



## ЦЕНТЪР ЗА ИЗСЛЕДВАНЕ НА ДЕМОКРАЦИЯТА

### ЕНЕРГИЙНИЯТ СЕКТОР НА БЪЛГАРИЯ

Policy Brief No. 22, Май 2010 г.

#### Основни предизвикателства

Поради стратегическото си географско разположение България е изправена пред сложни дилеми. От една страна, тя е въввлечена в противоречивата енергийна геополитика на Евразия, а от друга, като страна – членка на Европейския съюз, е задължена да преследва амбициозни цели за регулации, енергийна ефективност и климатични промени в рамките на разпокъсаната и сложна енергийна политика на Съюза. Подобна позиция е сложно предизвикателство, но разкрива и множество възможности пред правителството в София.

България е член на подкрепяната от ЕС "Енергийна общност", която цели насърчаването на регионалното сътрудничество на Балканите и в района на Черно море, но е белязана от геополитически проблеми като преговорите за членство на Турция в ЕС и агресивната енергийна стратегия на Русия спрямо ЕС. В подобна среда България не може да си позволи да не участва в енергийната геополитика поради почти пълната ѝ зависимост от вноса на газ от Русия през един-единствен тръбопровод, което я принуждава да търси отговори на тези дилеми. България внася

около 75 % от своите първични енергийни източници (нефт, газ, ядрено гориво, въглища) от Русия.

Енергийните пазари на България остават силно монополизирани на всички равнища. Цените се регулират на база референтни стойности или формули, което е признак на твърде ниските равнища на конкуренция в енергийния сектор. През 2008 г. българското правителство предложи проект на нова енергийна стратегия, която препоръчва устойчиво развитие, конкурентни пазари, постигане на енергийна сигурност чрез диверсификация и развитие на възобновяеми енергийни източници. Проектът на стратегия не осигури стабилна основа за провежданата енергийна политика и не бе приет от Народното събрание. Впоследствие бяха взети ключови решения, засягащи бъдещето на енергетиката на страната, без ясна политическа и стратегическа визия.

В процес на разработване е нова енергийна стратегия. Сегашното правителство заема по-решителна позиция по отношение на ограничаването на корупцията, осигуряването на адекватна прозрачност и гарантирането на конкуренцията в енергийния сектор, но вземането на решения и процедурите, засягащи основните



Публикацията се осъществява съвместно с Атлантическия съвет на САЩ и с финансовата подкрепа на Правителството на Норвегия чрез Норвежката програма за сътрудничество за икономически растеж и устойчиво развитие в България.

проекти и политики, остават неясни и могат да бъдат повлияни от конкретни интереси.

## Секторен преглед

### I. Нефт

Доказаните собствени източници на нефт в България са ограничени (около 15 млн. барела), а производството е незначително. Вносът, износът и търговията на суров петрол и рафинирани продукти са напълно либерализирани. Цялото количество суров петрол и значителна част от рафинираните продукти се внасят от Русия. От друга страна, руският внос от България е незначителен, което води до сериозен дисбаланс в двустранната търговия. Нетният внос от Русия в България на изкопаеми горива, нефт и електричество достига до около 2 млрд. евро на година.

Вносът на суров петрол към момента възлиза на около 7,5 млн. т. на година, преработван в рафинерията „Лукойл Нефтохим“ и в нефтохимическите заводи по бургаското крайбрежие. След приватизацията на рафинерията „Лукойл“ съкрати капацитета ѝ от 220 000 на 145 000 барела на ден, като затвори два блока за атмосферна дестилация. Съоръжението обаче остава най-голямото на Балканите.

Планове на България да участва в прокарането на тръбопровода за суров петрол Бургас – Александруполис се проточиха във времето. Неуспехът с осъществяването на проекта вероятно ще намали възможността на страната за достъп до алтернативни източници на суров петрол. От друга страна, според клаузите на тристранното междуправителствено споразумение между България, Гърция и Русия оперативният контрол върху тръбопровода се извършва от руския „Транснефт“, който до момента не успява да осигури изискваното количество суров петрол. Като се вземе предвид високата чувствителност на проекта по отношение на околната среда, която вече създаде отрицателно обществено мнение и привлече вниманието на ЕС, е малко вероятно ползите от проекта да надвишат загубите. Поради тези причини

проектът остава неясен и с малка вероятност за осъществяване в близко бъдеще.

