

**БЮЛЕТИН**

**ЗА СЪСТОЯНИЕТО И РАЗВИТИЕТО**

**НА ЕНЕРГЕТИКАТА**

**НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

**2013 Г.**

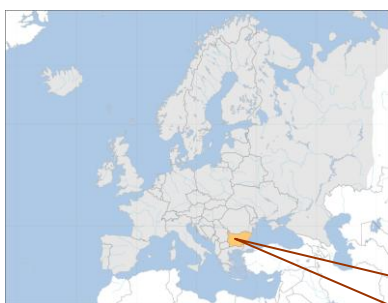
НАСТОЯЩИЯТ ДОКУМЕНТ Е ИЗГОТВЕН НА ОСНОВАНИЕ ЧЛ. 4, АЛ. 2, Т. 17 ОТ ЗАКОНА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА, КОЙТО ИЗИСКВА ЕЖЕГОДНОТО ИЗДАВАНЕ НА БЮЛЕТИН ЗА СЪСТОЯНИЕТО И РАЗВИТИЕТО НА ЕНЕРГЕТИКАТА.

## СЪДЪРЖАНИЕ

1	ЕНЕРГИЕН ПРОФИЛ
2	ЕНЕРГЕТИКАТА В ЦИФРИ – 2012 Г.
3	СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА

## ЕНЕРГИЕН ПРОФИЛ НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

### ОБЩ ПРЕГЛЕД



- Територия – 110 944 km<sup>2</sup>
- 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	2011
Население	млн.	7.72	7.68	7.64	7.61	7.56	7.5	7.33
БВП, реален ръст	% год.	6.4	6.5	6.4	6.2	-5.5	0.4	0.8
Реален БВП на човек (ППС)*	ЕС=100	37	38	40	43	44	44	46
Износ	млн. евро	9 467	12 012	13 512	15 204	11 699	15 561	20 265
Внос	млн. евро	14 663	18 480	21 862	25 095	16 876	19 245	23 407
Ср. годишна инфлация	%	5.0	7.3	8.4	12.3	2.8	2.4	4.2
Безработица	%	10.1	9.0	6.9	5.6	6.8	10.2	11.2
Валутен курс*	лв./евро	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558

Източник: НСИ, БНБ

\* действащ паричен съвет и фиксиран курс на лева спрямо еврото

## МАКРОЕНЕРГИЙНИ ПОКАЗАТЕЛИ

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Производство на първична енергия	1000 тне	10 539	11 011	9 738	9 966	9 553	10 188	11 919
Брутно вътрешно потребление на енергия	1000 тне	20 122	20 761	20 163	19 889	17 447	17 783	19 107
Крайно енергийно потребление	1000 тне	9 512	9 880	9 748	9 568	8 504	8 728	9 059
Дял на електроенергията от ВЕИ в брутното потребление на електроенергия	%	11.8	11.2	7.5	7.4	9.8	15.1	9.8
Енергийна зависимост*	%	47.5	46.2	51.3	52.1	45.3	40.1	36.6

Данните за периода 2005-2010 год. са актуализирани от годишника на НСИ за 2011 г.

\* Данни от Евростат

## ИНДИКАТОРИ ЗА ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	кне/евро	0.929	0.900	0.822	0.763	0.708	0.694	0.691
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	2005=100	100.0	96.9	88.4	82.1	76.2	74.7	74.3
Крайно енергийно потребление/БВП*	кне/евро	0.439	0.428	0.397	0.367	0.345	0.341	0.327
Крайно енергийно потребление/БВП*	2005=100	100.0	97.5	90.4	83.6	78.6	77.6	74.6
Крайно/ Брутно вътрешно потребление на енергия	%	0.47	0.48	0.48	0.48	0.49	0.49	0.47

