕС.

Основен местен ресурс на България са лигнитните въглища.

Залежите на природен газ са скромни, но представляват интерес като местен източник, който до известна степен ограничава нарастването на цените на вноския природен газ.

Количеството и потенциалът на урановите руди имат само приблизителни оценки, а добивът им беше прекратен и рудниците затворени заради високите разходи, несъвършените технологии и радиоактивни замърсявания.

Ядрената енергия се отчита за местен източник и в значителна степен допринася за подобряване на енергийната независимост.

Мерките за стимулиране на енергийната ефективност и насърчаване на производството на енергия от възобновяеми енергийни източници и лансираните проекти за изграждане на нови мощности на местни въглища и ядрено гориво ще се отразят положително на показателя за енергийна зависимост, но не могат да доведат до значителен ефект в краткосрочен период.

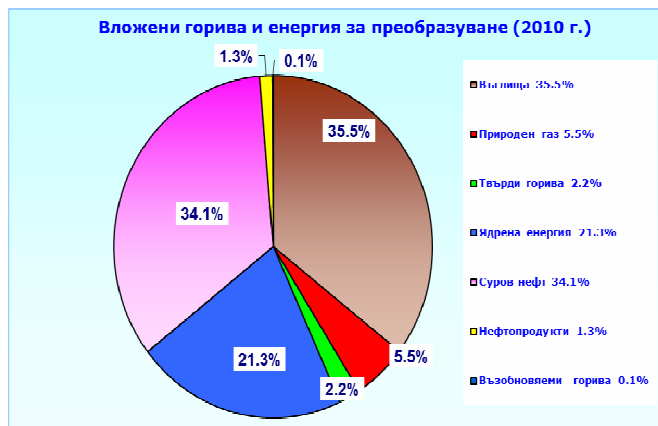
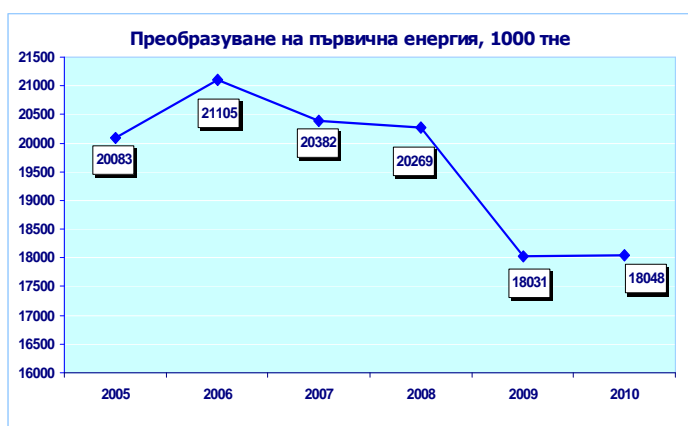
ПРОИЗВОДСТВО НА ПЪРВИЧНА ЕНЕРГИЯ

Производството на първична енергия задоволява малко над 55% от brutното вътрешно потребление на енергия в страната при сравнително неизменна структура през последните години и при динамика, произтичаща от тази на потреблението.



ПРЕОБРАЗУВАНЕ НА ЕНЕРГИЯ

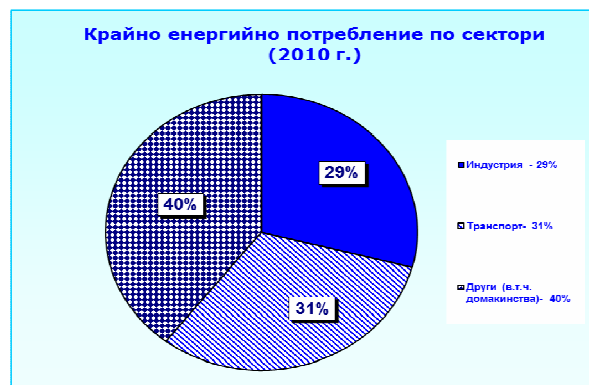
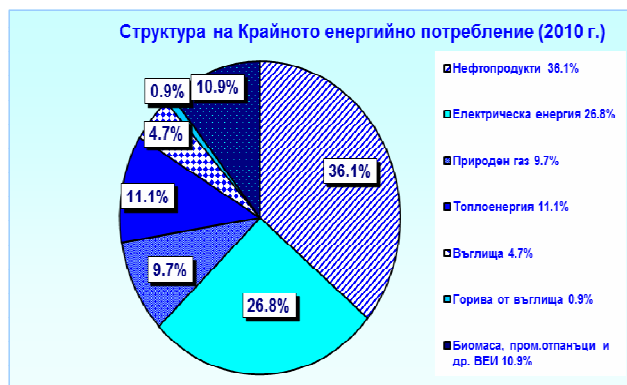
Около 2/3 от горивата и енергията се използват от централи за производство на електрическа и топлинна енергия, приблизително 1/3 – от рафинерии за производство на нефтопродукти и незначителна част - от брикетни фабрики, доменни пещи и коксуващи предприятия. Получената в резултат на преобразуването енергия е около 60% от вложената за преобразуване.



КРАЙНО ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЕНЕРГИЯ

Наличната за крайно потребление енергия се използва за неенергийно потребление (основно от химическата промишленост) и за енергийно потребление.

Индустрията остава доминиращ потребител на енергия.



ЕНЕРГЕТИКАТА В ЦИФРИ – 2011 г.

Настоящият раздел е подготвен въз основа на Констативен енергиен баланс за 2011 г., който се изготвя от Министерство на икономиката, енергетиката и туризма на базата на отчетна информация, предоставена от страна на енергийните предприятия в страната, в съответствие с разпоредби на Закона за енергетиката и нормативната рамка по неговото прилагане.