- Съществува изключително висока концентрация на пазарна мощ в сектора за суров петрол и нефтопреработка.
- Качеството на преработените продукти често е под въпрос, като най-вероятните причини са фалшификация на продуктите и внос на продукти, които не отговарят на изискванията на ЕС.
- Съществува широкообхватен „сив“ сектор в индустрията, който се оценява на най-малко една трета от пазара. Според различни изчисления размерът на „сивия“ сектор варира от 800 млн. до 2 млрд. евро.

### II. Природен газ

Почти без доказани местни източници и с вътрешен пазар от едва 2,5-3,5 млрд. куб м на година, България разполага с обширна система от газопроводи, които обслужват собствените ѝ нужди, както и нуждите на съседните Турция, Гърция и Македония. Подаването на природен газ на българската граница (около 22 млрд. куб м на година) може да се сравни на база топлинен еквивалент с цялото предлагане на първична енергия за страната (производство и внос). Около 85 % от газта е предназначена за транзит.

Опитите да се развият вътрешни източници на газ до момента не успяват да постигнат значителни резултати, въпреки че няколко малки находища са разработени и изчерпани. Най-добри перспективи за нови открития има в континенталния шелф, повечето от които все още не са сондирани. До момента България не е проучвала дълбоководни газови находища. Обмисля се някои изчерпани находища да се използват за построяването на подземни газови хранилища и има планове да се разшири единственото съществуващо подземно газово хранилище в Чирен. Неконвенционалното разработване на газ все още не е разглеждано.

Природният газ се внася в България от един доставчик – „Булгаргаз“, изцяло собственост на

държавното дружество “Български енергиен холдинг” (БЕХ). “Булгаргаз” единствен притежава лиценз за обществено снабдяване с природен газ. Според дългосрочните договори, които ще изтекат в края на 2010 и 2012 г., “Булгаргаз” внася газ от дъщерни дружества на “Газпром” и посредници (“Овергаз Инк”, “Винтерсхал” и “Газекспорт”).

“Булгартрансгаз” е собственик и оператор на газопроводите с високо налягане и подземното газово хранилище в Чирен. България е обявила намеренията си, подкрепени от ЕС, да изгради газови връзки с Гърция, Румъния, Турция и Сърбия, които да подобрят гъвкавостта на системата и сигурността при снабдяването с газ и складира повече газ в подземното газово хранилище след лятото на 2009 г. Въпреки това за момента доставките на природен газ за страната са изцяло зависими от две паралелни линии, идващи от Русия през Украйна, Молдова и Румъния.

Разпределението на природен газ се извършва от “Булгаргаз”, който снабдява по-големите клиенти директно от националния обръч от тръбопроводи с високо налягане чрез разклонения и чрез частни разпределителни компании, които имат изключителни права над отделни географски райони, определени на базата на лиценз. Най-голямата частна газова разпределителна компания е контролирана на 50 % от “Газпром”. Търсенето на природен газ е най-голямо в промишлеността и в енергетиката. Производството на природен газ, както и вносът, износът, транспортирането, преносът, разпределението и търговията с него се определят от Закона за енергетиката (2003 г.), с който се създава и държавната Комисия за енергийно и водно регулиране. България е приела, но все още не е напълно приложила, европейското общностно право (директивите за газта), включително Третия либерализационен пакет, който изисква постепенно отваряне на пазара и дефинира различните категории клиенти.

- Изключително висока концентрация на вноса на природен газ, който се извършва по един-единствен маршрут.

- Изключително висока концентрация на пазарна мощ в газовия сектор в страната (монополисти).
- Пълно доминиране на транзитната газопроводна система от един-единствен клиент (монопсон), който има и значително присъствие на вътрешния пазар в газоразпределението.
- Липса на конкурентни предимства при преговорите за подходящи условия за търговия с газ с доминиращия чуждестранен доставчик, който също е единственият потребител на транзитните газопроводи.

### III. Въглища

Нискокалоричните лигнитни въглища са единственият значим, сигурен местен източник на първична енергия в България. Въглищните електроцентрали произвеждат около 55 % от електрическата енергия в страната. Най-големият доставчик на въглища е мини “Марица-изток” ЕАД (част от БЕХ), които са 100 % държавна собственост и продават почти цялата си продукция на електрическите централи, разположени край мините. Пазарът на въглища е напълно либерализиран.