Източник: Евростат, НСИ

\*константни цени от 2005

## ИНСТИТУЦИИ

**Министерството на икономиката и енергетиката** (<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>)

**Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР)**  
(<http://www.seea.government.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 и енергетиката 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 2012 г. е 29.9 млн. тона, което представлява 90.4% 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 „Проучване и добив на нефт и газ“ АД.** През 2012 година, добивът на природен газ в страната бележи значим ръст, в резултат на разработените две 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, ОПЕТ, 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, греси, 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 **„Ей И Ес-ЗС Марица Изток 1“** (700 MW), **ТЕЦ „Марица 3 Димитровград“** (120 MW), **ТЕЦ „Русе“** (220 MW) и **ТЕЦ „Бобов дол“** (630 MW) са изцяло или преобладаващо 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, производство на електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ (2 631 MW), доставки на електрическа енергия на потребители, присъединени към преносната мрежа и на крайните снабдителни на електрическа енергия, 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. В изпълнение изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, въведен в страната с измененията на Закона за енергетиката от 2012г. (обн. ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.), предстои отделяне на ЕСО ЕАД заедно с преносните активи от НЕК ЕАД, като двете дружества ще останат в структурата на БЕХ ЕАД.

**Разпределението** на електрическа енергия на регулирания пазар се осъществява от регионални компании – оператори на електроразпределителната мрежа – „Енерго-Про Мрежи“ АД (Югоизточна България) и „ЧЕЗ Разпределение България“ АД (Западна България) с мажоритарни акционери съответно Енерго-Про а.с. Чехия и ЧЕЗ а.с. Чехия. Оператор на електроразпределителната мрежа в Югозападна България е „ЕВН България Електроразпределение“ АД, в който мажоритарен акционер е EVN AG Австрия. Крайни снабдителни в регулирания сегмент на пазара в съответните лицензионни територии, посочени по-горе са „Енерго-Про Продажби“ АД, „ЧЕЗ Електро България“ АД и „ЕВН България Електроснабдяване“ АД.

От 1 юли 2007 г. българският пазар на електрическа енергия е напълно либерализиран, което означава, че всеки потребител има законово право на избор на



доставчик и на свободен и равнопоставен достъп до мрежата за пренос на електрическа енергия до мястото на потребление. Въведен е пазарен модел, основан на регулиран достъп на трета страна до мрежата, при който сделките се осъществяват чрез директни двустранни договори между производители или търговци и потребители, като недостигащите количества се купуват, а излишъците по двустранни договори се продават на балансиращия пазар. В преходния период на поэтапна либерализация, паралелно със свободния сегмент, където цените се договарят свободно между страните по сделките, които подлежат на балансиране, продължава да съществува и сегмент, на който сделките с електрическа енергия се осъществяват по регулирани от ДКЕВР цени, като участниците не подлежат на балансиране.

Нерегулираният сегмент на пазара функционира на базата на свободно договорени цени между търговци, потребители и независими производители, търгуващи с количествата електрическа енергия, които остават след като бъдат изпълнени задълженията в рамките на определените квоти към обществения доставчик, с цел покриване нуждите от електроенергия на клиентите от регулирания сегмент. Търговията се осъществява посредством двустранни договори, по свободно договорени цени, на пазар, организиран от ЕСО. Същевременно, системният оператор е в процес на въвеждане на платформа, която ще му позволи да организира „spot“ пазар.

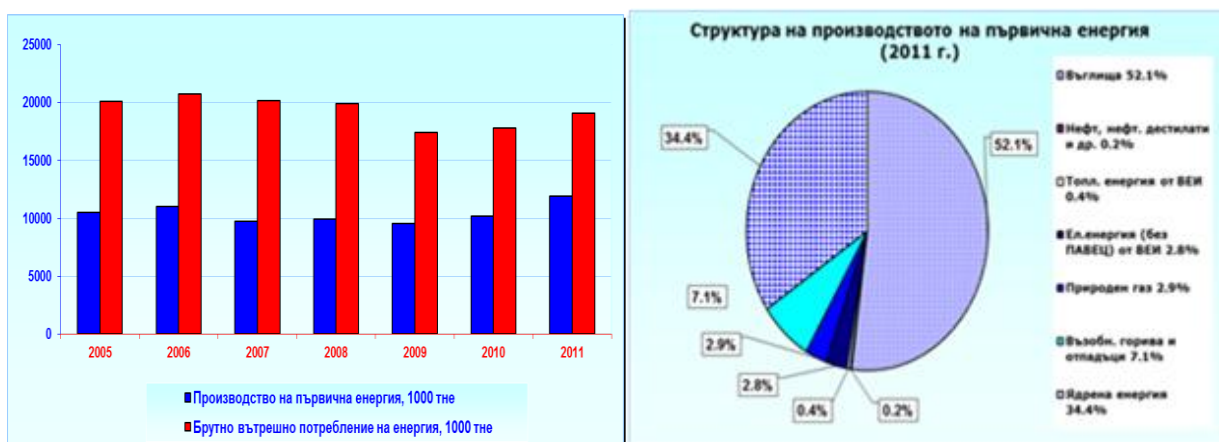
## **Топлинна енергия**

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 1750 MWt 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.