МЕСТНИ ВЪГЛИЩА

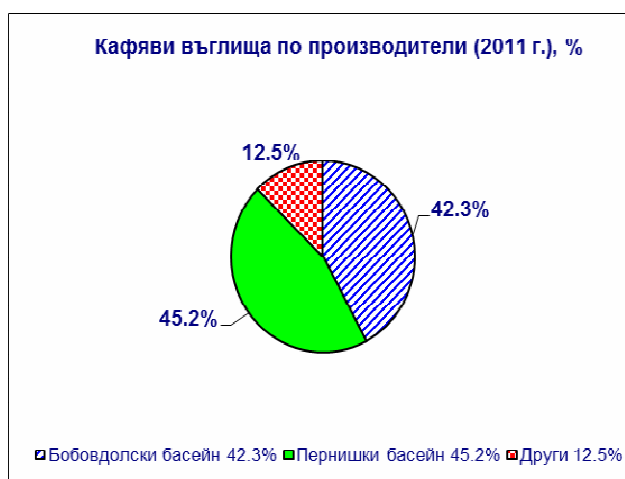
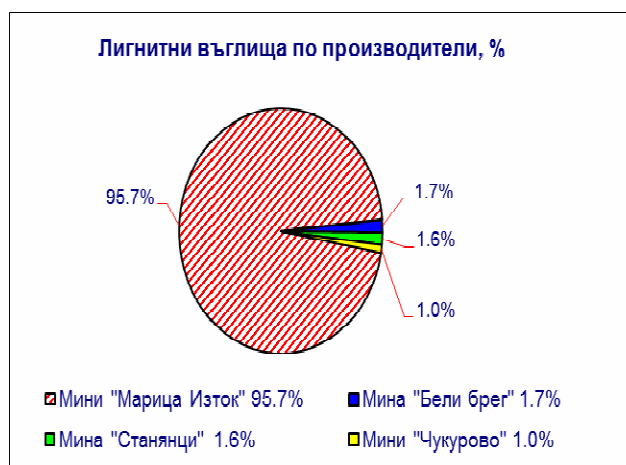
ДОБИВЪТ на въглища възлиза на 36.9 млн. тона, което е с 25.3% повече в сравнение с 2010 г.

В структурата на добитите въглища преобладават лигнитните – 93.6%, следвани от кафявите – 6.3% и черни въглища – 0.1%.

Общият добив на лигнитни въглища е 34.5 млн. тона като техен основен производител е Мини „Марица изток“ ЕАД, с дял от 95.7%. Други производители на лигнитни въглища са мините „Бели брег“ (1.7%), „Станянци“ (1.6%) и „Чукурово“ (1.0%).

Общият добив на кафяви въглища е 2.3 млн. тона, добити основно от Бобовдолския (0.99 млн. т.) и Пернишкия (1.06 млн. т.) басейни.

Общият добив на черни въглища е незначителен (14.1 хил.т.) и е реализиран от Мини „Балкан 2000“ ЕАД.



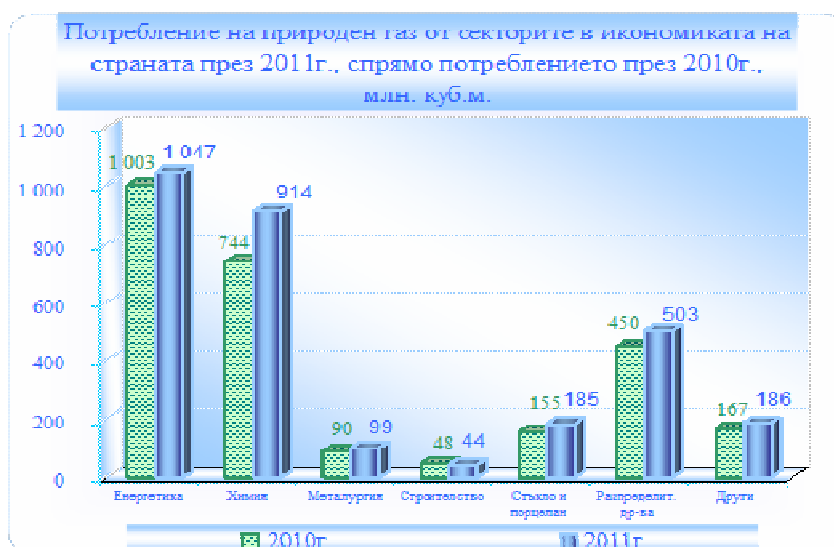
ПОТРЕБЛЕНИЕТО на въглища е предимно за производство на електрическа и топлинна енергия – 97.7%, както и за производство на брикети (1.2%), за собствени нужди и други консуматори (0.8%) и за отоплителни нужди на домакинствата (0.3%).

ПРИРОДЕН ГАЗ

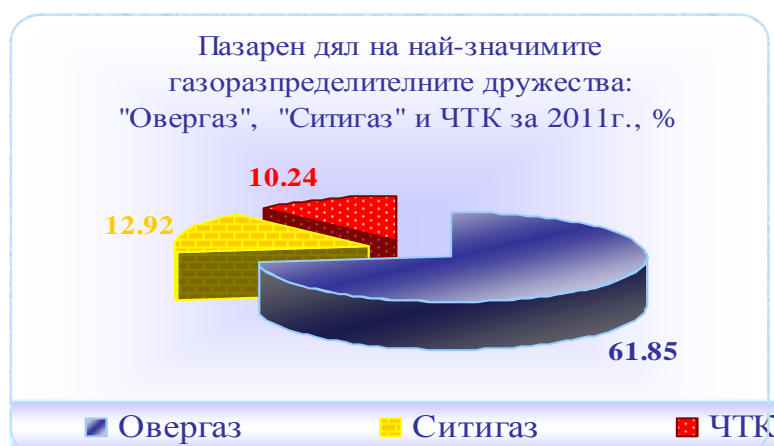
ВНОСЪТ на природен газ в България за 2011 г. е 2 811 млн. м³/в т.ч. 248 млн. м³ горивен газ за функциониране на транзитната система/, което е с 6% повече от предходната 2010 г. и се осигурява от Русия - единствен доставчик на ресурса за България. Местният добив на природен газ през 2011 г. е 443 млн. м³, реализирани от „Мелроуз Ресорсис Сарл“ и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. За сравнение, добивът през 2010 г. е само 74 млн. м³. Значимият ръст на добития природен газ в страната, се дължи на разработените от Melrose Resources Sarl, две нови находища в Калиакра и Каварна.