Българските лигнитни въглища са влажни и с високо съдържание на прах и сяра. В резултат на разработваната в момента директива на ЕС по-голямата част от българските въглищни електроцентрали трябва да бъдат закрити, освен ако не бъдат осъществени значителни инвестиции, които да им позволят да отговарят на по-строгите стандарти на ЕС за емисиите на пепел и вредни газове. Някои електрически централи не отговарят дори на настоящите изисквания на ЕС за опазване на околната среда и България получи предупреждение за предстоящи глоби, ако не бъдат взети спешни мерки.

- Съществува висока концентрация на пазарна мощ във въглищната промишленост както от страна на предлагането, така и на търсенето, като 85 % от добиваните в страната въглища

се продават само на три централи, разположени край мините.

- Конкуренетоспособността на българското производство на електрическа енергия, базирано на въглища, зависи от възможностите му да отговори на изискванията на ЕС за опазване на околната среда. В дългосрочна перспектива бъдещето на въглищните електрически централи зависи от политиката по отношение на борбата с климатичните промени и евентуалното прилагане на нововъзникващи технологии за намаляване на емисиите на CO<sub>2</sub> като например улавянето и съхраняването на въглерод (УСВ). Например в България не е ясно в какви резервоари и на кои места може действително да се съхранява CO<sub>2</sub>, законовата и регулаторна рамка за УСВ не е завършена, което прави използването на УСВ несигурно.
- Производството на електрическа енергия, основаващо се на въглищата, е сред основните мощности в електроенергийната система на страната и се конкурира с атомните и въглищните топлоцентрали в региона.

#### IV. Възобновяеми енергийни източници

Политиката и стратегията на България по отношение на възобновяемите енергийни източници (ВЕИ) са определени в съответствие със „зелените“ регулации на ЕС в контекста на политиките на Съюза за устойчиво развитие. Според Енергийния пакет на ЕС и Директивата за възобновяемите енергийни източници електроенергията от ВЕИ (ВЕИ-Е) трябва да достигне 20 % от крайното потребление на електроенергия в ЕС до 2020 г. (при 8,5 % през 2005 г.). България е договорила с Европейската комисия две цели до 2020 г.: за електрическа енергия – 16 % от крайното потребление на електроенергия трябва да е ВЕИ-Е (при 11 % за 2010 г.), и за транспорт – 10 % от горивата трябва да са биогорива (при 5,75 % за 2010 г.). Правителството на България планира постигането на целите в проекта на Национален план за действие за ВЕИ (който трябва да бъде приет окончателно през юни 2010 г.).

България отбелязва значително нарастване на ВЕИ в общото производство на електроенергия и има вероятност да достигне целта си от 16 % ВЕИ в общото потребление на електроенергия, освен ако съществуващата несигурност при свързването на ВЕИ към електрическата мрежа не даде силно отрицателно отражение. ВЕИ осигуряват около 7 % от производството на електрическа енергия през 2009 г., от които само около 1 % е вятърна, а остатъкът – водна.

България транспонира изцяло законодателството на ЕС по отношение на устойчивото развитие и „зелената“ енергия, но неговото прилагане остава несигурно. Развитието на ВЕИ се насърчава финансово чрез преференциални цени за изкупуване (feed-in tariffs), преференциални договори, кредитни линии за ВЕИ, търговия със „зелени“ сертификати (все още не се прилага) и дял от приходите от търговията с въглеродни емисии. Въпреки това действителното осъществяване на проектите е възпрепятствано от някои технически и административни проблеми. Тези проблеми заедно с лошите практики и липсата на прозрачност в ценообразуването и предоставянето на разрешителни съгласно оценка за въздействие върху околната среда се посочват като основната причина за притеснение и обезкуражаване на инвеститорите.

- Заявленията на инвеститорски интерес за построяване на вятърни ферми в България достигат общо 12 – 14 ГВ, като превишават общата инсталирана мощност за производство на електроенергия към 2009 г. Само малка част от проектите, вероятно до 2 ГВ, ще бъде реализирана поради технически ограничения на електрическата мрежа и липса на подходящи терени.
- Големите закъснения при изпълнението на основни хидроенергийни проекти са причинени от лошо и нерационално управление на проектите.
- Стабилността на условията за инвестиции е подозрителна, особено по отношение на свързването към електропреносната мрежа и на ценообразуването при „зелената“ енергия.

