

2. ПРЕГЛЕД НА БЪЛГАРСКИЯ ЕНЕРГИЕН СЕКТОР: ПЕРСПЕКТИВИ ПРЕД ЕНЕРГИЙНАТА СИГУРНОСТ

2.1. ЕНЕРГИЙНА СИГУРНОСТ НА БЪЛГАРИЯ: ОСНОВНИ ПАРАМЕТРИ

Ниските нива на енергийна сигурност водят до висока степен на енергийна зависимост и до енергийна бедност. Тези понятия са неразривно свързани помежду си, като ниската енергийна сигурност и високата зависимост обикновено означават и по-високи цени, прекъсвания на доставките и енергийна бедност. Както страните производителки така и тези, зависещи от външни доставки, се нуждаят от различни енергийни източници и гладко функциониращ енергиен пазар, за да може енергийната потребност на икономиката да бъде обезпечена на конкурентни цени. За да се предпазят от ефектите, предизвикани от различни пазарни колебания, и за да изпълнят дългосрочната си стратегия за намаляване на енергийната си зависимост, някои държави се стремят да повишат енергийната си ефективност, като намаляването на енергоемкостта на икономиката бива разглеждано като основна превантивна мярка, директно влияеща на енергийната сигурност на страната. Подобна стратегия изглежда разумна и от гледна точка на българските интереси.

Мониторингът на енергийните процеси в България и разработването на адекватни енергийни политики и стратегии, които да са съобразени с потенциалните рискове, са от огромно значение за икономическото, социалното и политическото благосъстояние на страната. Позицията на България сред страните от ЕС от гледна точка на енергийна сигурност е единствена по рода си. Със своята малка отворена икономика, страната няма нужната геополитическа тежест, за да бъде определящ фактор както в енергийната политика на ЕС, така и в отношенията с регионални сили като Русия и Турция. По-голямата част от българския енергиен сектор е държавна собственост, която се характеризира с лошо управление и висока ресурсна и технологична зависимост. Според приетата през 2011 г. *Стратегия за национална сигурност*³⁶, една от основните заплахи за националната сигурност на държавата е бедността и по-конкретно – енергийната бедност. В редица проучвания **България е посочена като страната с най-голям риск от енергийна бедност**. При изготвянето на енергийната политика на страната е важно да бъдат взети под внимание следните характеристики, касаещи българската енергийна сигурност:

- а. Наличие и достъп до ресурси:** За да бъде устойчива, енергийната стратегия на България трябва да включва алтернативни, вкл. неконвенционални енергийни източници и да очертава пътя на икономиката към

³⁶ *Стратегия за национална сигурност на Република България*, 2011, приета с Решение от 08.03.2011 г. на Народното събрание (Обн. ДВ. бр. 19 от 8 март 2011 г.).

по-стабилен енергиен модел. Развитието на технологиите на практика демократизира и предизвика истинска революция в нефтената и газова индустрия. Множество страни притежават неконвенционални ресурси, а новите технологии позволяват възобновяване на добива от изчерпани находища. Основен проблем на енергийната стратегия на България е, че досега тя пренебрегва местния добив на нефт и газ. Липсва изявен лидер на този пазар, както и стабилна стратегия, която да ангажира общините и другите заинтересовани страни. Страната е ограничила разработването на неконвенционални енергийни източници с налагането на мораториум върху фракинга.

- б. Надеждност:** Като се имат предвид ограничените държавни финанси и увеличаващите се рискове, свързани с държавната помощ, за България изглежда най-логично да предприеме както краткосрочни, така и дългосрочни мерки за намаляване на търсенето на електроенергия, поради факта, че по този начин цената ще бъде разпределяна равномерно между най-широка група играчи. От изключително значение е решението, които правителството взема във връзка с бъдещи енергийни проекти, да бъдат базирани на потенциала на даден проект да диверсифицира енергийните източници и да осигури непрекъснат достъп до енергия. Основен критерий при избора трябва да бъде най-висока добавена стойност, като под това трябва да се разбира устойчивостта на енергийната система на външни и вътрешни сътресения и степента на конкурентноспособност на потребителите и производителите.
- в. Екологична устойчивост:** Гарантирането на стабилно енергийно бъдеще изисква нисковъглероден растеж, осигурен чрез политики, обхващащи не само енергийния сектор, както и чрез поддържането на сложни системи като „интелигентни“ градове и транспортни системи, „зелени“ сгради и т.н. Най-важните задачи, които стоят пред България за следващото десетилетие, са насочени към **подобряване на сградната енергийна ефективност и намаляването на енергийния интензитет** на икономиката.
- г. Достъпност**³⁷: България е изправена пред сериозни проблеми, свързани с достъпността на енергийните ресурси. През 2010 г. над една трета от домакинствата са заявили, че не могат да си позволят да отопляват домовете си адекватно, а около 60 % са използвали дърва за огрев и готвене³⁸ – критерии, по които се определя енергийната бедност на дадена страна³⁹. България е и лидер в ЕС по отношение на броя домакинства просрочили сметките си за електроенергия⁴⁰, въпреки че ценовата политика поддържа изкуствено ниски цени на електроенергията и включва малки, но чести увеличения, за да се компенсират възникващите дефицити. Подобен подход не е устойчив в дългосрочен план. Преброяването от 2011 г. потвърждава тези тези – близо 54 % от обитаемите жилища в страната използват дърва и въглища като основен

³⁷ По данни на Евростат.

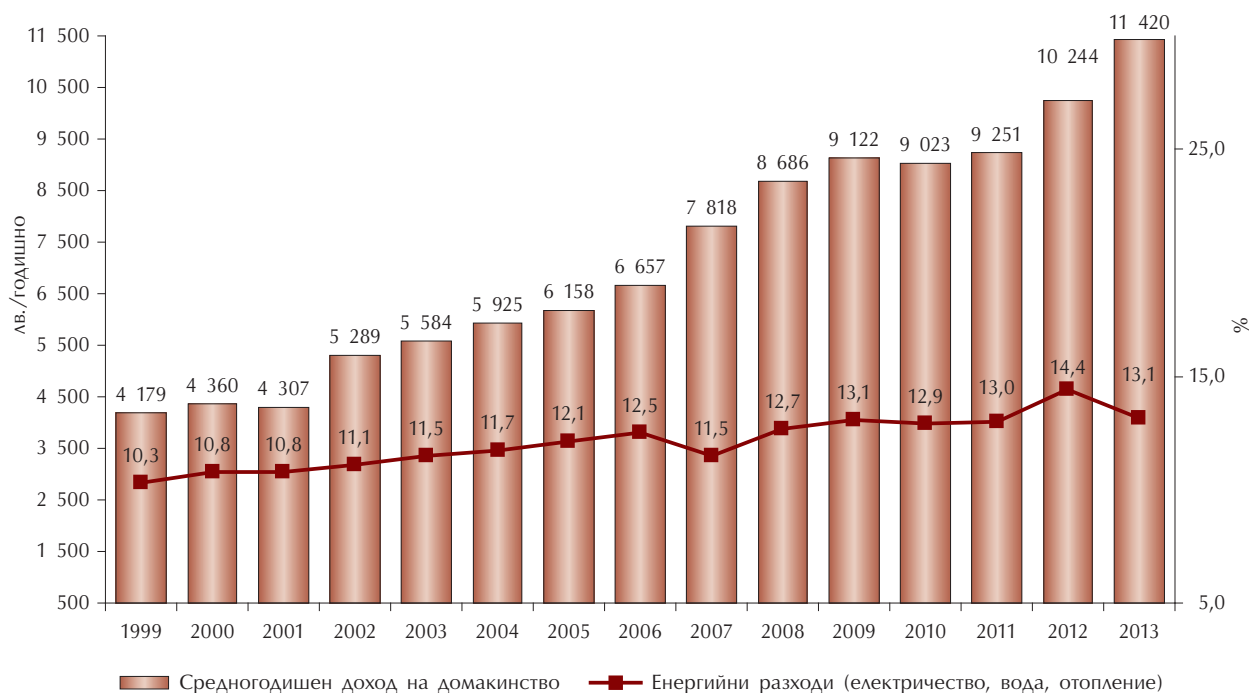
³⁸ Според Световния енергиен преглед, енергийната бедност се състои от два компонента: достъп до електроенергия и употреба на традиционна биомаса (най-вече дърва и въглища).

³⁹ По данни на Евростат.

⁴⁰ Индекс на рисковете за енергийната сигурност на България, Policy Brief No. 40, Център за изследване на демокрацията, София, септември 2013 г.

източник на енергия, докато в селата този процент е 95,2 % (Фигура 5). Българските домакинства ползват несъразмерно високи количества дърва и въглища за готвене и отопление, което води до замърсяване и обезлесяване, както и скъпа и неефективна електроенергия за отопление на домовете си, за което изразходват голяма част от месечния си доход (Фигура 4 и Фигура 5). Ограниченият достъп до определен тип енергийни инфраструктурни мрежи (особено природен газ) означава, че освен от икономическата достъпност, липсата на достъп до енергия се предопределя и от пространствените и технически ограничения за прехвърляне към по-евтини източници на горива за домакинствата. Някои общности нямат друг избор, освен да използват дърва и въглища за огрев. Преминаването към този енергиен източник има ясно позитивно измерение по отношение на доходите. Субсидираните цени на електроенергията за домакинствата, основно чрез продължаващото декапитализиране на съществуващата атомна централа в Козлодуй, както и по линия на държавно гарантираното изграждане на ТЕЦ „Марица Изток 2” и чрез притежаващата ги държавна „Национална електрическа компания”, са направили домакинствата в градовете прекалено зависими от електроотоплението. Оттук промените в цените на електроенергията имат диспропорционално негативно влияние върху енергийната бедност на домакинствата.