Българската страна експлоатира подземното газохранилище "ЧИРЕН", с капацитет на активен газ около 450 млн. м³/годишно. През 2011 г. в него са нагнетени 349 млн. м³ природен газ, а изтегленото количество е 368 млн. м³.

ПОТРЕБЛЕНИЕТО на природен газ в страната е 2 994 млн. м³, което е с 12% повече в сравнение с 2010 г. С изключение на сектор „Строителство“, във всички други сектори от икономиката на страната, е отчетен ръст на потреблението на природен газ. Тяхното количествено изражение, в сравнение с 2010 г., е посочено на графиката:



Предмет на особено внимание представлява динамиката на продажбите на газоразпределителните дружества, чиято мрежата е в процес на развитие и разширение. През 2011 г. техните продажби са нарастнали с 14% спрямо 2010 г. Ръстът при основните компании „Овергаз Инк“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и „Черноморска технологична компания“, е респективно 8%, 20% и 2%. Пазарният им дял е визуализиран на следващата графика:



В структурно отношение, ръст на продажбите от газоразпределителните дружества има в промишлеността – 23.4% и бита – 13.3%. Намалено потребление от 29%, е отчетено в обществено-административните сгради.

НЕФТ, НЕФТОПРОДУКТИ И БИОГОРИВА

Добивът на нефт в Р България е в незначителни количества – 22 хил. тона през 2011 г. Осъществява се от предприятие “Проучване и добив на нефт и газ” гр. Долни Дъбник, което е собственост на частна компания от 2004 г.

Потребностите от **НЕФТ** в страната се обезпечават предимно от внос. Основен вносител и преработвател на нефт е “Лукойл Нефтохим Бургас” АД.

През 2011 г. от рафинерията са внесени около 4.5 млн. тона суров нефт, което е с 16.1% по-малко в сравнение с 2010 г.

Произведени са 5.6 млн. тона нефтопродукти, които са реализирани както на вътрешния пазар на горива – автомобилно, дизелово, самолетно гориво и масла, така и за износ.

ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ



Брутното **ПРОИЗВОДСТВО** на електрическа енергия е 50.7 ТВтч, което е с 8.4% повече от производството през 2010 г. Търговският **ИЗНОС** на електрическа енергия е 10.7 ТВтч или 21.0% от брутното производство.

В структурата на производство на електрическа енергия доминират топлоелектрическите централи, използващи въглища, следвани от ядрената централа АЕЦ „Козлодуй“. Произведената електрическа енергия от вятърни генератори през 2011 г. е 0.8 ТВтч (835.3 ГВтч), което с 22.6% повече в сравнение с 2010 г. и представлява 22.6% от брутното електропроизводство от ВЕИ.

Делът на вложените местни енергоносители за производството на електрическа енергия през 2011 г. е 87.7%, а този на вносните – 12.3% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

Производството на електрическа и топлинна енергия по комбиниран начин от топлофикационните централи е с тенденция за повишаване, след привеждане в съответствие с европейските изисквания на производствените им мощности.

Крайното **ПОТРЕБЛЕНИЕ** на електрическа енергия в страната през 2011 г. възлиза на 29.5 ТВтч, което е с 4.5% повече в сравнение с 2010 г. Стопанският и обществен сектор участват в крайното потребление на електрическа енергия с 63.0%, а битовия с 37.0%.

Закупената от крайните снабдители електрическа енергия възлиза на 26.6 ТВтч, което представлява с 2.5% повече от 2010 г.

Продажбите на електрическа енергия на свободния пазар в страната (потребите, възползвали се от правото си да избират доставчик) през 2011 г. са 4.9 ТВтч (16.4% от продадената електрическа енергия на крайни потребители в страната).

Нивото на отваряне на пазара на електроенергия, включващ както потребителите, възползвали се от правото си на избор на доставчик, така и търговския износ е 33.7%.

ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ



През 2011 г. е **ПРОИЗВЕДЕНА** 14.6 ТВтч топлинна енергия от ТФЕЦ, ЗТЕЦ и АЕЦ, което е с 3.6% по-малко в сравнение с 2010 г. (топлофикационни дружества – увеличение с 3.1%, заводски централи – намаление с 9.8%, АЕЦ „Козлодуй“ – намаление с 2.2%).

С най-голям относителен дял от вложените горива за производство на топлинна енергия са газообразните горива – 52.9%, следван от вносните въглища – 31.6%, местни въглища – 12.8%, ядрена енергия – 2.1%, течни горива – 0.2% и биогорива – 0.4%.

В структурата на производство на топлинна енергия с доминиращ дял са топлофикационните дружества – 50.6%, следвани от заводските централи – 47.7% и АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД – 1.7%.