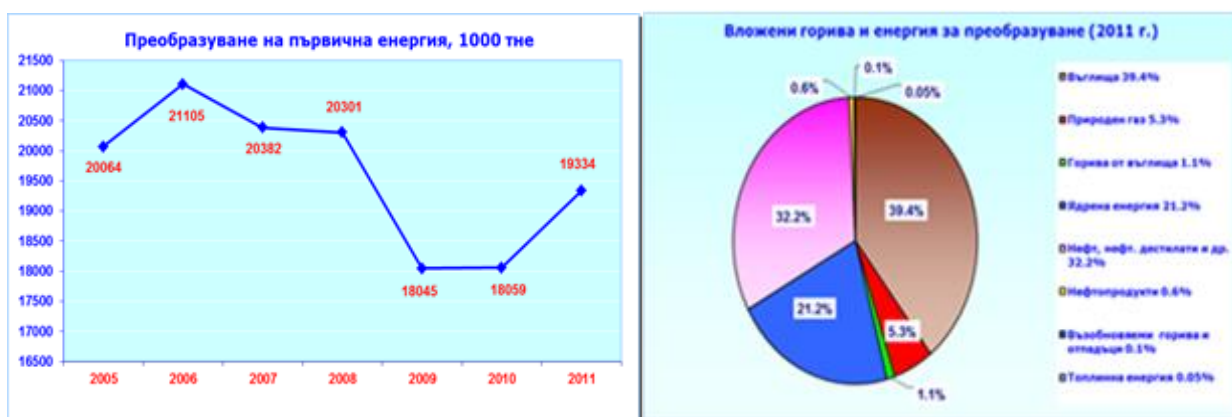
## **ПРОИЗВОДСТВО НА ПЪРВИЧНА ЕНЕРГИЯ**

Производството на първична енергия задоволява малко над 55% от брутното 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 – 2012 Г.

Настоящият раздел е подготвен въз основа на Констативен енергиен баланс за 2012 г., който се изготвя от Министерство на икономиката и енергетиката на базата на отчетна информация, предоставена от енергийните предприятия в страната, в съответствие с разпоредби на Закона за енергетиката и нормативната рамка по неговото прилагане.

### МЕСТНИ ВЪГЛИЩА

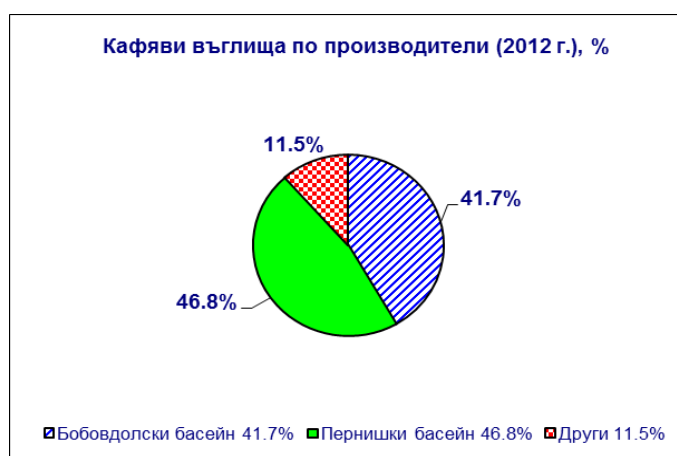
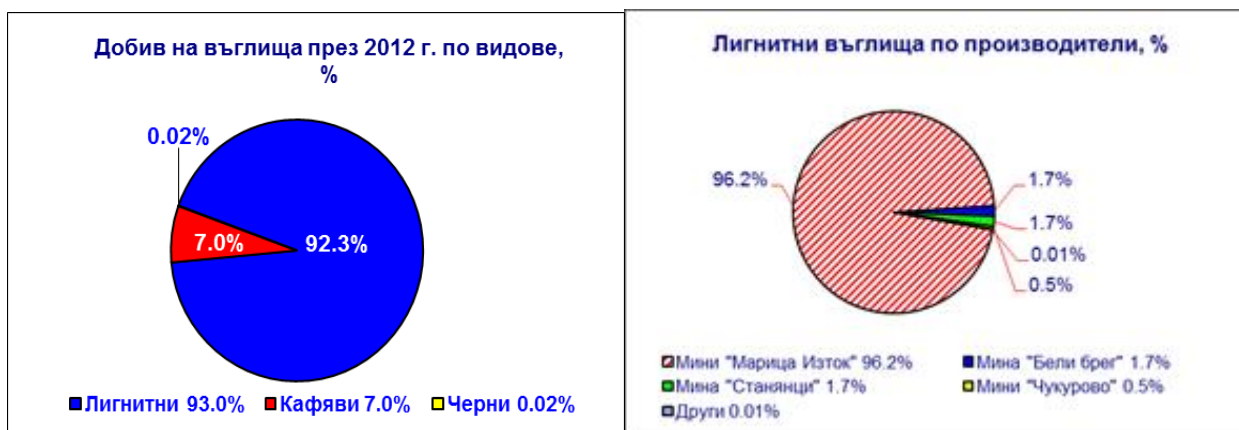
**ДОБИВЪТ** на въглища възлиза на 33.4 млн. тона, което е с 9.4% по-малко в сравнение с 2011 г.