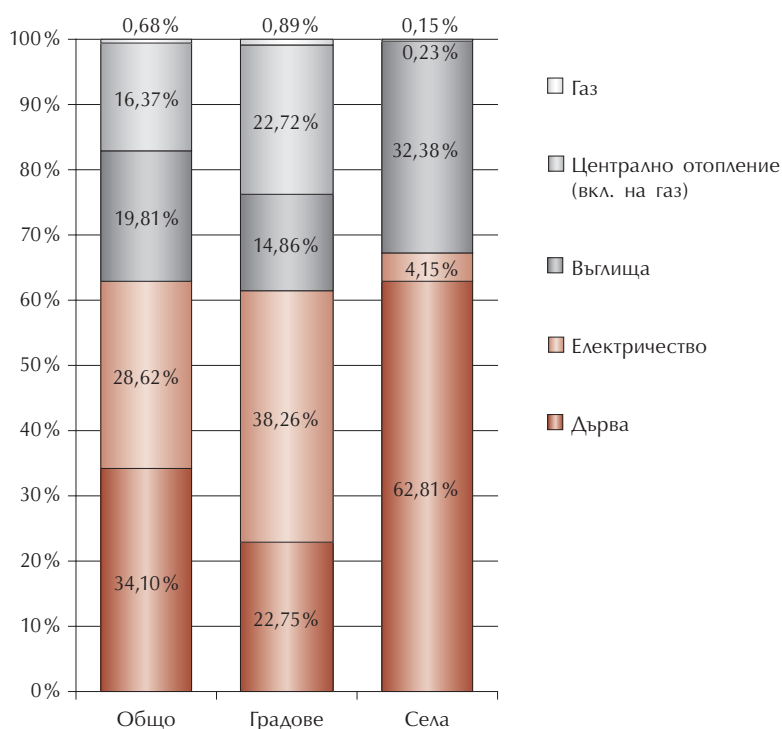
Фигура 4. Разходи за енергийни ресурси като дял в дохода на домакинствата в България (%)



Източник: Евростат.

България се намира в уникална за ЕС позиция по отношение на енергийната сигурност⁴¹. Енергийната бедност и произлизащите от нея широки политически и икономически последици най-силно застрашават енергийната сигурност на страната⁴². Ето защо фокусът върху енергийната ефективност, развитието на алтернативни енергийни източници и постигането на по-ниски цени, които да подпомогнат едно по-ефективно потребление, изглеждат като най-изпълнимите мерки за намаляване на енергийните рискове за България в бъдеще. Изброените възможни решения са в съответствие с приоритетите, заложи в европейската енергийна политика, свързани с конкурентност и сигурност на енергийния пазар. **България трябва да съсредоточи силно ограничените си ресурси в изпълнението на европейските политики, което до момента не се случва.**

Фигура 5. Основни средства за отопление по видове населени места в България



Източник: Национален статистически институт.

⁴¹ Стратегия за националната сигурност на Република България, 2011, приета с Решение от 08.03. 2011 г. на Народното събрание, обн. ДВ. бр. 19 от 8 март 2011 г.

⁴² Бузаровски-Бузар, С., *Energy poverty in the EU: a review of the evidence*, разработка, представена на Конференцията по енергийна ефективност – регионална политика на ЕС, Брюксел, Белгия, 29 – 30 ноември, 2011 г.

2.2. БЪЛГАРСКИЯТ ИНДЕКС

Международният индекс на рисковете за енергийната сигурност⁴³, разработен от Института за енергетика на 21-ви век към Американската търговска камара, показва че от 1980 г. насам България има един от най-високите стойности на индекса на рисковете за енергийната сигурност и номинално, и в сравнение със средното за страните от Организацията за икономическо сътрудничество и развитие (ОИСР). Стойностите на индекса на страната за този период са средно с около 158 % по-високи от тези за ОИСР. Причините за сравнително ниското равнище на енергийна сигурност в България са дълбоки и докато някои от тях са следствие от трайни съществени недостатъци на местната икономика и в частност на енергийния сектор, то други могат да бъдат разглеждани като пряк резултат от политически грешки. Въпреки това, за разлика от повечето други страни включени в класацията, стойността на индекса на рисковете за България като цяло върви надолу през целия период след 1980 г. (Таблица 3 и Фигура 6).

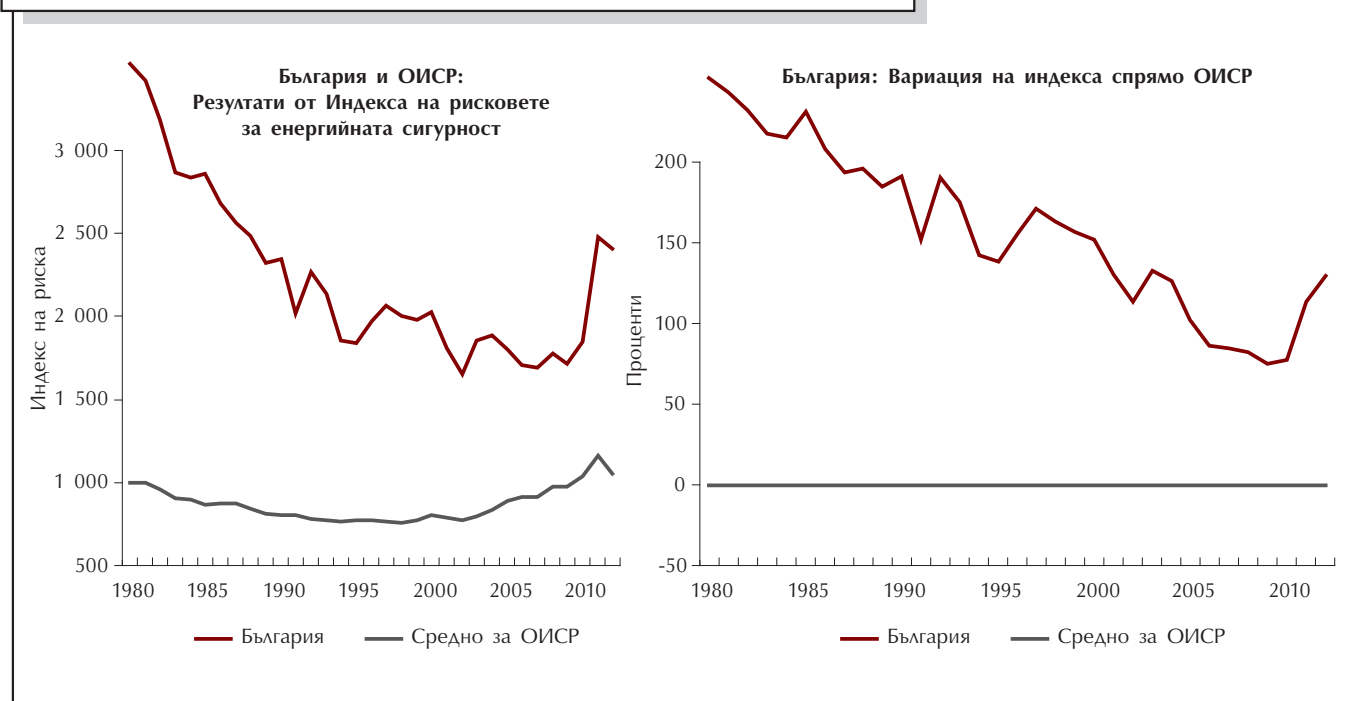
Таблица 3. Енергийни рискове пред България – резюме

| | |
|--|---------------------|
| Оценки на риска: | |
| Оценка на риска за енергийната сигурност за 2012 г. | 1 846 |
| Класиране в Top 75 Energy User Group | 73 |
| Резултат от предишната година | 1 714 |
| Класиране от предишната година | 70 |
| Резултат през 1980 г. | 3 524 |
| Среден резултат 1980 – 2012 г. | 2 238 |
| Най-добра стойност на риска за енергийна сигурност | 1 654 (2002) |
| Най-слаба стойност на риска за енергийна сигурност | 3 524 (1980) |
| Стойности на риска спрямо средното ниво за ОИСР: | |
| Средна годишна разлика за периода 1980 – 2012 г. | 158 % |
| Най-добър относителен резултат | 75 % (2009) |
| Най-лош относителен резултат | 252 % (1980) |

Източник: Институт за енергетика на 21^{-ви} век.

⁴³ Institute for 21st Century Energy (3.07.2014), <<http://www.energyxxi.org/energy-security-risk-index>>

Фигура 6. Индекс на рисковете за енергийната сигурност на България, спрямо средните за ОИСР равнища и вариация на ОИСР риска



Източник: Институт за енергетика на 21^{ви} век.

От най-високата стойност от 3524 пункта – 252 % над средното за ОИСР през 1980 г., стойността на индекса за България пада до 1654 пункта през 2002 г. – все още с около 114 % по-висок от средното за ОИСР. Общият риск за енергийната сигурност се покачва отново през 2010 г. в резултат на икономическата криза в страната, която увеличава енергийната бедност и социалното напрежение. Относителното влошаване на резултатите на България е следствие на регистрираните силни колебания в съвкупните разходи за енергия на фона на ниските доходи. Според Индекса тези колебания са се увеличили над 10 пъти в годините след 2009 г., достигайки през 2012 г. едно от най-високите си равнища.

Подобно на много други европейски страни, България няма собствени енергийни ресурси освен въглища. Рисковете за страната от зависимост от внос на енергийни суровини са по-високи от средното за ОИСР през по-голямата част от периода след 1992 г. В резултат на това, макар и да се подобряват, разходите на страната за внос на изкопаеми горива като процент от БВП остават много по-високи от средното за ОИСР през тези години.