РЕАЛИЗИРАНАТА топлинна енергия през 2011 г. възлиза на 11.2 ТВтч, което е с 4.8% по-малко спрямо 2010 г. В структурата на потребление на топлинна енергия с най-голям дял са промишлените и стопански потребители – 55.1%, следвани от домакинствата – 38.1% и бюджетните организации – 6.8%. Спрямо 2010 г., потреблението на топлинна енергия от

бюджетните потребители се е увеличило с 14.3%, на битовия сектор - увеличение с 2.8%., а при промишлените и стопански потребители е намаляло с 11.2%.

Списък на съкращенията

АЕЦ	Атомна електрическа централа
БВП	Брутен вътрешен продукт
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водно електрическа(и) централа(и)
ГВтч	Гигаватчас(а)
ЕС	Европейски съюз
ЕС-27	Европейски съюз, обхващащ 27 държави-членки
ЗТЕЦ	Заводска топлоелектрическа централа
кне/евро БВП	Килограм(а) нефтен еквивалент на единица брутен вътрешен продукт
лв./евро	Валутен курс на лева спрямо еврото
Млн. м³	Милиона кубически метра
Млрд. м³	Милиарда кубически метра
Млн. т.	Милиона тона
НСИ	Национален статистически институт
ПАВЕЦ	Помпено – акумулираща водно електрическа централа
ТВтч	Тераватчас(а)
СО₂	Въглероден двуокис
ТЕЦ	Топлоелектрическа(и) централа(и)
тне	Тона нефтен еквивалент
ТФЕЦ	Топлофикационна електроцентрала (топлофикационно дружество)
ХЕК	Хидроенергиен комплекс
хил. т.	Хиляди тона
MW	Мегават(а)

Доклад в изпълнение на
чл. 4 от Директива 2009/72/ЕО от 13 юли 2009 г. относно общите правила на
вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО и
чл. 7 от Директива 2005/89 от 18 януари 2006 г. относно мерки за гарантиране
сигурността на доставките на електрическа енергия и инфраструктурните
инвестиции

Настоящият доклад се предоставя в изпълнение на чл. 4 от Директива 2009/72 от 13 юли 2009г. относно общите правила на вътрешния пазар на електроенергия и чл. 7 от Директива на 2005/89 от 18 януари 2006 г. относно мерки за гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия и инфраструктурните инвестиции.

I. Възможности на електроенергийната система (ЕЕС) за снабдяване на текущите и бъдещите потребности от електрическа енергия, включително:

1. Гарантиране на електроенергийните доставки

Електроенергийният системен оператор (ЕСО) изпълнява своята основна функция за сигурно, качествено и ефективно управление на електроенергийната система чрез извършване на системни услуги, като една част от тях предоставя сам (планиране, диспечериране и управление на надеждната синхронна работа на мрежата и нейните ползватели; балансиране на доставките; измерване и отчитане на мощността, регулиращата и балансираща енергии; уреждане на задълженията на пазарните участници). За реализиране на останалите системни услуги електроенергийният системен оператор закупува допълнителни услуги от ползватели на мрежата (предимно генериращи източници) и ги предоставя на всички останали ползватели.

Основна част от планиране режима на ЕЕС е обезпечаване на нейната надеждност и адекватност, респ. гарантиране на енергийните доставки. Централно диспечерско управление (ЦДУ) планира годишните разполагаемости и престои на производствените агрегати по критерий за максимална надеждност и равномерна месечна адекватност и изготвя програма за общата разполагаемост и окончателната ремонтна програма до 31 октомври на текущата година и я изпраща на производителите на електроенергия.

Студеният резерв се планира, чрез моделни изчисления, които се извършват на основата на принципа на равни разходи за необходимия резерв и за недоставена енергия за разглеждания период, който е зaleгнал в „Policy 3“ на „Operation Handbook“ на ENTSO-E. Разпределянето на студения резерв между производители-ползватели на електропреносната мрежа се извършва по икономически критерий.

Ежедневно се разработва почасов мощностен баланс. Той се базира на:

- прогнозите за електрическите товари, почасовото електропроизводство от вятърни електрически централи (ВяЕЦ), фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ), микро водно-електрически централи (МВЕЦ) и централи на биомаса;
- ремонтната програма на централите;
- салдото на обменните мощности със съседните страни;

- складовите наличности от въглища в топло-електрическите централи (ТЕЦ);
- разрешените количества вода от МОСВ и прогнозните притоци в комплексните и значими язовири.

В мощностния баланс са показани резервните агрегати и броят на помпите, които са необходими за балансиране по време на нощния минимум.

ЦДУ планира необходимите диапазони за първично и вторично регулиране в съответствие с изискванията на „Правила за управление на ЕЕС“ и „Policy 1“ на „Operation Handbook“ на ENTSO-E.

ЦДУ планира необходимия резерв за третично регулиране и неговото използване, като той включва следните компоненти:

- частта от въртящия резерв на синхронните генератори, работещи в паралел към електроенергийната система, която не е включена в резерва за първично и вторично регулиране;
- синхронни генератори, които могат да бъдат включени в паралел и натоварени в рамките на 15 минути;
- диапазон на промяна на потреблението на електрическия товар, която може да бъде осъществена след диспечерско разпореждане;
- резервна мощност в състава на други електроенергийни системи, която може да бъде предоставена при поискване от електроенергийния системен оператор.

ЦДУ, координирано с Министерство на околната среда и водите (МОСВ), с предприятия „Водно-електрически централи (ВЕЦ)“ и „Язовири и каскади“ към НЕК ЕАД, както и с останалите водоползватели, планира годишните, месечни и ежедневни графици за източване на комплексните и значими язовири и за използване на каскадите ВЕЦ/ПАВЕЦ (помпено-акумулиращи водно-електрически централи).