В структурата на добитите въглища преобладават лигнитните – 93.0%, следвани от кафявите – 7.0% и черни въглища – 0.02%.

Общият добив на лигнитни въглища е 31.0 млн. тона като техен основен производител е Мини „Марица изток“ ЕАД, с дял от 96.2%. Други производители на лигнитни въглища са мините „Бели брег“ (1.7%), „Станянци“ (1.7%) и „Чукурово“ (0.5%).

Общият добив на кафяви въглища е 2.3 млн. тона, добити основно от Бобовдолския (0.97 млн. т.) и Пернишкия (1.09 млн. т.) басейни.

Общият добив на черни въглища е незначителен (7.2 хил.т.) и е реализиран от Мини „Балкан 2000“ ЕАД.



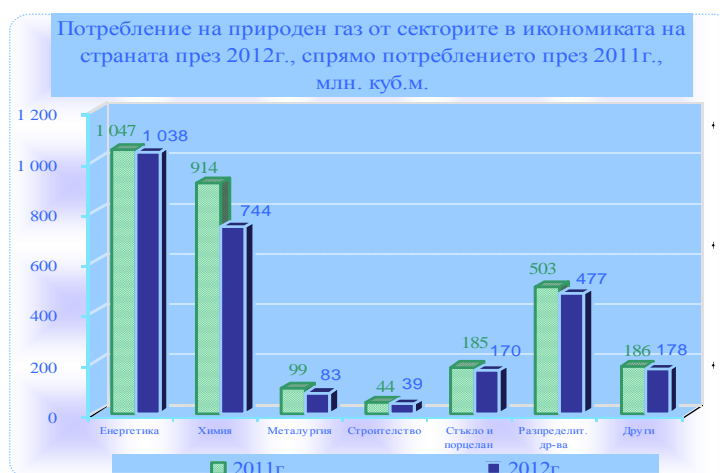
**ПОТРЕБЛЕНИЕТО** на въглища е предимно за производство на електрическа и топлинна енергия – 97.4%, както и за производство на брикети (1.4%), за собствени нужди и други консуматори (0.7%) и за отоплителни нужди на домакинствата (0.5%).