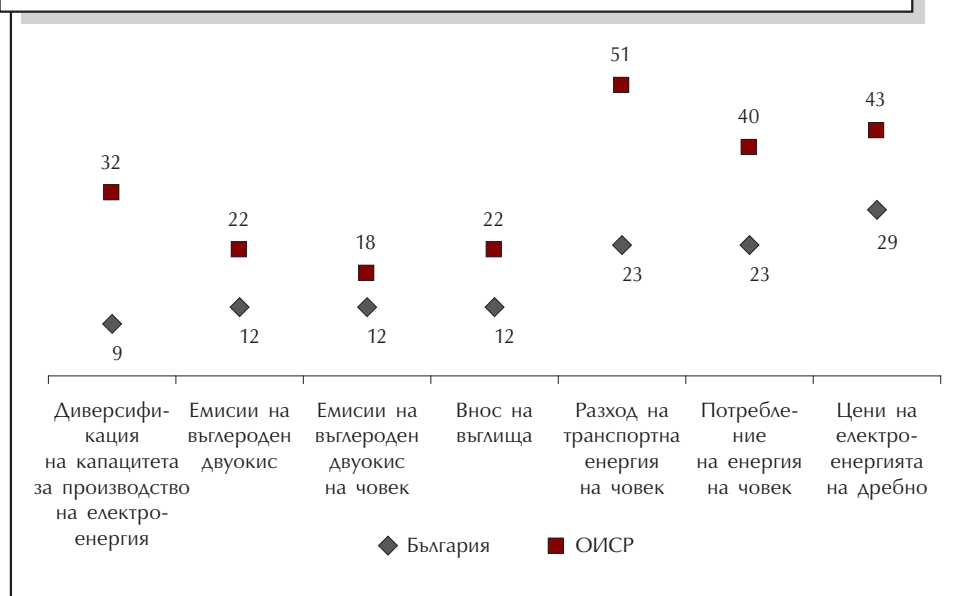
Положително за енергийната сигурност на страната е, че електроенергийният сектор е добре диверсифициран. България е една от малкото страни с по-добри от средното за ОИСР резултати на диверсификация на електроенергийния капацитет. Тези резултати са типични за една икономика в преход: резултатите ѝ за разход за енергия и вредни емисии на човек от

населението са по-добри от тези на ОИСР, и се подобряват със същото темпо като тези на ОИСР.

България има по-ниски стойности на риск по следните показатели:

- Зависимост от внос на въглища (100 % под средното за ОИСР)
- Диверсификация на електроенергийния капацитет (72 % под средното за ОИСР)
- Тенденция в емисиите на CO₂ и SO₂ (48 % под средното за ОИСР)
- Разход на енергия за транспорт на човек от населението (42 % под средното за ОИСР)
- Потребление на енергия на човек от населението (42 % под средното за ОИСР)
- Цени на електроенергията за крайните потребители (31 % под средното за ОИСР)
- Емисии на CO₂ на човек от населението (30 % под средното за ОИСР)

Фигура 7. Индекс-компоненти с по-добро представяне за България



Източник: Институт за енергетика на 21^{-ви} век.

От гледна точка на енергийната сигурност на страната в перспектива, само две от тези сравнителни предимства изглеждат устойчиви: **ниската зависимост от внос на въглища и диверсификацията на електроенергийния капацитет**. Въглищата са единственият собствен енергиен ресурс на България, макар че тя добива само нискокалорични лигнитни въглища. В областта на електропроизводството България е развила всички възможни видове генериращи мощности с изключение на газ. **Основно предизвикателство в това отношение е едновременното задоволяване на инвестиционните нужди от подмяна на съществуващите производствени мощности, съчетано с по-доброто интегриране на съответното производство в местната индустри-**

ална и технологична среда. Препоръчително е инвестициите да се използват за модернизация и подобряване на съществуващи производствени мощности, за да се покрият екологичните изисквания и да се постигне по-голяма ефективност, вместо да се строят нови мощности.

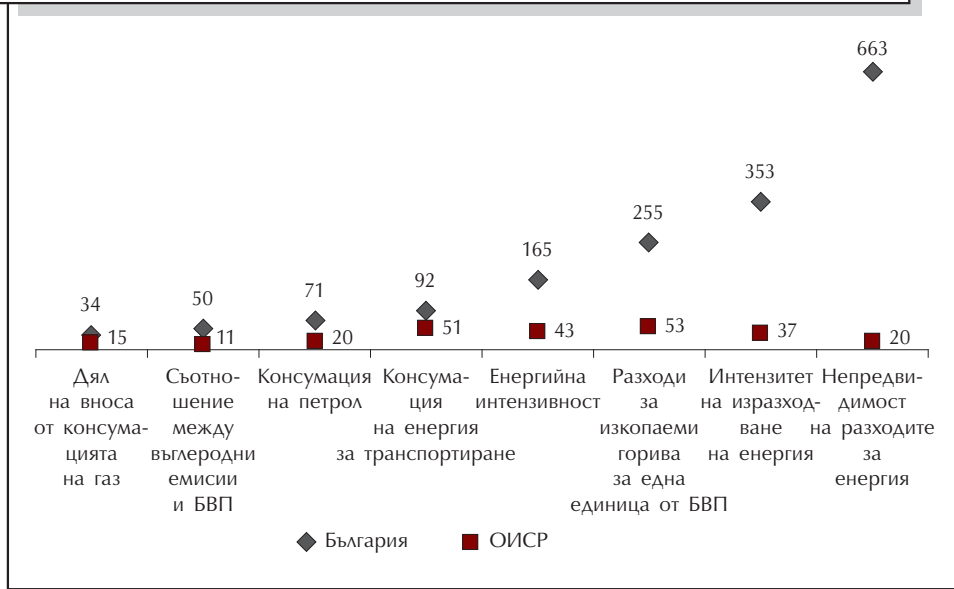
Другите по-ниски показатели на индекса на рисковете за енергийната сигурност са типични за по-слабо развитите страни. Тенденцията в емисиите на CO₂ и SO₂ на човек от населението са на по-ниско равнище от средното за ОИСР поради процеса на деиндустриализация на България след разпада на нейните централно планирани индустриални комплекси през 90-те години на XX в. Резкият упадък на индустриалната база се дължи отчасти и на високите цени за електроенергия. Разходите на енергия за транспорт на човек и потреблението на енергия на човек от населението показват по-добри резултати, тъй като по-ниските доходи принуждават българите да използват по-малко енергия за транспорт и потребление. Цените на електроенергията за крайните потребители са по-ниски поради продължаващото регулиране на пазара за домакинствата. Увеличението им през 2012 г. обаче предизвика широко обществено недоволство със значителни отрицателни последици за сигурността на страната. Тази дискусия показва, че **никое измерение на риска за енергийна сигурност не трябва да се разглежда поотделно и без ясната политическа перспектива**, която да го адресира. Това, което сега е малък риск, може да добие висок рисков потенциал в бъдеще поради промяна на обстоятелствата, социалните и икономически условия, технологични открития и т.н.

Основни показатели на индекса на рисковете за енергийната сигурност на България, които показват предизвикателствата пред страната:

- Променливост в стойността на разходите за енергия (3180 % над средното за ОИСР)
- Интензивност на разходите за енергия (855 % над средното за ОИСР)
- Въглеродна интензивност на БВП (370 % над средното за ОИСР)
- Енергийна интензивност (289 % над средното за ОИСР)
- Интензивност на използването на нефт (252 % над средното за ОИСР)
- Интензивност на разходите на енергия за транспорт (197 % над средното за ОИСР)
- Зависимост от внос на газ (134 % над средното за ОИСР)

Показателите на индекса, сочещи към по-високи рискове за енергийната сигурност от тези на ОИСР, трябва също да се анализират внимателно. Поради ниския БВП и високите нива на сива икономика, в съчетание с остаряваща енергийна инфраструктура и традициите на неефективно потребление на енергия (промишлено, транспортно и жилищно), **България е изправена пред изключително високи енергийни рискове във всички измерения на енергийната интензивност.** Тези рискове са свързани най-вече с неефективност и високи разходи вътре в енергийната система, но като цяло плавно намаляват с проникването на правилата на пазарната икономика в страната. Най-високият разкрит риск за енергийната сигурност на България според Международния индекс за рисковете за енергийната сигурност са **високите разходи за енергия и силната променливост в стойността на тези разходи.** Показателите за разход на енергия в Индекса отразяват разходите

Фигура 8. Индекс-компоненти с по-лошо представяне за България



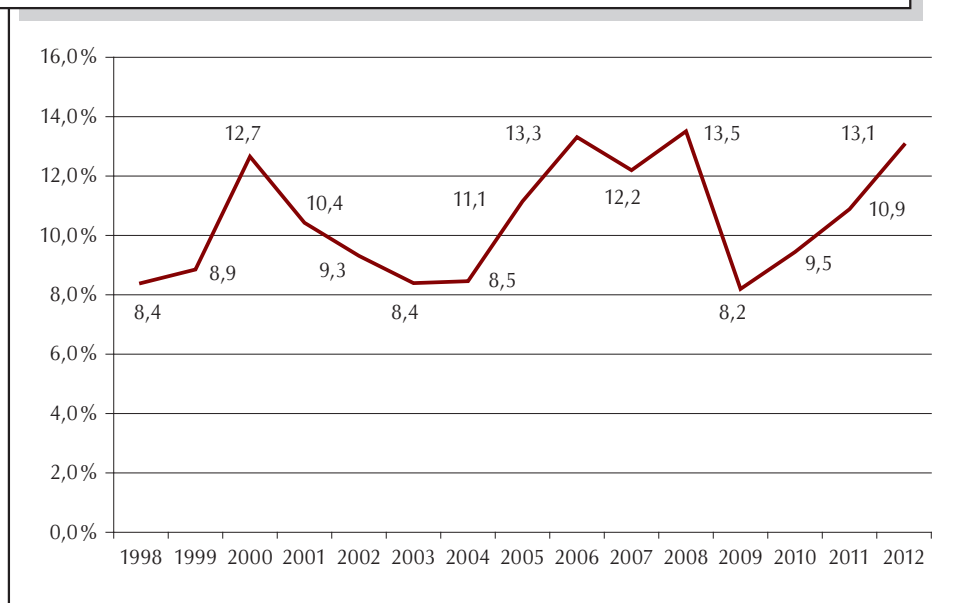
Източник: Институт за енергетика на 21-ви век.