## V. Електроенергия

Инсталираният нетен капацитет за производство на електроенергия в България е 9,7 ГВ (2009 г.), от които 2 ГВ атомен, 2,7 ГВ воден (включително 1,4 ГВ в три помпено-акумулиращи станции), 4,9 ГВ конвенционално топлинен и около 0,1 ГВ вятърен. По-голямата част от брутното производство на електрическа енергия през 2008 г. се осъществява от топлоелектрически централи (57,7 %) и от атомната електрическа централа в Козлодуй (35,5 %). Водните централи добавят още 5,5 %, а вятърните – около 1 %. Нетното производство през 2008 г. се равнява на 40 ГВч (56 % топлинно и 36,8 % атомно). След приспадане на износа (8,4 ГВч), вноса (3,1 ГВч) и помпено-акумулиращото потребление (0,6 ГВч) оставащата за вътрешния пазар електрическа енергия е 34 ГВч.

Пазарът на електрическа енергия в България, както и газовият пазар попадат под директивите за либерализация на ЕС, но към момента едва около 20 % от пазара са либерализирани. Цените на електрическата енергия в България все още са сред най-ниските в Европа по пазарни разменни курсове на валутите, което често се посочва като причина за неефективното използване на електрическа енергия от домакинствата, особено за отопление. На база паритет на покупателната способност (ППС) обаче, цените на електрическата енергия в България са сред най-високите в ЕС. Независимо от начина на пресмятане енергийната интензивност към БВП в България за момента е най-високата в ЕС. Без да може да разчита на дълбок местен капиталов пазар и изправено пред тройния риск от енергийна неефективност, нужда от инвестиране във всеобхватни подобрения на енергийната система и необходимост да ограничи широко разпространената корупция и бюрокрация в енергийния сектор, българското правителство неуверено се изправя пред тест, за който няма друга алтернатива освен да го издържи успешно.

## VI. Атомна електроенергия

АЕЦ „Козлодуй“ разполага с шест блока, от които четири реактора WWER-440/V-230 и два по-нови блока WWER-1000/V-320. Към 2006 г. всички четири

блока WWER-440 бяха затворени окончателно в съответствие с поетите от България ангажименти по присъединяването на страната към ЕС. По-новите блокове (5 и 6) функционират изцяло. Централата е собственост и се управлява от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, дъщерно дружество на БЕХ.

През 1987 г. започва работата по втора централа, разположена в Белене, на река Дунав. Първият блок (от общо четирите първоначално планирани реактора тип WWER-1000/V-320) е частично построен до 1990 г., когато строителните работи са прекратени поради липса на средства и обществени протести. През 2002 г. правителството възлага предпроектно проучване, а през 2005 г. решава да поднови строителната дейност на централа с по-малки мащаби, като Националната електрическа компания (НЕК) отговаря за развитието на проекта. През октомври 2006 г. НЕК сключва договор за около 4 млрд. евро с „Атомстройекспорт“, Русия, за два блока WWER/AES-92. През 2006 г. българският атомен регулатор издава лиценз на АЕЦ „Белене“ за 2 реактора. Министърът на регионалното развитие и благоустройството издава разрешение за строителство през юли 2008 г. Очакваше се строежът да започне през 2009 – 2010 г., като двата блока трябваше да започнат да функционират през 2013 – 2014 г. Поради сериозни опасения във връзка с управлението, финансирането, екологичното въздействие и сигурността на проекта той остава замразен. До момента изпълнението му се свежда до почистване на строителната площадка, за което са похарчени около 600 млн. евро за разходи и вероятни злоупотреби.