## ПРИРОДЕН ГАЗ

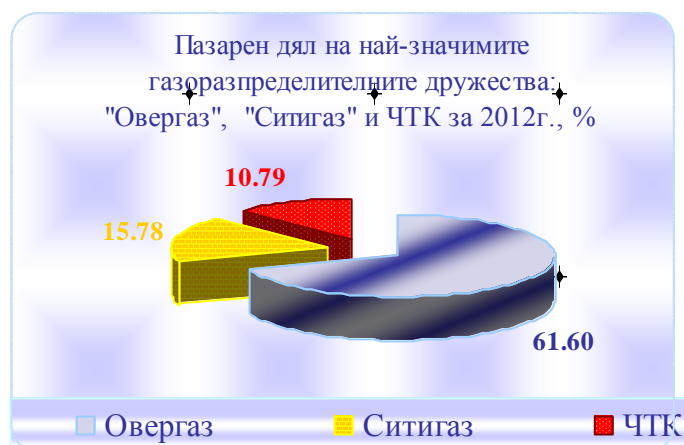
**ВНОСЪТ** на природен газ в България за 2012 г. е 2 527 млн. м<sup>3</sup>/в т.ч. 245 млн. м<sup>3</sup> горивен газ за функциониране на транзитната система/, което е с 10% по-малко от предходната 2011 г. Местният добив на природен газ се осъществява от „Мелроуз Ресорсис Сарл“ и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. През 2012 г. те са добили 389 млн. м<sup>3</sup> или с 12% по-малко от 2011 г.

Българската страна експлоатира подземното газохранилище „ЧИРЕН“, с капацитет на активен газ около 450 млн. м<sup>3</sup>/годишно. През 2012 г. в него са нагнетени 222 млн. м<sup>3</sup> природен газ, а изтегленото количество е 346 млн. м<sup>3</sup>.

**ПОТРЕБЛЕНИЕТО** на природен газ в страната за 2012 г. е 2 749 млн. м<sup>3</sup>, което е с 8% по-малко в сравнение с 2011 г. и е представено на следващата графика:



Предмет на особено внимание представлява динамиката на продажбите на газоразпределителните дружества, чиято мрежата е в процес на развитие и разширение. През 2012 г. газоразпределителните дружества са разпределили 457 670 хил. м<sup>3</sup> природен газ на територията на страната, което е 33 926 хил. куб. м. или (-7%) по-малко от реализираните продажби през 2011 г. Дружествата с най-голям пазарен дял в страната са „Овергаз Инк“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и Черноморска Технологична Компания. Тяхното процентно разпределение е показано в графичен вид:



## НЕФТ, НЕФТОПРОДУКТИ И БИОГОРИВА

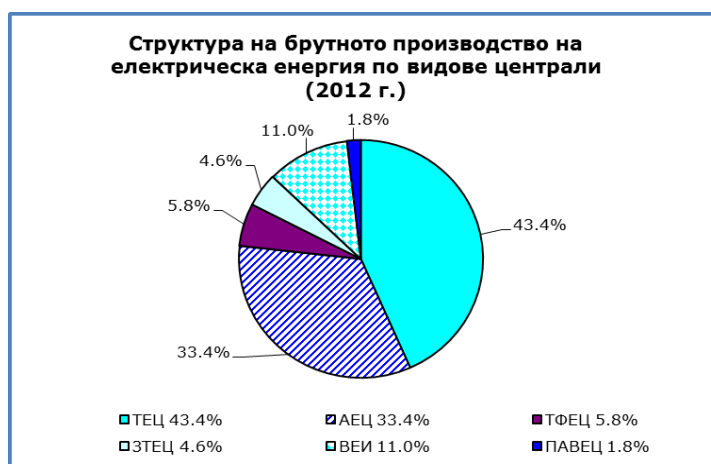
Добивът на нефт в Р България е в незначителни количества – 23.5 хил. тона през 2012 г. Осъществява се от предприятие „Проучване и добив на нефт и газ“ гр. Долни Дъбник, което е собственост на частна компания от 2004 г.

Потребностите от **НЕФТ** в страната се обезпечават предимно от внос.

Основен вносител и преработвател на нефт е „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД. През 2012 г. от рафинерията са внесени около 5.7 млн. тона суров нефт, което е с 24.1% повече в сравнение с 2011 г.

Произведени са 6.0 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 47.3 ТВтч, което е с 6.7% по-малко от производството през 2011 г. Търговският **ИЗНОС** на електрическа енергия е 8.3 ТВтч или 17.6% от брутното производство.

В структурата на производство на електрическа енергия доминират електроенергетичните централи, използващи въглища, следвани от ядрената централа АЕЦ „Козлодуй“.

Произведената електрическа енергия от вятърни генератори през 2012 г. е 1.2 ТВтч, което с 45.7% повече в сравнение с 2011 г. и представлява 23.4% от брутното електропроизводство от ВЕИ. Произведената електрическа енергия от фотоволтаични централи през през 2012 г. е 0.8 ТВтч.