на енергия за производството на единица БВП и нивото на риск от излагането на потребителите на шоково повишение на цените.

Високите рискови показатели са функция от енергийната бедност на страната и ниските нива на БВП. Те отразяват връзката между високите рискове от възможни шокове при внос на изкопаеми горива, ниските нива на доходите и ограничената конкурентноспособност на българската икономика (Фигура 9). Вносът на газ не е много по-високо рисков за енергийната сигурност на България спрямо страните от ОИСР, но това се дължи основно на непропорционално ниското ниво на потребление на газ от домакинствата в страната, което пък от своя страна е свързано с прекомерната зависимост на домакинствата от електроенергия за отопление. Газовата криза в Европа през 2009 г. показва, че докато икономиката на България може да се справи с прекъсването на доставките на газ, въздействието ѝ върху доверието на домакинствата и промишлеността в правителствените институции е доста негативно. В действителност тогава България беше сред трите най-пострадали страни от прекъсването на доставките на газ в Европа. Предвид високото равнище на енергийна бедност в страната, **разработването на алтернативни маршрути и източници за доставка на газ и постигането на по-ниски цени, за да се поощри потреблението на газ от домакинствата за отопление, е ключова възможност за намаляване на рисковете за енергийната сигурност на България в бъдеще.**

Икономическият растеж на България страда от диспропорционалния растеж на вноса на изкопаеми горива (Фигура 9). Имайки предвид, че България не е богата на конвенционални енергийни източници и внася значително количество енергийни ресурси, липсата на действие за намаляване на зависимостта от внос не е устойчива практика.

Фигура 9. Внос на изкопаеми горива като дял от БВП (1998 – 2012 г.) (% от номинално изражение)



Източник: БНБ, НСИ.

2.3. ОСНОВНИ ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА ПРЕД ЕНЕРГИЙНАТА СИГУРНОСТ

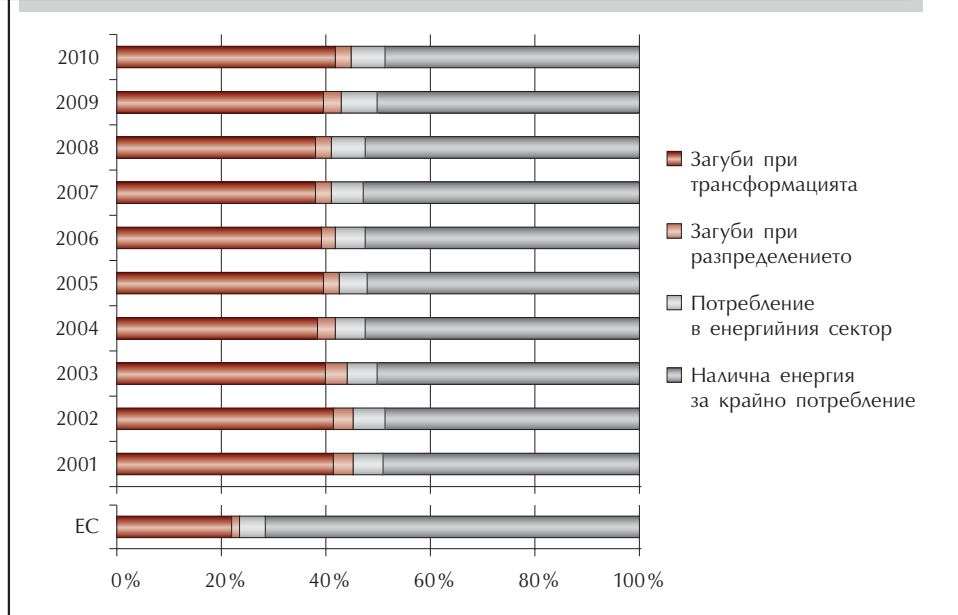
2.3.1. Енергийната ефективност: енергийни загуби и остаряла инфраструктура

Над половината от произведената в страната електроенергия се губи по време на процесите на трансформация и разпространение, докато в рамките на ЕС този дял е под 30 %. (Фигура 10 и Фигура 11). По отношение на електроенергията, загубите по време на процеса на разпределение възлизат на 4,480 ГВтч, което далеч надхвърля количествата електроенергия, произведени от вятърна и соларна енергия през 2011 г., които възлизаха съответно на 834 ГВтч и 100 ГВтч.⁴⁴

Енергийната интензивност на България е висока (България е „лидер“ сред страните от ЕС по този показател) като от 2010 г. насам положението дори се е влошило. Брутното вътрешно потребление на електроенергия се е понижавало през 2011 г., но консумацията в енергийния сектор се е покачила, както в абсолютни стойности, така и в сравнение с други страни от Централна и Източна Европа. Само енергийният сектор на Румъния показва по-високи нива на интензивност. За сравнение, загубите по време на процесите на електроразпределение в Словакия са близо 9 пъти по-малки в сравнение с България и Румъния (Фигура 11).

⁴⁴ По предварителни данни на Евростат за 2011 г.

Фигура 10. Енергийни загуби и достъп до енергия за крайните потребители (в % от първичната консумация на енергия)



Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, 2012, базирани на данни от Евростат.

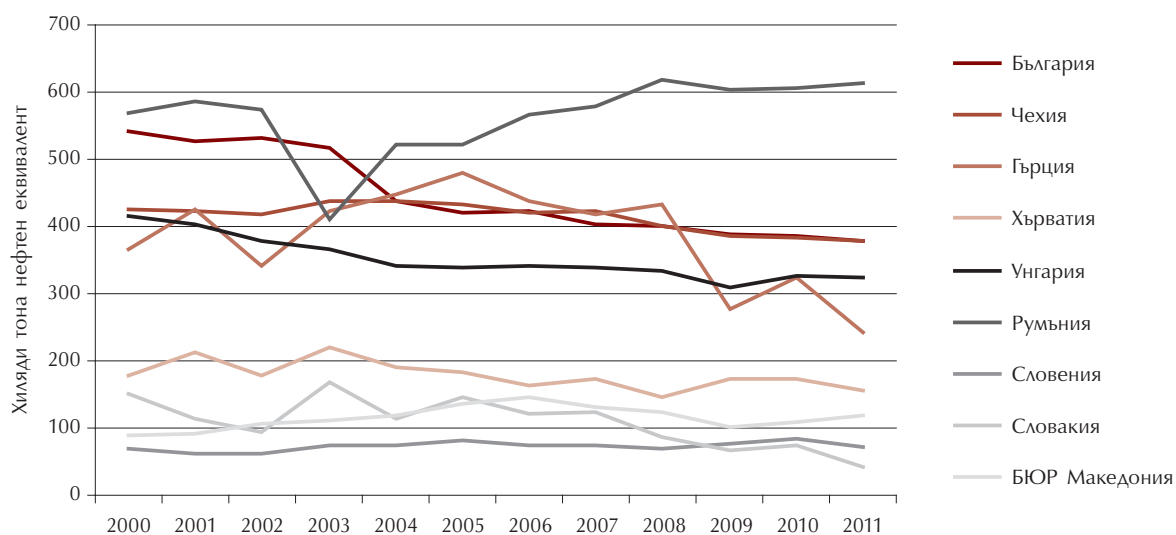
Въпреки таксуването на месечна база на клиенти за поддръжката на електрическата мрежа, през последните 20 години се наблюдава продължителна липса на инвестиции в мрежовата инфраструктура, което води до висока норма на амортизация и чести прекъсвания на електрозахранването. Когато през 2007 г. страната въведе преференциален режим, за да стимулира проекти за производството на енергия от възобновяеми източници, изискване по европейски регулации и директиви в енергийния сектор, стана ясно, че остарялата енергийна мрежа няма нужния капацитет да се приспособи към тези нови източници, а и нейното разположение не ѝ позволява да обслужва голяма част от тези проекти⁴⁵. Въпреки това планът за развитие на мрежата на ЕСО за периода 2010 – 2020 г.⁴⁶ не включва необходимост от нови производствени мощности, за да се балансира системата (включително и във връзка с производството на енергия от възобновяеми източници). Според ЕСО това би било валидно при условие, че капацитетът на вятърните централи не надвиши 1832 мегавата до 2020 г. (а на соларните панели не надвишава 600 мегавата), ТЕЦ „Бобов дол“ и ТЕЦ „Варна“ бъдат затворени и ВЕЦ „Цанков камък“ бъде построен. Към 2013 г., обаче, въпреки завършването на „Цанков камък“ и удължаването на лиценза за ползване на ТЕЦ „Бобов дол“ (ТЕЦ „Варна“ също подобрява инфраструктурата си, следователно е малко вероятно да бъде затворена) регулаторният орган оценява проблемите по балансиране на мрежата като непреодолими, което

⁴⁵ Например, мнозинството от проектите за вятърни централи се намират в североизточната част на България, докато по-голяма част от преносния капацитет е концентриран в централните и западните региони на страната.

⁴⁶ Електроенергиен системен оператор, План за развитието на електропреносната мрежа на Република България за периода 2010 – 2020 г., 2010 г.