Основните задачи на ЦДУ, отнасящи се до управлението на производствените мощности в реално време, са поддържане на баланса между потреблението и предоставянето на активна електрическа мощност при планираните графици за междусистемните обмени по активна мощност; поддържане на баланса между потреблението и предоставянето на реактивна електрическа мощност във възлите на електропреносната мрежа; осигуряване на необходимите резерви от производствени мощности, които гарантират надеждността и качеството на паралелната работа и снабдяването на потребителите с електрическа енергия; преодоляване на тесните места в електропреносната мрежа; контрол на зададените графици за предоставяне на електрическа мощност и производство на електроенергия.

2. Оперативна сигурност на мрежите

ЕСО осъществява управлението на електроенергийната система на България, съвместната паралелна работа с електроенергийните системи на другите страни от ENTSO-E, осигурява експлоатацията и поддръжката на преносната електрическа мрежа и организира пазара на електрическа енергия. Управлението на електроенергийната система се осъществява в съответствие с изискванията на „Правила за управление на ЕЕС“ и „Operation Handbook“ на ENTSO-E. Междусистемните обмени със съседните ЕЕС се осъществяват в рамките на предоставените преносни способности съгласно публикуваните Тръжни правила на отделните граници, сключени търговски договори и приети стандарти за сигурност в регионалната група „Континентална Европа“ на ENTSO-E.

ЦДУ осъществява централизираното управление на електрическите централи и преносната електрическа мрежа. Показателите за работата на електроенергийната система на България са едни от най-добрите в рамките на ENTSO-E. Тези резултати са постигнати от оперативния персонал, чрез използване на модерна управляваща инфраструктура, включваща диспечерски управляващи SCADA/EMS- системи за реално време в ЦДУ и териториалните диспечерски управления (ТДУ), телекомуникации и телемеханика в централите и подстанциите, които образуват автоматизирана система за диспечерско управление (АСДУ).

Чрез комуникационните сървъри на диспечерската система се осъществява обмен на информация в реално време с диспечерските центрове на Системните оператори от съседните страни. Изградени са телекомуникационни връзки, чрез които се осигурява предаването на информация между електроенергийните обекти и диспечерските центрове, команди за ускоряване действието на релейни защиты и за действието на противоаварийни автоматики. Изградени са системи за управление на подстанции (САУП) и периферни постове (ПП) в електроенергийните обекти, чрез които се събира необходимата информация за диспечерското управление на ЕЕС.

Централизираното денонощно регулиране на напреженията в преносната електрическа мрежа се осъществява чрез "График по напрежение". Поддържането на напреженията в преносната електрическа мрежа в допустимите граници гарантира сигурната и безопасна работа на ЕЕС, техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения, устойчивата работа на синхронните генератори и е условие за намаляване загубите при пренос и трансформация на електрическата енергия.

ЦДУ контролира работата на управляващите системи в електрическите централи и системните автоматики в подстанциите на територията на България. Периодично се организират и провеждат системни изпитания за проверка на готовността на електрическите централи да предоставят спомагателни услуги и изпълнение на защитния план и плана за възстановяване.

Оценка за очакваното максимално натоварване на ЕЕС, тесните места в преносната електрическа мрежа при нормални и ремонтни схеми и възможностите за регулиране на напреженията в допустимите граници с наличните технически средства се осъществява чрез планиране на зимен максимален режим. Той се изготвя от ЦДУ на базата на перспективен модел, включващ прогнозния баланс на генериращите мощности и сметите товари от контролните дни. Въз основа на този режим се предлагат мероприятия за увеличаване преносната способност на електрическата мрежа и избягване на тесните места в нея.

При присъединяване на потребители, производители и обекти на разпределителните предприятия към преносната електрическа мрежа, ЦДУ участва в определяне изискванията и начина за присъединяване. При изграждане на обекти със значителна мощност или при промени в конфигурацията на преносната електрическа мрежа, в ЦДУ се изследва потокоразпределението, статичната и динамичната устойчивост, граничните режими и изискванията към управляващите системи. Извършва се и техническо обезпечаване на инвестиционните проекти.

Съществена част от планирането режима на работа на преносната електрическа мрежа е подготовката на "Годишна ремонтна програма на мрежа 400 и 220kV на ЕЕС на България". Тя се изготвя на базата на постъпилите заявки от отделните мрежови експлоатационни райони (МЕР), заявките за ремонт на съоръженията в атомната електрическа централа (АЕЦ) "Козлодуй", програмата за ремонт на генериращите мощности и инвестиционната програма на Националната електрическа компания (НЕК). Получената информация се обработва и проверява чрез съответните изчислителни модели за допустимост от гледна точка на критериите за сигурност.

Изградените междусистемни електропроводи създават необходимите технически условия за обмен на значителни количества електроенергия и участие на страната в регионалния и европейски пазар на електроенергия. ЦДУ определя разполагаемата пропускателна способност (NTC) по междусистемните електропроводи и контролира използването на закупените права за пренос. За координиране ремонтната програма на междусистемните електропроводи, от системните оператори от Югоизточна Европа е създадена работна група "Annual Maintenance Schedule". Тази група изработва и съгласува ремонтната програма на междусистемните и някои основни вътрешни електропроводи за година-напред, в съответствие с "Policy 4" от "Operation Handbook" на ENTSO-E. Членове на работна група "Annual Maintenance Schedule" са представителите на системните оператори на България, Румъния, Сърбия, Македония, Албания, Гърция, Босна и Херцеговина, Хърватия и Унгария.