Делът на вложените местни енергоносители за производството на електрическа енергия през 2012 г. е 89.8%, а този на вносните – 10.2% (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.

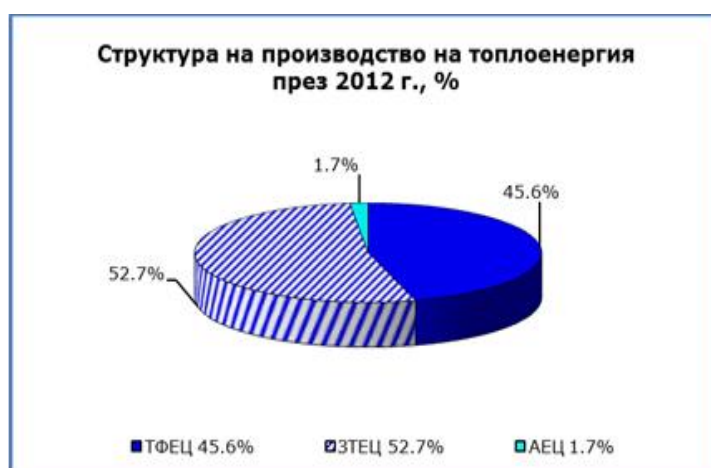
Крайното **ПОТРЕБЛЕНИЕ** на електрическа енергия в страната през 2012 г. възлиза на 29.2 ТВтч, което е с 1.2% по-малко в сравнение с 2011 г. Стопанският и обществен сектор участват в крайното потребление на електрическа енергия с 62.8%, а битовия с 37.2%.

Закупената от крайните снабдители електрическа енергия възлиза на 26.3 ТВтч, което е с 1.1% по-малко в сравнение с 2011 г.

Продажбите на електрическа енергия на свободния пазар в страната (потребители, възползвали се от правото си да избират доставчик) през 2012 г. са 5.1 ТВтч (17.6% 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 30.5%.

## ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ



През 2012 г. е **ПРОИЗВЕДЕНА** 15.5 ТВтч топлинна енергия от ТФЕЦ, ЗТЕЦ и АЕЦ, което е с 6.4% повече в сравнение с 2011 г. (заводски централи – увеличение със 17.7%, АЕЦ „Козлодуй“ – увеличение с 2.0% и топлофикационните дружества – намаление с 4.0%).

С най-голям относителен дял от вложените горива за производство на топлинна енергия са газообразните горива - 48.8%, следвани от вносните въглища – 31.8%, местни въглища – 16.8%, ядрена енергия – 2.1%, течни горива – 0.3% и биогорива – 0.2%.

В структурата на производство на топлинна енергия с доминиращ дял са заводските централи – 52.7%, следвани от топлофикационните дружества – 45.6% и АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД – 1.7%.

**РЕАЛИЗИРАНАТА** топлинна енергия през 2012 г. възлиза на 11.6 ТВтч, което е с 4.2% повече спрямо 2011 г. В структурата на потребление на топлинна енергия с най-голям дял са промишлените и стопански потребители – 59.6%, следвани от домакинствата – 34.5% и бюджетните организации – 5.9%. Спрямо 2011 г., потреблението на топлинна енергия от промишлените и стопански потребители се е увеличило с 12.7%, при бюджетните потребители е намаляло с 9.6% и при битовия сектор е намаляло с 5.7%.



<b>СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА</b>	
<b>АЕЦ</b>	Атомна електрическа централа
<b>БВП</b>	Брутен вътрешен продукт
<b>ВЕИ</b>	Възобновяеми енергийни източници
<b>ВЕЦ</b>	Водно електрическа(и) централа(и)
<b>ГВтч</b>	Гигаватчас(а)
<b>ЕС</b>	Европейски съюз
<b>ЕС-27</b>	Европейски съюз, обхващащ 27 държави-членки
<b>ЗТЕЦ</b>	Заводска топлоелектрическа централа
<b>кне/евро БВП</b>	Килограм(а) нефтен еквивалент на единица брутен вътрешен продукт
<b>лв./евро</b>	Валутен курс на лева спрямо еврото
<b>Млн. м<sup>3</sup></b>	Милиона кубически метра
<b>Млрд. м<sup>3</sup></b>	Милиарда кубически метра
<b>Млн. т.</b>	Милиона тона
<b>НСИ</b>	Национален статистически институт
<b>ПАВЕЦ</b>	Помпено – акумулираща водно електрическа централа
<b>ТВтч</b>	Тераватчас(а)
<b>СО<sub>2</sub></b>	Въглероден двуокис
<b>ТЕЦ</b>	Топлоелектрическа(и) централа(и)
<b>тне</b>	Тона нефтен еквивалент
<b>ТФЕЦ</b>	Топлофикационна електроцентрала (топлофикационно дружество)
<b>ХЕК</b>	Хидроенергиен комплекс
<b>хил. т.</b>	Хиляди тона
<b>MW</b>	Мегават(а)