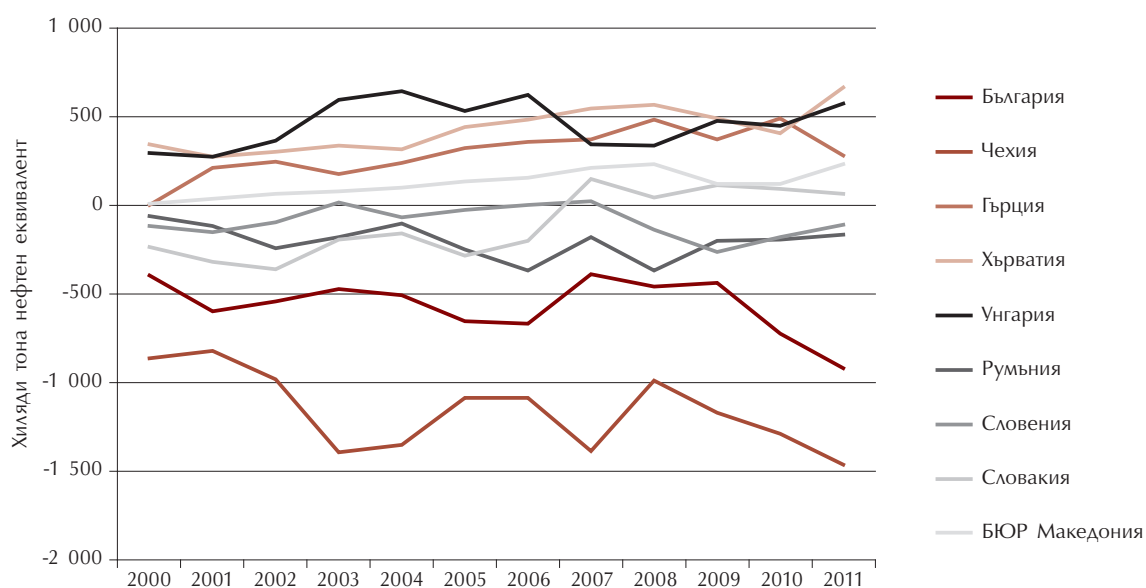
ги прави и от ключово значение при поправките в закона за възобновяемите източници с цел ограничаване на тяхното развитие.

Фигура 11. Загуби по преносната мрежа в страните от Централна и Източна Европа



Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, базирани на данни от Евростат.

Фигура 12. Брутно вътрешно потребление на електрическа енергия в страните от Централна и Източна Европа



Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, базирани на данни от Евростат.

Каре 2. Инициативи за енергийна ефективност в страните – членки на ЕС

ЕС набляга на сградната енергийна ефективност като залага амбициозни цели в *Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност*. Директивата изисква от страните членки да работят върху стратегии, които да направят националния сграден фонд енергийно ефективен и с неутрално въздействие върху климата, и след 2020 г. да въведат задължителни изисквания за всички нови постройки да бъдат с енергопотребление близко до нулата. С оглед на тези изисквания повечето страни наложиха специални законови изисквания, които сградите трябва да покриват, за да могат да бъдат постигнати общите цели за енергийна ефективност на ЕС, без да бъдат натоварвани държавните бюджети. С оглед на тежкия икономически климат редица европейски правителства създадоха схеми за безвъзмездна помощ и кредитиране, за да могат по-бедните домакинства да инвестират в енергийно ефективни технологии. Някои от схемите включват:

Германия: Правителството изработи най-обхватния и амбициозен енергоспестовен план сред страните от ЕС, базиран на три основни точки: стриктна държавна регулация върху ремонтните дейности и употребата на възобновяеми енергийни източници; финансови стимули като заеми и безвъзмездна помощ, осигурена от държавната инвестиционна банка KfW; както и разпространение на информация и повишаване на осведомеността, чрез инициативи, насочени към промяна на индивидуалното поведение.

Великобритания: Програмата „Зелена сделка“ позволява на собственици на жилища да наемат сертифицирани изпълнители с опит в проектите, насочени към енергийна ефективност. Разходите по обновителните дейности се добавят към сметката за ток, а придобитото удостоверение се води на сградата вместо на собствениците.

Италия: Правителството е поставило минимални изисквания към новопостроените сгради и сградите, по които се извършват мащабни ремонтни дейности. Сградите получават енергиен сертификат, а домакинствата, които въвеждат енергоспестяващи технологии, получават данъчни облекчения до 55 %.

Португалия: В жилищния сектор бе въведена прогресивна данъчна система, базирана на енергийния клас на съответната сграда. Допълнително собствениците на сгради имат достъп до нисколихвени заеми, предназначени за ремонтни дейности, както и до субсидии за строеж на нови сгради от енергиен клас А, А+ или А++.

Чехия: Програмата за зелена енергоспестовност подпомага изграждането на отоплителни инсталации, използващи възобновяеми източници, както и изграждането на изолации. Средствата по програмата бяха събрани чрез продажбата на емисионни кредити, съобразно с *Протокола от Киото* за емисии на парникови газове.

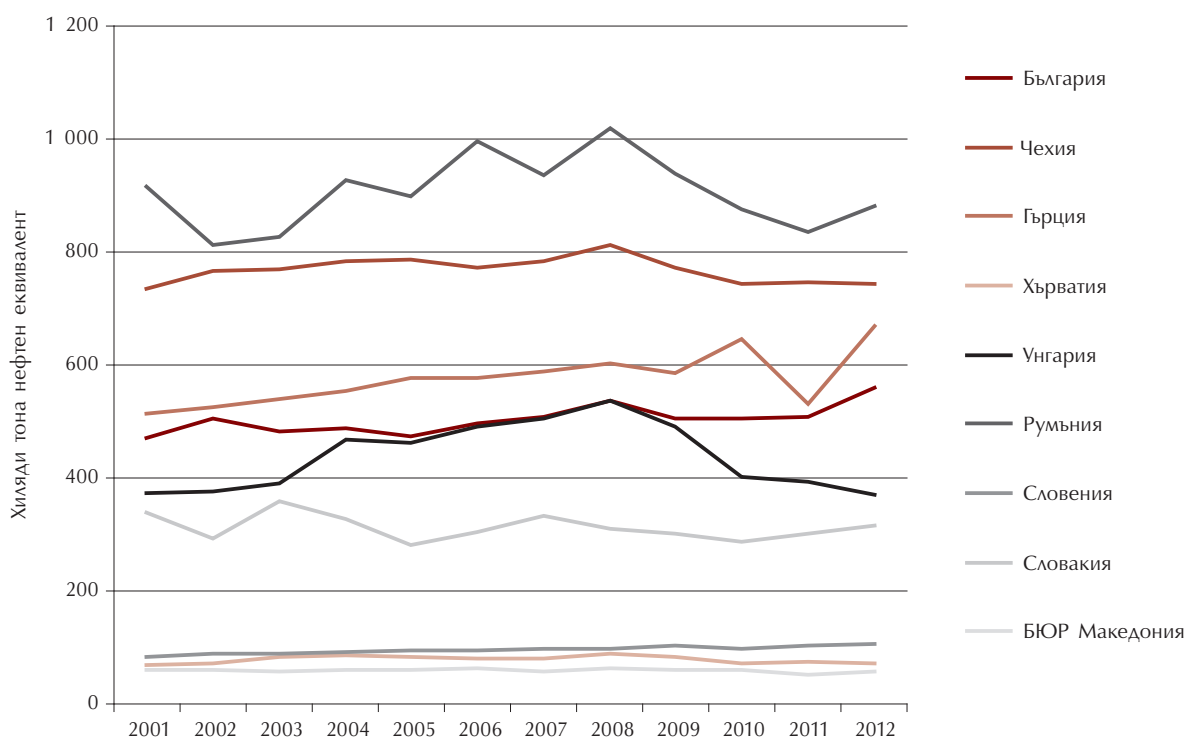
Унгария: Правителството осигурява финансиране за обновление на стари сгради и употреба на енергийно ефективни технологии в новопостроени сгради. Финансовата помощ е пропорционална на цената на ремонта и може да покрие до 60 % от разходите. В случай, че дадена сграда е получила клас В и нагоре за енергийна ефективност, има възможности за допълнително финансиране.

Каре 2. Инициативи за енергийна ефективност в страните – членки на ЕС (Продължение)

Латвия: Притежателите на жилища имат възможност да получат кредит за ремонтни дейности, свързани с енергийната ефективност. Те също така получават консултации при попълването на документи при кандидатстване по програма JESSICA.

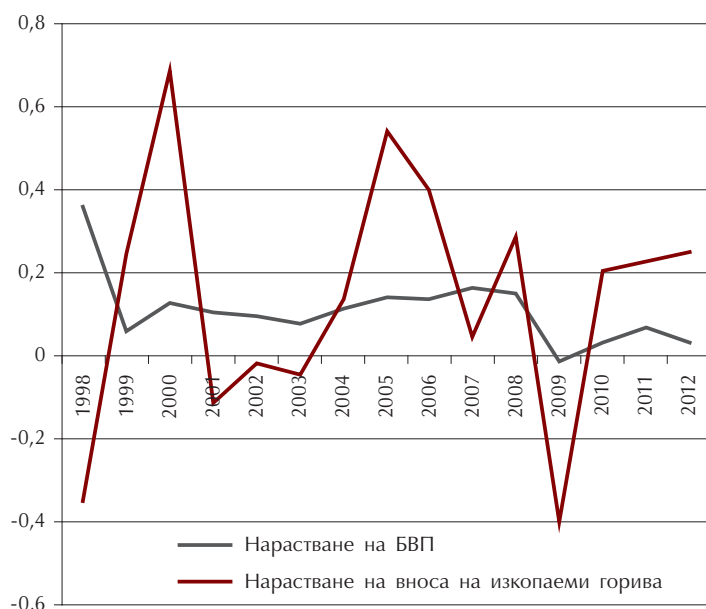
Естония: Притежателите на жилища получават средства, чиято големина е пропорционална на етикета за енергийна ефективност, поставен в следствие на обновлението. Това е една револвираща схема за финансиране на ремонтни дейности за оптимизиране на енергийната ефективност, основана на подхода „прави повече и ще получиш повече“. В резултат на това проектите, одобрени по схемата, достигат среден процент на реализираните енергийни спестявания от 33 %.