При изготвянето на проекта „Белене“ не става ясно коя компания или държавен орган носи отговорността за вземането на решенията за инвестиране и кой е собственик на проекта. Правителството подновява работата по проекта, преди да подпише договор с избрания стратегически инвеститор (RWE) и се оказа в задънена улица, когато RWE се оттегля от проекта през 2009 г. Основният изпълнител, подизпълнителите и консултантите са избрани въпреки опасенията за нарушения на правилата за

обществени поръчки, процедурите по търговете и яснотата на техническите спецификации за търга, давайки основание за твърдения, че конкуренцията при него е ограничена. Клаузите на договора с "Атомстройекспорт" (включително последващите поправки) не са обществено достъпни и не са разгледани от Народното събрание. Остава неясна реалната стойност на проекта, която първоначално е определена на около 4 млрд. евро, но последващи изчисления определят цена от около 8-10 млрд. евро. Българската Агенция за атомно регулиране, ЕС и международните регулаторни органи невинаги получават пълна информация за напредъка на проекта, което „спомогна“ за отдръпването на всички частни инвеститори наред с главния финансов съветник по проекта – БНП "Париба". В момента само правителството на Русия посочва, че има желание и може да предостави около 2 млрд. евро под формата на заеми, за да не се замрази обектът или да придобие до 80 % дял в проекта.

Очаква се българското правителство да вземе окончателно решение за Белене през 2010 г. Фактор, който увеличава несигурността, обгръщаща Белене, е широкото поле на колебания в изчисленията на производствената мощност, която реално ще бъде необходима на българския пазар за електрическа енергия. Малко вероятно е капацитетът на Белене от 2 ГВ да бъде необходим преди затварянето на блокове 5 и 6 (общо 2 ГВ) в съществуващата АЕЦ „Козлодуй“. Тяхното проектно изваждане от експлоатация се очаква към 2017 – 2020, но срокът им на полезно действие може да бъде удължен до 2027 – 2030 г., ако блоковете отговарят на изискванията за безопасност. Освен това търсенето на електроенергия в България е слабо през последните години и може да бъде допълнително намалено чрез подобряване на енергийната ефективност, за което съществуват широки възможности. Пазарът за АЕЦ "Белене" се представя като национален и регионален, но перспективите за износ на електрическа енергия в Югоизточна Европа далеч не са сигурни. Определянето на размера и стойността на пазара за електрическа енергия, произведена в АЕЦ "Белене", остава спешна и критична задача за българското правителство и за НЕК като отговаряща за развитието на проекта.

Опасенията относно АЕЦ "Белене" са свързани и с липсата на стратегия за дълготрайното складиране и управление на високо радиоактивни ядрени отпадъци. До момента използваното гориво се превозва обратно в Русия, но споразумението трябва да бъде предоговорено скоро, вероятно още през 2010 г. Не е ясно до каква степен потенциалните по-високи разходи за управлението на изразходеното ядрено гориво са взети под внимание в проекта. Липсата на дълготрайно или постоянно хранилище за високо радиоактивни отпадъци в България е още един фактор, който увеличава и без това високата зависимост на страната от единствения доставчик на енергия – Русия.

- Бъдещата роля на атомната енергия в България не е ясна, защото няма прозрачност по три ключови въпроса: желаният първичен енергиен микс в производството на енергия, голямата зависимост от Русия в доставките на първична енергия и условията за участие в новия атомен проект на различните заинтересовани страни.
- Съществува прекомерно експониране на вече направени разходи по АЕЦ "Белене", което оказва влияние върху обществените възприятия и вземането на решения от правителството по отношение на проекта, до степен на пълно объркване на оптималните решения във връзка с бъдещето на атомната енергия в България.
- Неуспехът при вземането на прозрачно и икономически устойчиво решение по отношение на бъдещето на атомната енергия в България може да изложи на риск от прахосване важно ноу-хау и технологичен потенциал, които съществуват в момента в страната.

## VII. Топлинна електроенергия

Производството на топлинна електроенергия има важна роля в енергийния микс на България, защото единственият значим местен източник на първична енергия са нискокалоричните лигнитни

въглища. Производството на топлинна електроенергия, базирано на природен газ, е незначително. Стожерът на производството на топлинна електроенергия е въглищният басейн „Марица-изток“, където са разположени три основни електроцентрали. ТЕЦ „Марица-изток 1“ (670 MW) е собственост на американската AES. След процес на основна рехабилитация ТЕЦ „Марица-изток 1“ се очаква да бъде въведена в експлоатация през 2010 г. ТЕЦ „Марица-изток 2“ е собственост и се управлява от българската НЕК. Тя е най-голямата ТЕЦ на Балканите (1460 MW) и произвежда около 30 % от електрическата енергия на България. ТЕЦ „Марица-изток 3“ (900 MW) е собственост на смесено предприятие между НЕК (27 %) и италианската ENEL (73 %). През март 2010 г. ENEL обяви, че възнамерява да продаде своя дял в централата.