Съвместната работа с Европейските системни оператори и развитието на електроенергийния пазар изисква все по-интензивен обмен на информация за състоянието на електроенергийната

система, преносните възможности на междусистемните електропроводи, пазарна информация и др. Решаването на тези задачи ще се постигне чрез реализирането на следните проекти:

- Интеграция с информационната мрежа на Регионалната група „Континентална Европа“ на ENTSO-E, чрез електронна магистрала;
- Реализиране на нова информационна платформа в ENTSO-E за публикуване на пазарна информация и включване на „ЕСО“ ЕАД в ежедневния процес на подаване на необходимите данни;
- Осигуряване на отдалечен достъп до част от информационните системи на ЦДУ;
- Изграждане на адекватна комуникационна инфраструктура на „ЕСО“ ЕАД с цел пълноценно използване на оптичната мрежа в рамките на страната.

За информационното осигуряване на оперативното управление на ЕЕС се работи по следните проекти:

- Изграждане на система за диспечерски заявки, чрез която да се координира дейността по изпълнение на заявките за ремонтни и други дейности по съоръжения, управлявани от „ЕСО“ ЕАД;
- Система за аварийен бюлетин за контрол на аварийността на съоръженията в ЕЕС;
- Развитие на системите за Оперативна диспечерска информация и Диспечерска ведомост;
- Внедряване на интегрирана система за администриране на пазара във всичките му продукти и сегменти – предоставяне на права за пренос по междусистемните електропроводи, борсов, балансиращ пазар, позволяваща обмен на данни със съседните оператори по стандартите на ENTSO-E и бъдещото интегриране на националния пазар с други пазари;
- Развитие на системите за дистанционно отчитане на електромери с цел подобряване работата при контрола на диспечерските графици, графиците за обмен със съседните оператори и електроенергийния пазар;
- Развитие на системи за контрол на състоянието и сигурността на работа на ЕЕС.

3. Прогнозен баланс между търсене и предлагане за следващия период от 5 години и предвиждания за състоянието на сигурността на снабдяването за периода от 5 до 15 години, считано от датата на изготвяне на доклада

Година	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2025	2030
Разполагаемост за производство	48016	48250	48364	47152	50720	53304	56005	58098
Брутно вътрешно потребление	39995	40479	40958	41429	41886	43509	43368	45069

** Източник: за периода 2012-2020 г. – проект на прогнозен план за развитие на ЕСО, за 2025 - 2030 г. – Primes 09*

За 2010 г. brutното производство на електрическа енергия е в размер на 46 750 млн. кВтч, а brutното вътрешно потребление в страната е 38 304 млн. кВтч.**

За 2011 г. brutното производство на електрическа енергия е в размер на 50 682 млн. кВтч, а brutното вътрешно потребление в страната е 40 021 млн. кВтч.**

*** Източник: за 2010 и 2011 г.- констативни гориво-енергийни баланси на МИЕТ*

II. Стратегически електроенергийни проекти за гарантиране сигурността и непрекъсваемостта на електроенергийните доставки

Изпълнени проекти

- Изграждане на сероочистваща инсталация в ТЕЦ „Бобов дол“, което гарантира работа на централата след 31.12.2014 г. за електропроизводство с един блок от 190 MW, както и предоставяне на студен резерв от втори блок в размер на 190 MW;
- Изграждане на сероочистваща инсталация на ТЕЦ „Марица 3“, което гарантира работа на централата след 31.12.2014 г. за електропроизводство с един блок от 100 MW;
- Изграждане на сероочистваща инсталация на ТЕЦ „Брикел“, което гарантира работа на централата за електропроизводство с максимално допустима brutна мощност от 70 MW, както и работа на брикетната фабрика за производство на брикети за отопление на населението през зимния сезон;
- Изграждане на високоефективна ко-генерация в ТЕЦ „Пловдив“ с инсталирана мощност от 50 MW;
- Към 01.07.2012 г. в страната вече има изградени 682,3 MW ВЯЕЦ и 810 MWp ФЕЦ с което страната се доближава до индикативната цел за 16% енергия от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) в крайното енергийно потребление.

Чрез гореизложените проекти се осъществява поетапна диверсификация на енергийните доставки чрез местно производство, респективно по-голяма енергийна независимост.

Проекти в процес на подготовка и реализация

- Изграждане на нова ядрена мощност на площадката на АЕЦ "Козлодуй";
- Рехабилитация и модернизация на ТЕЦ "Марица Изток 2" и други ключови електропроизводствени мощности за удължаване експлоатационния им живот, както и изпълнение изискванията на екологичното законодателство на ЕС;

- изграждане на хидроенергиен комплекс „Горна Арда“;
- Подготовка, разработване и предлагане на национално и европейско равнище на проекти за разширяване и модернизация на националната електропреносна инфраструктура, необходима за ефективното функциониране на електроенергийния пазар, както и за обмена на електроенергия с региона на ЮИЕ и ЕС:
 - приключване на проекта „Енергия 2“ за рехабилитация и модернизация на електропреносната система;
 - изграждане на подстанции и електропроводи на високо и средно напрежение /например изграждане на: 400kV въздушна линия „Марица изток 3 – Марица Изток – Пловдив“; 400kV въздушна линия „Марица Изток – Бургас“; 400kV въздушна линия „Добруджа – Бургас“, 400kV въздушна линия „Устрем (в близост до Генерал Тошево) – Видно“; 400kV въздушна линия „Ветрен – Благоевград“; 400kV въздушна линия „Царевец – Пловдив“;
- изграждане на втора междусистемна електроенергийна връзка между България и Гърция - проект „Междусистемен електропровод 400 kV п/ст. „Марица изток“ - Гълъбово - п/ст. Неа Санта“ - Комотини“;
- изследване целесъобразността и проучване възможността за изграждане на трета електроенергийна връзка между България и Турция - проект „Междусистемен електропровод 400 kV „Бургас – Вербана - Алибейкьой“.