**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**

**2013 г., гр. София**

Настоящият доклад за 2012 г. 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 2012 г.\***

ПОТРЕБЛЕНИЕТО на природен газ в страната през за 2012 г. е 2 749 млн. м<sup>3</sup>/в т.ч. 245 млн. м<sup>3</sup> горивен газ за функциониране на транзитната система/, което е с 8.2% по-малко от предходната 2011 г. Местният добив на природен газ се осъществява от „Мелроуз Ресорсис Сарл“ и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. През 2012 г. те са добили 389 млн. м<sup>3</sup> или с 12.2% по-малко от 2011 г.

Основни потребители на природен газ са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, чието общо потребление възлиза на 1 782 млн. м<sup>3</sup>, или около 65% от общото потребление на природен газ в страната. Предмет на особено внимание представлява динамиката на продажбите на газоразпределителните дружества, чиято мрежата е в процес на развитие и разширение. През 2012 г. газоразпределителните дружества са разпределили 457 670 хил. м<sup>3</sup> природен газ на територията на страната, което е 33 926 хил. куб. м. или 7% по-малко от реализираните продажби през 2011 г. Петте газоразпределителни дружества с най-голям пазарен дял по отношение на продажби на крайни потребители са както следва:

- „Овергаз Изток“ АД – 16%
- „Овергаз Север“ ЕАД – 16%
- „Софиягаз“ ЕАД – 15%
- „Ситигаз България“ ЕАД – 14%
- „Овергаз Юг“ АД – 4%

„Булгартрансгаз“ ЕАД експлоатира подземното газохранилище „ЧИРЕН“, с капацитет на активен газ около 450 млн. м<sup>3</sup>/годишно. През 2012 г. в него са нагнетени 222 млн. м<sup>3</sup> природен газ, а изтегленото количество е 346.8 млн.м<sup>3</sup>.

Транзитираното количество природен газ за Турция, Гърция и Македония през 2012 г. е 14 997 млн. м<sup>3</sup>, което е с 0.4% по-малко от реализирания транзит през 2011 г. Основното транзитно направление е за Турция, за която през 2012 г. са транзитирани 12 363 млн. м<sup>3</sup> природен газ, което е с 2.8% повече от транзитираните количества по това направление през 2011 г. Намалението на транзита за Гърция е 13.9%.

---

\* Данните са от Констативния гориво-енергиен баланс на България за 2012 г. /Министерство на икономиката и енергетиката/

## **II. Ниво на очакваното търсене в бъдеще и наличното предлагане**

ВНОСЪТ на природен газ в България за 2013 г. се очаква да бъде 2 500 млн. м<sup>3</sup> и ще се осъществява от ОАО „Газпром Експорт“. Местният добив на природен газ се очаква да бъде около 305 млн. м<sup>3</sup> и да се реализира от „Мелроуз Ресорсис Сарл“ и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. „Овергаз Инк.“ АД отделно ще внася количества газ за собствено потребление.

На 15.11.2012 г. е подписан нов договор между "Булгаргаз" ЕАД и ОАО "Газпром Експорт" за доставка на природен газ за период от десет години, с възможност за предоговаряне на цените и необходимите количества на шестата година. Договорена е и нова цена на природния газ от 01.01.2013 г., която е с 20% по-ниска спрямо цената на руския газ от януари 2012 г. Съгласно клаузите на новия газов договор, България ще получава по 2.9 млрд. куб. природен газ годишно от Газпром. Доставките на газ ще се осъществяват без посредници, като клаузата "take or pay" е променена от 90% на 80% от договореното количество.