Други големи ТЕЦ се намират във Варна (1260 MW, притежавана и управлявана от чешката ЧЕЗ), Бобовдол (600 MW, притежавана и управлявана от частна българска компания) и Русе (400 MW, притежавана и управлявана от словенската Slovenske Elektrarne). Централите във Варна и Русе използват вносни въглища, а централата в Бобовдол използва местни лигнитни въглища.

Общият коефициент на преобразуване на енергията във въглищните централи в България е под 30 %, което е много ниско равнище според модерните стандарти. Централата в Бобовдол не отговаря на екологичните стандарти на ЕС и трябва да бъде изведена от експлоатация до 2014 г. Централите в Марица-изток изпускат прекомерни количества серен диоксид и летлива пепел, което предизвиква предупреждения от страна на ЕС за налагане на глоби, освен ако не бъдат предприети коригиращи действия. Централите във Варна и Русе също се нуждаят от обновление.

- Базираното на въглища производство на електроенергия в България е заложник на няколко неясноти:
  - Способност да бъде осигурено адекватно равнище на инвестиции, необходими да се покриват стандартите за опазване на околната среда.

- Конкурентоспособност в сравнение с атомната електроенергия за осигуряване на базови мощности в контекста на политики за ограничаване на климатичните промени, които ще повишат разходите за производство на електроенергия, базирано на въглища.
- Несигурност на търсенето, включително причинена от колебливото прилагане на правилата за конкуренция и либерализация на пазара и бавния напредък по отношение на енергийната ефективност.
- Конкурентоспособност в сравнение с „напълно непознатото“ в България: електропроизводство, базирано на природен газ в централите, използващи модерни технологии, като комбиниран цикъл на генерация.
- Вероятно съществуват начини за повишаване на коефициентите на полезно използване на въглищните електроцентрали чрез захранването им с по-добро качество вносни въглища.

## Структура на пазара

### I. Ценообразуване: покриване на разходите, прозрачност и справедливост

Цените за крайния потребител на енергия в България остават сред най-ниските в Европа. Ако се съпоставят на база пазарни валутни курсове, цената на електрическата енергия е била 0,059 евро за КВч, а цената на газта – 8,20 евро за гигаджаул през 2008 г. Въпреки това на база на ППС газта в България е сред най-скъпите в ЕС, а цената на електрическата енергия е близо до върха. Потребителските цени за газ и електрическа енергия се определят от националния регулатор. На регулирания пазар за електрическа енергия компаниите често трябва да продават на цени, по-ниски от техните разходи. Загубата частично се

компенсира чрез по-високите цени на свободния пазар, но по-голямата част от електрическата енергия се продава на регулирания пазар. През 2008 г. продажбите на НЕК на свободния пазар са по-малко от четвърт от общите приходи. Освен това НЕК е задължена да купува електрическа енергия, произведена от ВЕИ на преференциални цени, които далече надхвърлят регулираните цени. България изостава по отношение на косвения данък върху енергията в сравнение с останалите страни от ЕС. Косвеният данък върху енергията<sup>1</sup> в България е около 66 евро за тон петролен еквивалент, докато средният в ЕС е над 150 евро.

Тежестта на сметките за енергия е значителна за голяма част от потребителите, особено в контекста на продължаващата финансова криза. Много от българските потребители са „енергийно бедни“. Средно домакинствата харчат приблизително 14 %<sup>2</sup> от приходите си за сметки за вода и електрическа енергия. Около 360 000 домакинства (от около 2.9 милиона) разчитат на социални помощи за техните енергийни нужди. Останалите социалнослаби потребители, които не попадат в групата на енергийно бедните и не са подпомагани от правителството, често се появяват в списъците за несъбрани вземания на енергоразпределителните компании. Нивата на събираемост са критично ниски в някои компании – в „Топлофикация-София“ ЕАД нивото на събраните вземания в определени моменти достига едва 50 %.