**Доклад в изпълнение на чл. 5 от Директива 2009/73/ЕО от 13 юли 2009 г. относно
общите правила за вътрешния пазар на природен газ и
отмяна на Директива 2003/55/ЕО**

2012 г., гр. София

Настоящият доклад се предоставя в изпълнение на чл. 5 от Директива 2009/73/ЕО от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ.

I. Баланс между търсенето и предлагането на националния пазар през 2011 г.

ВНОСЪТ на природен газ в България за 2011 г. е 2 811 млн. м³ (в т.ч. 248 млн. м³ горивен газ за функциониране на транзитната система), което е с 6% повече от предходната 2010 г., и се осигурява от Русия - единствен доставчик на ресурса за България. Местният добив на природен газ е 443 млн. м³, реализирани от „Мелроуз Ресорсис Сарл“ и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. За сравнение, добивът през 2010г. е само 74 млн. м³. Значимият ръст на добития природен газ в страната се дължи на разработените от „Мелроуз Ресорсис Сарл“ две нови находища в Каварна и Калиакра.

Българската страна експлоатира подземното газохранилище „ЧИРЕН“ с капацитет на активен газ около 450 млн. м³/годишно. През 2011 г. в него са нагнетени 349 млн. м³ природен газ, а изтегленото количество е 368 млн. м³.

ПОТРЕБЛЕНИЕТО на природен газ в страната през 2011 г. е 2 994 млн. м³, което е с 12% повече в сравнение с 2010 г. Основни потребители на природен газ са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, чието общо потребление възлиза на 1 961 млн. м³, или 65% от общото потребление на природен газ в страната. С изключение на сектор „Строителство“, във всички други сектори от икономиката на страната е отчетен ръст на потреблението на природен газ.

Предмет на особено внимание представлява динамиката на продажбите на газоразпределителните дружества, чиито мрежи са в процес на развитие и разширение. През 2011 г. техните продажби възлизат на 492 млн. м³, което е увеличение от 14% спрямо 2010 г.

Транзитираното количество природен газ за Турция, Гърция и Македония през 2011 г. е 15 057 млн. м³, което е увеличение от 24% спрямо 2010 г.

II. Ниво на очакваното търсене в бъдеще и наличното предлагане

ВНОСЪТ на природен газ в България за 2012 г. се очаква да бъде 2 899 млн. м³ и ще се осъществява по дългосрочни договори с „Овергаз Инк.“ АД, „WIEE-Zug“ AG и ООО „Газпром Экспорт“. Местният добив на природен газ се очаква да бъде около 305 млн. м³ и да се реализира от „Мелроуз Ресорсис Сарл“ и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД .

ПОТРЕБЛЕНИЕТО на природен газ в страната през 2012 г. се очаква да е 2 830 млн. м³. Основни потребители на природен газ ще са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“.

Прогнозите за транзитираното количество природен газ за 2012 г., възлизат на 16 030 млн. м³.

III. Предвидени допълнителни капацитети, които са в процес на планиране или изграждане

Разширение на съществуващата инфраструктура:

1. Изграждане на 80 км газопровод високо налягане с номинален диаметър 300 мм от Добрич до Силистра и изграждане на АГРС в западната промишлена зона на Силистра. Максималният капацитет на газопровода е **876 млн. м³/г. Избран е изпълнител на проекта и се планира газопроводът да бъде пуснат в експлоатация през 2013 г.**

2. Изграждане на 60 км газопровод високо налягане от Чирен до Козлодуй с номинален диаметър 300 мм, 10 км газопровод от Козлодуй до Оряхово с номинален диаметър 150 мм и изграждане на две АГРС. Максималният капацитет на газопровода до Козлодуй е **876 млн. м³/г.** Максималният капацитет на газопровода до Оряхово е **131 млн. м³/г.** **Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация в средата на 2013 г.**

3. Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ – от 0,45 млрд.м³ **на 0,7 - 1 млрд. м³.**

4. Преносен газопровод за захранване с природен газ на гр.Банско, гр.Разлог, гр.Добриница и с.Баня.

Актуализирани са разработените през 2004 г. перспективни проучвания за захранване с природен газ на гр.Банско, гр.Разлог, гр.Добриница и с.Баня.

Избран е втори вариант на трасе с дължина 37 км с изграждане на три АГРС - Предела, Разлог и Банско. Предвижда се газопроводът да бъде с диаметър 273 мм. **Максималният предвиден капацитет на газопровода е 280 млн. м³/г.** Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация през 2013 година.

5. Изграждане на измервателни възли между транзитен газопровод (ТГ) и националната газопрееносна мрежа (магистрален газопровод - МГ), с цел интегриране на транзитните газопроводи с националната газопрееносна мрежа.

Предвидено е изграждане на измервателни възли, позволяващи измерване на количеството природен газ за пренос от транзитния газопровод към националната газопрееносна мрежа на страната, както следва:

- Изграждане на измервателен възел – технологична връзка между ТГ и МГ на линеен кран АП1, землището на с.Мирово. За обекта е разработен ПУП и Инвестиционен проект в процес на съгласуване. Предвижда се обектът да бъде пуснат в експлоатация през 2013 г.
- Изграждане на измервателен възел на технологична връзка между ТГ и МГ при КС „Лозенец“. Предвижда се обектът да бъде пуснат в експлоатация през 2013 г.