## **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. м<sup>3</sup>/г. Избран е изпълнител на проекта, планира се газопроводът да бъде пуснат в експлоатация в началото на 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. м<sup>3</sup>/г.** Максималният капацитет на газопровода до Оряхово е **131 млн. м<sup>3</sup>/г. Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация в средата на 2014 г.**

**За двата проекта, „Булгартрансгаз“ ЕАД е подписал с Международен фонд „Козлодуй“ по не-ядрения прозорец грантово споразумение за безвъзмездно финансиране на обща стойност 20 млн. евро.**

3. Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ – от 0,45 млрд.м<sup>3</sup> **на 0,7 - 1 млрд. м<sup>3</sup>** . Процеса на изпълнение на проекта е в зависимост от допълнителните геоложки и геофизични изследвания, спрямо тях ще се състои поетапното увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и постигане на по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Предвидено е разширението на ПГХ «Чирен» да бъде завършено през 2015г.

4. В средносрочната си Инвестиционна програма, в периода 2013-2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда проучване и вземане на решение за изграждане на нови газопроводни отклонения до Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог и до Свищов. Проектите за газопроводи до Панагюрище и Пирдоп и до Свищов са заложили в част Прединвестиционна подготовка на Инвестиционната програма на Дружеството и за тях предстои да бъдат направени проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и взимането на крайно инвестиционно решение. За газопровода Банско - Разлог има изготвено предпроектно проучване. Окончателен вариант на трасето на газопровода ще бъде избран при разработване на ПУП, след като бъде взето окончателно инвестиционно решение за реализацията на проекта.

Същевременно, през 2012 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД кандидатства с трите проекта за финансиране по Мярка 1 от програмата „Идентификация на проектни линии за финансиране или съфинансиране от Международен фонд Козлодуй (2010-2013)“. Към момента Дружеството ни не е уведомено за решението на Международен фонд

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

Предвидено е изграждане на измервателни възли, позволяващи измерване на количеството природен газ за пренос от транзитния газопровод към националната газопреносна 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 до края на 2013 г.

- Изграждане на измервателен възел на технологична връзка между ТГ и МГ при КС „Лозенец“. Предвижда се обектът да бъде пуснат в експлоатация до края на 2013 г.
- 6. Извършване на планови ремонтни работи в газопроводен участък от Линеен кранов възел „Яна“ до Очистно съоръжение „Нови Искър“. Ремонтните дейности целят осигуряването на непрекъснатия режим на доставка на природен газ при максимална степен на надеждност и безопасност на преносната система. Същите са планирани в Ремонтната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2013 г. и в съответствие с изискванията на Регламент (ЕО) 715/2009.

### **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. м<sup>3</sup>/г., а минималният 0,5 млрд. м<sup>3</sup>/г.**, диаметър на тръбата 500 мм и работно налягане 54 bar. **Планирано е строителството да бъде завършено през есента на 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. м<sup>3</sup>/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 **минимален капацитет на интерконектора е 3 млрд.м<sup>3</sup>/г.**, предварително оценен диаметър на тръбата е 700 – 1000 мм, работно налягане 75 bar. **Проектът се намира в идейна фаза.**

#### 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. м<sup>3</sup>/г, а максималният до 5,5 млрд. м<sup>3</sup>/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 2015 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 2012 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 2012 година е достигнато върхово потребление от 15,116 млн.м<sup>3</sup>/ден (31.01-01.02.2012 г.). Не са предприемани допълнителни мерки за осигуряване на количества природен газ в дните на пиково/върхово потребление.

При такива 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 години потребление от 16,8 млн.



м<sup>3</sup>/ден (24.01.2006 г.) не е достигано през 2012 г. Такова пиково количество може да бъде осигурено при следните условия:

1. Одобрена от ОАО „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 постигната договореност с оператора на Гърция DESFA за пренос на природен газ в обратна посока.

В тази ситуация могат да бъдат осигурени в условията на реверсивен пренос 1 млн. м<sup>3</sup>/ден непрекъсваем капацитет и 2 млн. м<sup>3</sup>/ден прекъсваем капацитет на трансграничната входно/изходна точка Кула/Сидирокастрон (българо/гръцка граница). Другите източници за покриване на върховото търсене остават – максимален добив от ПГХ „Чирен“ и местен добив.