- Загадката – ниски цени за електрическа енергия и ниски доходи на потребителите – е пречка пред инвестициите за рехабилитация на стари мощности, за построяване на нови и за осъвременяване на електропреносната мрежа.
- Няма ясна правителствена политика, насочена към разрешаването на противопоставянето ниски цени/ниски доходи, което определено е трудно по време на обща финансова криза и увеличаващ се държавен бюджетен дефицит.

<sup>1</sup> Евростат изчислява косвения данък върху енергията като отношение между приходите от данъците върху енергията и крайното енергийно потребление за една календарна година.

<sup>2</sup> Национален статистически институт, 2008.

- Щедрите субсидии, предоставени за производителите на ВЕИ-Е, рискуват да създадат изкуствено свръхпредлагане и допълнително да изкривят пазара, в който и без това съществуват недостатъци.

## II. Либерализация на пазара

### Електроенергия

През юли 2007 г. България формално напълно либерализира пазара си за електрическа енергия. На теория това позволява на всички потребители да избират доставчика си и да имат достъп до електрическата мрежа в съответствие с Директивата за електрическата енергия на ЕС. На практика пазарите са само частично либерализирани и потребителите не могат да избират доставчици. Едва около 18 % от електрическата енергия се продава по свободно договорени цени (2008 г.). През юли 2007 г. регулаторът – Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, постави квоти за производителите, за да гарантира, че електрическата енергия е достъпна за всички „защитени клиенти“ (всички домакинства и представители на бизнеса, с по-малко от 50 служители и годишен оборот до 19.5 млн. лв.).

Настоящият модел е преходен и ще бъде променен с приемането на новите правила за търговия с електрическа енергия, които системният електроенергиен оператор разработва. Някои от основните въпроси при определянето на новите правила са дефинирането на балансиращи групи и развитието на национална или регионална електроенергийна борса. Платформата трябва да позволи на НЕК да увеличи участието си в износа на електрическа енергия.

### Природен газ

В сравнение с електрическата енергия пазарът на газ е дори още по-малко „свободен“: при него има пълна законова, но нулева действителна либерализация въпреки издаването на десетки лицензи на частни разпределителни компании,



много от които са опериращи. На практика всички те са регулирани регионални или общински монополисти. Булгаргаз, единственият вносител на газ и единствената компания, лицензирана за обществен доставчик на газ, също действа като разпределителна компания за няколко големи клиенти (промишленост, електроцентрали и т.н.) в страната.

България сериозно изостава от ЕС-27 и съседите си в развитието на мрежи за доставка на газ и газифициране на домакинствата. Само 15 % от общините имат достъп до газ, въпреки че 50 % от тях са или лицензирани, или в процес на придобиване на лиценз. По-малко от 1 % от домакинствата имат достъп до природен газ.

- Либерализирането на вътрешните пазари за газ е пример за това, колко трудно може да бъде въвеждането на конкуренция на пазар, когато той е снабдяван от един-единствен източник и от един-единствен външен доставчик, намиращ се извън обсега както на българските, така и на европейските закони и разпоредби. Истинската либерализация, отварянето и конкуренцията на пазара за газ в България има вероятност да се появят едва след действителна диверсификация на доставките на газ по отношение на източника, маршрута и доставчика.
- Почти не съществува интерес от страна на доминиращия доставчик на газ за България да определи цената на газта по начин, конкурентен на останалите видове енергия, така че потребителите (особено домакинствата) да имат интерес да преминат към използването на газ, тъй като монополният доставчик максимизира печалбите си, като поддържа цените над равновесните нива на свободния пазар.
- Високата цена, на която газта се доставя на българската граница, лишават “Булгаргаз” (вносителя) и “Булгартрансгаз” (системния оператор) от възможността да постигнат добри ценови маржове. Регулаторът изиска многократно и от двете дружества да абсорбират влиянието на високите и нарастващи цени за внос в ущърб на

възможността им да подобрят услугите и да инвестират в развитието на инфраструктурата. Ефектът от тази политика се отразява на цялата газова индустрия в България и пречи на плановете на разпределителните компании да разширят услугите си за домакинствата и търговските потребители. Последните от своя страна не виждат смисъл да инвестират в преминаването към енергиен източник, който е с висока цена, широко колебаеща се в тандем с цената на петрола.