Нова инфраструктура:

1. Междусистемна връзка България – Румъния IBR (Русе - Гюргево)

Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15,4 км на българска територия и 2,1 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е **1,5 млрд. м³/г., а минималният 0,5 млрд. м³/г.**, диаметър на тръбата 500 мм и работно налягане 54 bar. **Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация през 2013 г.**

2. Междусистемна връзка България – Сърбия (IBS)

Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 150 км, от които около 45 км на българска територия. **Предвиденият капацитет на газопровода (първа фаза) е 1,8 млрд. м³/г. Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация през 2015 г.**

3. Междусистемна връзка Турция - България (ITB)

Реверсивна междусистемна газова връзка с дължина от 75 км на българска територия. Предвиденият **първоначален капацитет на интерконектора е 3-5 млрд.м³/г, а максималният до 9 млрд. м³/г**, предварително оценен диаметър на тръбата е 700 – 1000 мм, работно налягане 75 bar. **Проектът се намира в идейна фаза и е планирано да бъде пуснат в експлоатация през 2014 г.**

4. Междусистемна връзка Гърция - България (IGB)

Междусистемна газова връзка с дължина от 140 км на българска територия. Предвиденият **първоначален капацитет на интерконектора е 3 млрд. м³/г, а максималният до 5,5**

млрд. м³/г на следващ етап (при изграждане на компресорна станция), предварително оценен диаметър на тръбата е 700 мм, работно налягане 75 bar. **Планираното завършване на строителството е до края на 2014 г., а пускането в експлоатация - през 2015 г.**

5. CNG

Проект за доставка на CNG през Черно море. Проектът е във фаза на предварително проучване. **Планиран капацитет: I-ва фаза (2015 г.) – 0,85 млрд. м³/г.; II-ра фаза (2016 г.) – 1,67 млрд. м³/г.; III-та фаза (2017 г.) – 2,5 млрд. м³/г.**

IV. Качество и ниво на поддръжка на мрежите

1. Разработена тригодишна Бизнес програма на дружеството, одобрена с Решение на Съвета на директорите на "Булгартрансгаз" ЕАД, и Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД.

С оглед дългогодишната експлоатация и амортизация от над 30 години на газопреносната мрежа, в програмата е заложено извършването на цялостна техническа проверка (одит), включваща както линейната част, така и компресорните станции. Ежегодно основните мероприятия, изпълнявани по газопреносната система са:

По линейната част:

- вътрешно тръбни инспекции с интелигентни бутала;
- необходими ремонти след инспекции;
- мониторинг на системата за катодна защита;
- противоерозионни мероприятия;
- поддържане на аварийен резерв;

По компресорните станции:

- преизпитания на якост и плътност;
- планови инспекции и ремонти на технологичното оборудване;
- поддържане на аварийен резерв от резервни части и газотурбинни двигатели;

По АГРС, ГРС и ГИС:

- метрологично осигуряване на средствата за измерване;
- оценка състоянието на проектите с действащата нормативна база и стандарти;
- метрологична експертиза на техническата документация на проекти за ГРС и АГРС.

Всички мероприятия по системата се извършават в съответствие с най-добрите европейски практики и въз основа на европейски и хармонизирани стандарти в областта на газовата индустрия, Закона за енергетиката и действащите регулаторни Наредби за устройство и

безопасна експлоатация на газопроводи, газови съоръжения, съдове под налягане, електрически уредби и електропроводни линии, средства за измерване.

2. Разработена Годишна програма за инвестиции и експлоатационна поддръжка на дружеството за 2011 г., одобрена с Решение на Съвета на директорите на "Булгартрансгаз" ЕАД, и Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД.

Програма за реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА – поддръжка:

- модернизация и рехабилитация на съществуващи съоръжения;
- ремонтни дейности;
- реконструкции на обекти на "Булгартрансгаз" ЕАД.

3. Есенно зимна подготовка на газопреносната система и прилежащите и съоръжения.

- Програма, която включва необходимите дейности и контрол за привеждане на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД в състояние на готовност за работа в предстоящия есенно-зимен сезон.
- Мероприятия по магистрални и транзитни газопроводи и електрохимичната защита; компресорни станции; подземно газово хранилище "Чирен"; газорегулиращи и газоизмервателни станции; електрозахранване и оборудване; диспечеризация; технологични съобщителни връзки; противопожарна безопасност;
- Проверки, профилактики, технологично обслужване на газови съоръжения, обходи на газопроводната система, мониторинг.

4. За всички елементи на преносната мрежа са разработени експлоатационни инструкции, по които се осъществява поддържането на мрежата.

Съгласно Наредба за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи, на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ се водят ремонтни дневници, в които се вписват: извършените ремонтни дейности, технологично обслужване съгласно изискванията на производителя на оборудването, моментното състояние на елементите на мрежата.

V. Мерки за покриване на върховото търсене или за действие в случай на дефицит на един или повече доставчици

През 2011 г. не са предприемани допълнителни мерки за осигуряване на количества природен газ в дните на пиково/върхово потребление.

В тези случаи необходимите допълнителни количества се доставят основно по газопровода за пренос на природен газ през Румъния (входна точка ГИС-1 Негру Вода) и от ПГХ „Чирен“. Постигнатото върхово за последните 5 години потребление от 16,8 млн. м³/ден (24.01.2006 г.) не е достигано през 2011 г. Такова пиково количество може да бъде осигурено при следните условия:

1. Одобрена от ООО „Газпром Экспорт“ завишена заявка за количества на ГИС-1 Негру Вода над определените по договор;
2. Максимален добив от ПГХ „Чирен“;
3. Местен добив.

В случай на дефицит на един или повече доставчици (на входна точка ГИС-1 Негру Вода), „Булгартрансгаз“ ЕАД има подписани споразумения с операторите на Гърция и Турция за пренос на природен газ в обратна посока, които са валидни в случай на прекъсване на преноса на природен газ за тези страни през България.

В тази ситуация могат да бъдат осигурени в условията на реверсивен пренос по 2,4 млн. м³/ден съответно на трансграничните входно/изходни точки Кула/Сидирокастрон (българо/гръцка граница) и Малкочлар (Турция). Другите източници за покриване на върховото търсене остават – максимален добив от ПГХ „Чирен“ и местен добив.