Фигура 13. Потребление в енергийния сектор



Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, базирани на данни от Евростат.

Фигура 14. Ръст на вноса на изкопаеми горива спрямо ръста на БВП на България (1998 – 2012 г.) (в номинално изражение)



Източник: БНБ, НСИ.

Жилищната инфраструктура на България е много остаряла. Въпреки този факт, България е на прага да надхвърли 9-процентната цел за енергийна спестовност, заложена в *Директивата за енергийни услуги*⁴⁷, и се очаква да постигне дял на енергийна спестовност от 16,9 до 2016 г. (в сравнение с 2007 г.)⁴⁸. Постигнатото понижение до момента е следствие главно от упадък на някои неефективни индустриални сектори като металургията. Това помогна за намаляването на общото количество на използваната енергия в страната.

Една четвърт от енергията, консумирана в България, се използва в жилищния сектор (Фигура 15)⁴⁹. За разлика от други сектори, енергоразходът сред българските домакинства се е увеличил през последните години – с 3,6 % между 2007 г. и 2009 г., като същевременно показва отрицателна взаимовръзка между нивата на енергийна ефективност и степента на употреба на централно отопление⁵⁰.

⁴⁷ Директива 2006/32/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 5 април 2006 г. относно ефективността при крайно потребление на енергия и осъществяване на енергийни услуги.

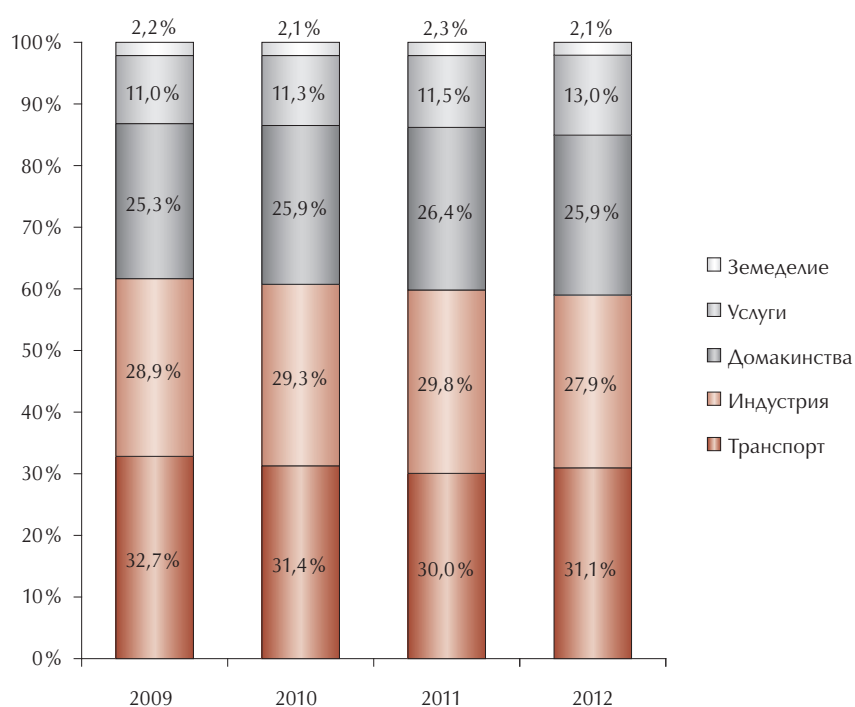
⁴⁸ Министерски съвет. *Втори национален план за действие по енергийната ефективност 2011 – 2013 г.*, 28.09.2011.

⁴⁹ Евростат. Крайно потребление на енергия по сектори. 2012.

⁵⁰ От 2073 килотона нефтен еквивалент през 2007 г. до 2149 през 2009 г. Правителство на Република България. *Втори национален план за енергийната ефективност 2011 – 2013 г.*

Преброяването от 2011 г. за първи път осигури статистически данни за нивата на енергийна ефективност на българските домове. Според резултатите, **88 % от всички жилищни сгради в България са построени преди 1990 г.** и само 5 % – след 2000 г. Следователно повечето жилищни сгради не са построени спрямо каквито и да е било стандарти, свързани с енергийна ефективност.

Фигура 15. Крайно потребление на електроенергия по икономически сектори в България, 2009 – 2012 г.⁵¹



Източник: НСИ.

Въпреки доказаните икономически и социални предимства на стенната топлоизолация и енергоефективните прозорци, едва 16 % от домакинствата се възползват от тях. Градските домове са далеч по-активни в тази насока като 42 % имат енергоефективни прозорци, а 41 % от тях притежават стенна топлоизолация. От друга страна в провинцията, където жилищните сгради са далеч по-стари, по-малко от 4 % от всички домакинства имат споменатите инсталации в домовете си. Като цяло, ако на дадено семейство се наложи да избира между двете възможности, енергоефективните прозорци преобладават с дял от 22 % от всички домакинства, докато едва 2,9 % от домовете имат само стенна топлоизолация.

⁵¹ Евростат. Крайно потребление на енергия по сектори. 2012.

От гледна точка на отоплението, най-разпространените източници са дървата и електроенергията, използвани съответно от 31,1 % и 28,6 % от домакинствата. Едва 0,7 % използват газ, което се дължи отчасти на ниската степен на газификация дори и в градовете. Енергийният микс в градовете силно се различава от селските райони. 38,3 % от градските домакинства използват електроенергия за отопление, а по-малък дял използват дърва и централно отопление. В противовес с това, **мнозинството от селските домакинства използват най-вече дърва (62,8 %) и въглища (32,4 %).**

Според изчисления на Европейската комисия, едно градско жилище в България може да произвежда средно 1600 киловатчаса на година за кв. метър, което представлява 30 % от средния енергоразход на домакинство. Данните от проучването показват, че потенциалът в тази област остава неоплозотворен, като към 2011 г. едва 1,5 % или 30 629 от общо 2 060 745 жилищни сгради в страната имат инсталирани соларни панели. Повече от половината от тях (60 %) се намират в градовете. По-голяма част от соларни панели (87 %) са инсталирани в еднофамилни къщи.

Основни предизвикателства пред енергийната ефективност в жилищния сектор на България

Съществува огромен потенциал за подобряване на енергийната ефективност на българските жилища, но има и някои предизвикателства и бариери за преодоляване като:

- липса на данни, както за жилищния фонд, така и за енергийната консумация в жилищния сектор, което прави процесите на насочване и мониторинг на напредъка много трудни;
- недостатъчен брой задължителни одити, които да бъдат част от програмата за измерване на енергийния и въглеродния отпечатък на домакинствата.
- Ако не бъдат взети мерки, увеличаващото се потребление на електродомакински уреди най-вероятно ще доведе до по-висок разход на електричество в жилищния сектор на България. Големият брой апартаменти в сгради с голям брой различни собственици (особено в големите панелни блокове), затрудняват достигането на стабилни равнища на прираст на енергийната ефективност.
- Облагането на автомобилите с данък въз основа на мощност на двигателя вместо на база на вредни емисии (зелен данък), което ограничава постъпленията от зелени такси и целевото им пренасочване.
- Остарели районни отоплителни системи и широко разпространение на централното отопление в сравнение с други европейски държави.
- Липса на счетоводни правила, които да стимулират пестенето (през нощта), както и на електропроизводството от възобновяеми енергийни източници, ориентирано към собствено потребление.
- Ниски средни равнища на доходите и висока енергийна бедност, което представлява пречка за подобряване на енергийната ефективност.

Каре 3. Държавно спонсорирани мерки за енергийна ефективност за българските домакинства

Може да бъде отчетен известен напредък по посока развитието на енергийната ефективност в жилищните сгради в България, чрез редица програми за финансиране, изготвени от държавни агенции. Изчисленията показват, че 700 000 жилища, в които живеят повече от 2 млн. българи, могат да бъдат облагодетелствани от преоборудване с енергийно ефективни технологии. Приблизително 50 % от консумацията на първична енергия може да бъде спестена чрез обновления, което би означавало намаление на сметките за електроенергия от порядъка на 600 евро на годишна база. Средната цена на тези обновителни дейности се изчислява на 5 000 евро на домакинство, инвестиция със седем годишен период на възвръщаемост.

Подкрепа в сферата на енергийната ефективност при многофамилните жилищни кооперации

През 2013 г. Министерството на регионалното развитие (МРР) стартира тригодишна (2012 – 2015 г.) национална програма за нововъведения в сферата на енергийната ефективност. Проектът „Енергийно обновяване на българските домове“ на стойност 50 млн. лв. се финансира по Оперативна програма „Регионално развитие“ и от Европейския фонд за регионално развитие и е на разположение на сдружения на собственици на жилища в 36 града. През април 2013 г., година след стартирането на програмата, поради изключително ниския интерес, размерът на отпусканата финансова помощ бе увеличен от 50 % на 75 % от общата цена на обновлението. Програмата покрива дейности като поставяне на изолация, подмяна на прозорци и врати, ремонт на топлинните инсталации, монтаж на източници на възобновяема енергия (напр. соларни панели) и подмяна на топлинни/охлаждащи/ електрически вентилационни инсталации. За 1 година от началото на проекта са били усвоени едва 218 135 лв., което говори за ниско ниво на ангажираност от страна на собствениците на жилища.

Кредитно споразумение за енергийна ефективност и възобновяема енергия

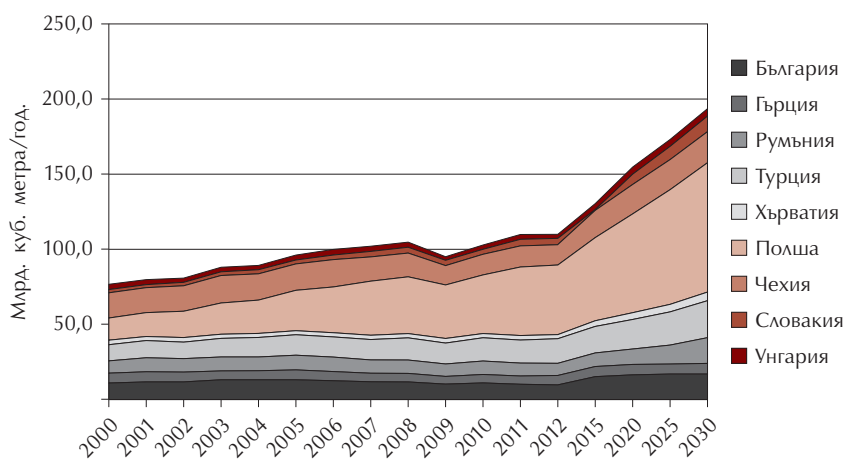
Собствениците на домове могат да се възползват и от съвместната програма на Агенцията за устойчиво енергийно развитие, Европейската комисия и Европейската банка за възстановяване и развитие, които създадоха фонд с бюджет 40 млн. евро за кредитно подпомагане на енергийната ефективност, активен до 2014 г. Чрез него бяха предоставени средства на банките, които те от своя страна да отпускат под формата на заеми на собственици на жилища и на асоциации, с цел изпълнение на определени мерки за енергийна ефективност. За да се стимулира развитието на проекта, Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) осигури допълнително финансиране на стойност 14 млн. евро. Бенефициентите по програмата имат възможност да получат до 35 % финансиране на проект за енергийна ефективност при условие, че независим консултант одобри проекта. Според изчисленията до 30 000 домакинства могат да се възползват от тази схема. От 2006 г. насам програмата е одобрила 41 496 заема за енергийна ефективност, като средствата по тях се равняват на 11 903 952 евро.

2.3.2. Сигурност на доставките на нефт и газ

а. Сигурност на газовите доставки

Диверсификацията на газовите доставки и рисковете от евентуални прекъсвания са тясно свързани с енергийната сигурност, с енергийната бедност и цените на електроенергията. По-евтините газови доставки са най-реалистичният вариант пред българската икономика за получаването на енергийни алтернативи за домакинствата, с цени близки до тези на въглищата и дървесината, които са изключително вредни за околната среда. Въпреки че рисковете при доставките на газ и диверсификацията стоят като едни от най-големите предизвикателства пред енергийната сигурност на страната през следващото десетилетие, прави впечатление, че през петте години, които изминаха от руско-украинската газова криза от 2009 г., не бе постигнат съществен напредък в тази сфера. **В резултат на това България в момента плаща едни от най-високите цени за природен газ в ЕС** (Фигура 17) и отбелязва незадоволителен напредък в нивата на потребление на природен газ в сравнение с другите държави – членки на ЕС (Фигура 16). На монополозирания вътрешен газов пазар се наблюдава липса на прозрачност. Много тревожен е и фактът, че по-голямата част от информацията относно транзита на газ през територията на страната (като тарифи, данъци, такси и приходи) не е публично достъпна във виртуалното пространство. За разлика от транзитните тарифи, тези за пренос, разпределение и складиране се публикуват редовно в Интернет. **Решението на българското правителство да остави приходите от транзитните такси в „Булгартрансгаз“ ЕАД създава допълнителна непрозрачност.** По този начин не се позволява на властите и на данъкоплатците да следят каква част от плащанията отиват в компанията за извършената доставка на газ и каква част отива в държавата под формата на такси за преминаване през нейната тери-

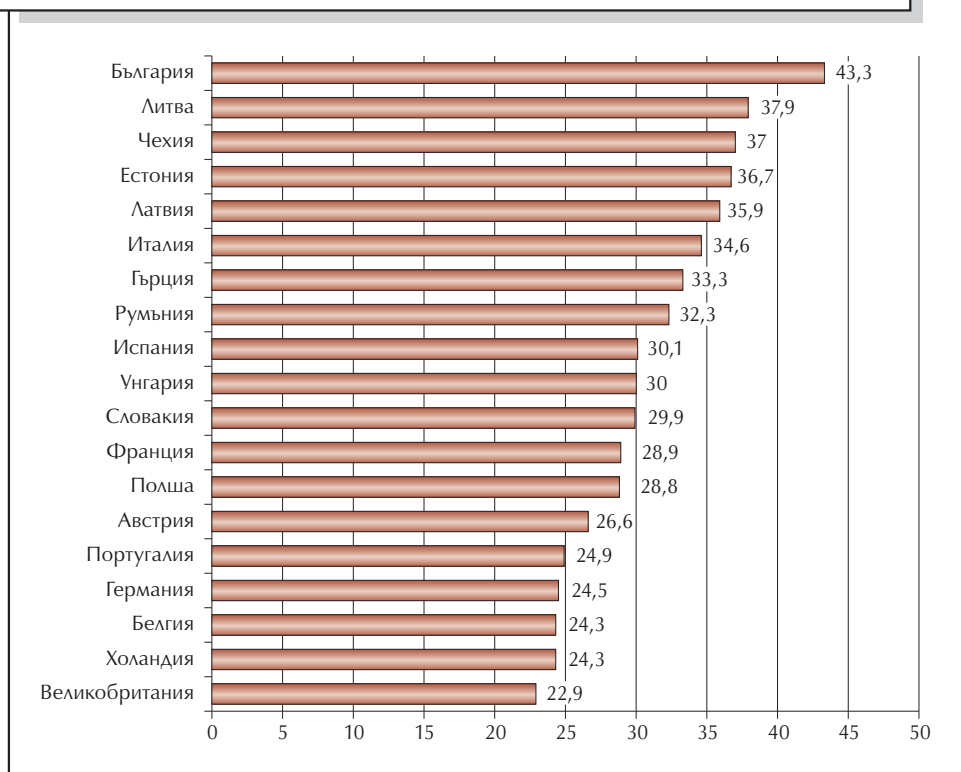
Фигура 16. Потребление на природен газ в Югоизточна Европа (2000 – 2030 г.)



Източник: Innovative Energy Solution.

тория. Независимият контрол върху приходите от транзита на газ е ограничен, а обществото остава неинформирано.

Фигура 17. Средна цена на природния газ в страните – членки на ЕС (евро/мегаватчас)



Източник: Европейска комисия.

Вътрешна организация на газовия сектор

След присъединяването си към ЕС през 2007 г., България трябваше да приеме *Втората газова директива (Директива 98/30/ЕО)*, която постановява, че държавният доставчик на природен газ „Булгаргаз“ трябва да бъде отделен от оператора на газовата мрежа. Преструктурирането доведе до създаването на „Булгаргаз Холдинг“ ЕАД, а дейността по доставките бе разпределена между две отделни компании – „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД. Първата играе ролята на Оператор на преносната система (ОПС), като управлява доставките на газ през Трансбалканския тръбопровод и ги доставя на крайните потребители. До 2012 г. „Булгаргаз“ ЕАД бе *де факто* монополист на пазара за доставки на едро на природен газ в България. Поправка в *Закона за енергетиката* от юли 2012 г. позволи на потребителите на газ сами да изберат своя доставчик и по този начин бе премахнат „Булгаргаз“ от позицията му на единствен посредник при продажбата на природен газ на клиенти вътре в страната, включително и за основния му конкурент – най-голямата частна компания за доставки на природен газ „Овергаз“ ЕАД, собственост на „Овергаз холдинг“ (50 %), „Газпром експорт“ (49,51 %) и „Газпром“ (0,49 %).

Въпреки че *de jure* пазарът е либерализиран от 2007 г. насам, „Булгаргаз“ успяваше да елиминира конкуренцията на пазара за разпределение на природен газ, като закупуваше предварително целия наличен обем още на румънската граница. На 15 ноември 2012 г. „Газпром експорт“ (филиал на „Газпром“) подписа нов 10-годишен договор с клауза „взemi или плати“ с „Булгаргаз“ за доставка на 2,9 млрд. куб. метра газ на година за България. Новият договор включва промените в *Закона за енергетиката* от юли 2012 г. и изключва посредниците, като по този начин практически даде път на конкуренцията. Частни разпределители като „Овергаз“ или „Ситигаз“ вече имат възможност да сключат сделки за доставки на природен газ директно с „Газпром“, без да се налага първо да ги съгласуват с „Булгаргаз“. Резултатът от либерализацията се оказа нож с две остриета за „Булгаргаз“ и за българските потребители. От една страна либерализацията на вътрешния пазар позволи на клиентите директен избор на доставчик на газ, но от друга, това предполага още по-голям натиск върху финансовото състояние на компанията, която ще продължи да губи пазарен дял. До края на 2012 г. „Овергаз“ заедно с всичките си дъщерни дружества контролираше 65 % от пазара за разпределение на природен газ и близо 35 % от общото количество на консумирания газ.

Въпреки че пазарът на природен газ в България се либерализира и достъпът до преносната мрежа на газ в страната вече е отворен и за трети страни, секторът продължава да не бъде изцяло независим. Най-голямата компания за доставки „Овергаз“, която на практика се контролира от „Газпром“ и неговия филиал „Газпром експорт“, нарушава правилото, че собственикът на газовите ресурси не може да бъде и собственик на компания за разпределение. С оглед на това газовият сектор в България продължава да бъде зависим от един източник на газ, а в близко бъдеще е възможно да стане зависим и от едно разпределително дружество.

С влизането в сила на новите правила на ЕС относно либерализацията на газовия пазар, се създават условия за заместването на един монопол с друг – върху разпределението на газа от страна на „Овергаз“, който застрашава да изтласка „Булгаргаз“ ЕАД, освен ако България не поиска да се възползва от правото за отсрочване на изискването (*derogация*), докато не бъдат осигурени алтернативни маршрути и източници за доставка на газ. Финансовото положение на „Булгаргаз“ остава трудно. Държавният регулатор ДКЕВР намали тарифите за газа с около 10 % през първото тримесечие на 2013 г. и с нови 3,89 % през второто на основание на по-ниските изкупни цени и по-благоприятния валутен курс на долара към лева. ДКЕВР също така продължи да ограничава приходите на компанията, за да остане цената на газа за местните потребители една от най-ниските в рамките на ЕС. Междувременно **количеството на вътрешните доставки е спаднало с 18 % през първото тримесечие на 2013 г. в сравнение със същия период на 2012 г.**, което се дължи на намаляваща промишлена дейност. В допълнение, топлофикационните и електрическите дружества в България дължат на „Булгаргаз“ около 300 млн. лв. за газови доставки поради факта, че са неспособни да съберат дължимите им суми по сметките на крайните клиенти в големите градове. Евентуалният старт на тръбопровода „Южен поток“ би изложил компанията на допълнителен дългосрочен финансов риск. Като опция за плащане, компанията обмисля използването на бъдещи транзитни такси като ливъридж. „Булгаргаз“ се

опита да стабилизира финансовото си положение, като рязко намали вноса от Русия през първото тримесечие. Освен това дружеството планира заем от 150 млн. щатски долара за закупуването на природен газ, необходим за попълване на складовото съоръжение в Чирен. ДКЕВР и „Булгаргаз“ също така се договориха да не променят тарифите на газа до края на 2013 г., което да даде на газовия монополист глътка въздух. Въпреки всичко ще бъде трудно в дружеството да бъде поддържана дългосрочна финансова стабилност, ако правителството не спре субсидирането на газовите тарифи за крайни клиенти за сметка на „Булгаргаз“, надявайки се на драстична промяна в зависимостта на България от скъпия внос на газа.

Таблица 4. Прогнози за търсенето на нефт и природен газ в България

| | 2005 г. | 2010 г. | 2015 г. | 2020 г. | 2030 г. |
|------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Търсене на газ (mtoe) | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 3,0 | 3,3 |
| Търсене на нефт (mtoe) | 4,9 | 4,6 | 4,9 | 5,0 | 4,8 |
| Зависимост от внос (%) | 47,4 | 49,5 | 51,5 | 45,8 | 43,3 |
| БВП (млрд. евро) | 21,9 | 25,8 | 30,5 | 34,7 | 42,2 |

Източник: Българска енергийна стратегия 2020.

Местен добив, складиране и употреба

През 2013 г. приблизително 90 % от необходимия на България природен газ се внася, като местният добив и производство осигуряват останалите 10 %⁵². Всички газови доставки идват от Русия по силата на дългосрочни договори с „Газпром“. България притежава само около 2 млрд. куб. м. конвенционални газови запаси, но в същото време разполага със значителни резерви от шистов газ, имайки предвид големината на вътрешния газов пазар. Вътрешното производство на природен газ е ограничено. Що се отнася до конвенционално сондиране и производство, през 2012 г. България е добила 389 454 хиляди куб. м. природен газ⁵³, което представлява 12 процентен спад в сравнение с предходната година. Добивът през първото тримесечие на 2013 г. е бил 73 561 хил. куб. м. – 30 % по-малко в сравнение със същия период на предходната година⁵⁴. За сравнение, през първото тримесечие на 2012 г. общият обем на вноса на природен газ (изцяло от „Газпром експорт“) е бил 657 979 хил. куб. м. – почти двойно повече от местния капацитет за добив.

⁵² „Булгаргаз“ ЕАД. Годишен доклад за дейността. Годишен финансов отчет. Доклад на независимия одитор. 31.12.2013 г., стр. 5.

⁵³ Министерство на икономиката и енергетиката. Доклад за състоянието на енергетиката в Република България“. юли 2013 г.

⁵⁴ Министерство на икономиката и енергетиката. Доклад за състоянието на енергетиката в Република България“. юли 2013 г.

Родното производство на природен газ бе изключително ограничено до 2003/2004 г., когато „Мелроуз Рисорсиз България“ разви добива от блок „Галата“ в черноморския шелф. Компанията експлоатира находището между 2005 и 2009 г. До момента на неговото изразходване са останали едва 240 млн. куб. м. газови резерви⁵⁵. До 2008 г. то осигуряваше около 8 % от консумирания в страната газ. Изразходваното находище може да бъде превърнато в газохранилище, след като „Мелроуз“ подписа меморандум за разбирателство с „Булгаргаз“ за построяването на съоръжението, което да протече в 3 фази и по план да разполага с капацитет от 1,8 млрд. куб. м. От 2009 г. насам „Мелроуз“ разработи още две сателитни находища – в Калиакра и Каварна, чиито добивен капацитет е 1,07 млн. куб. м. на ден, а предполагаемите залежи достигат 1,7 млрд. куб. м.⁵⁶ Двете находища могат да осигуряват около 15 % от газовите нужди на България.

Капацитетът на конвенционалното производство наскоро бе увеличен благодарение на откритите газови находища в българския черноморски шелф и Мизия. „Мелроуз“ също така разработва газовото находище „Каварна-изток“, което ще бъде достъпно през 2014 г. и за което се предполага, че съдържа резерви от около 277 млн. куб. м. Общото количество на предполагаемите газови ресурси, проучвани офшорно в Черно море, са около 3,64 млрд. куб. м. Френската компания „Тотал“, в партньорство с австрийската „OMV“ и испанската „Репсол“, през лятото на 2012 г. добиха правото да проучват блока „Хан Аспарух“, който граничи с териториалните води на Румъния, където разкриха 40-80 млрд. куб. м. технически възстановими резерви в находището „Нептун“⁵⁷. Откриването на по-значителни резерви ще намали зависимостта на България от вноса на газ, който все още е с около 40 % по-скъп от местния добив. Според „Енергийната информационна агенция на Съединените щати“ (ЕИА) България разполага с технически възстановими резерви в размер на 453 млрд. куб. м. шистов газ и 200 млн. барела шистов нефт в Мизийската платформа⁵⁸.

Освен проучванията на природен газ в Черно море българската компания „Проучване и добив на нефт и газ“ получи концесия за разработването на находището „Изток-запад“ край Кнежа. Според компанията то може да има залежи на природен газ от порядъка на 945 млн. куб. метра. Надежди за големи залежи на природен газ имаше в находището „Девенци“ във Врачанско, но то добива само ограничени количества газ, които се доставят на промишлените предприятия в страната. Находището се разработва от „Дайрект Петролиъм България“, която разработва и „Койнаре“ край Червен бряг. Българската компания „Овъргаз“ ще започне през август 2014 г., от своя страна, да сондира в блоковете „Провадия“ и „Тракия“, като оценката за

⁵⁵ Galata Gas Field, Bulgaria, Offshore Technology.com, <<http://www.offshore-technology.com/projects/galata-field/>>

⁵⁶ “Black Sea Experience: Offshore Bulgaria and Romania”, презентация на Melrose Resources Bulgaria на Румънската петролна и газова конференция, 4-5 декември, 2012 г.

⁵⁷ Кабинетът разреши на „Тотал“ да проучва за нефт и газ в Черно море. // в-к Дневник, 24 юли, 2012 г.

⁵⁸ EIA; Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United State. юни 2013 г.

залежите е близо 2 млрд. куб. метра. Има и няколко недовършени концесийни процедури за проучване на дълбоководните залежи на природен газ при „Блок 1-22 Терес“, и находището „Силистар“ в южната част на българския черноморски шелф.

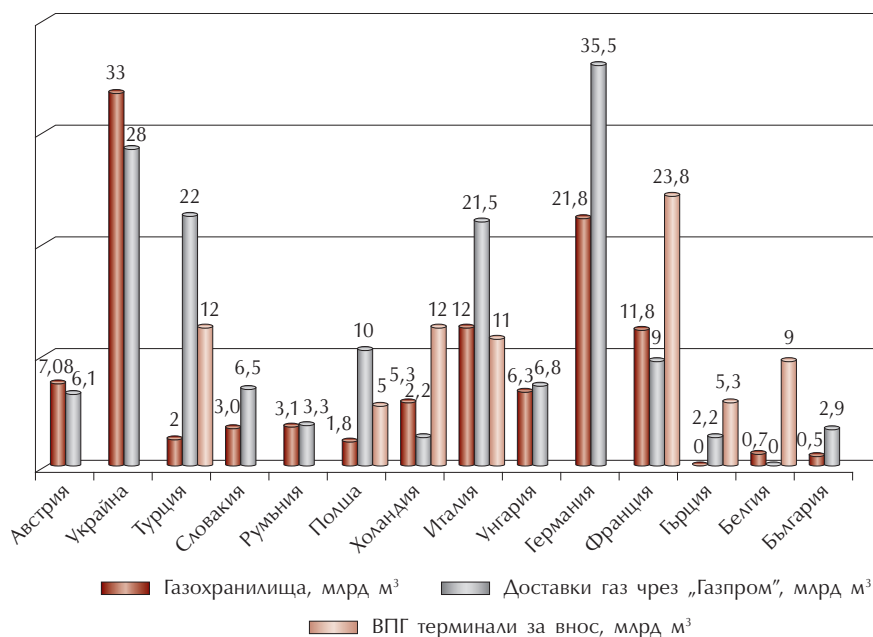
В газовото хранилище в Чирен България разполага с общ дневен добивен капацитет в размер на 4,5 млн. куб. м. газ, който бе почти изцяло използван по време на газовата криза от януари 2009 г. В края на кризата бяха обявени планове за разширяване на капацитета на съоръжението до 1 млрд. куб. м. от около 550 млн. куб. м. днес и дневен добивен капацитет от 11 млн. куб. м., без обаче да бъдат предприети по-конкретни действия. Запълването на газохранилището в Чирен представлява постоянен проблем заради финансовото състояние на „Булгаргаз“. Съществуват планове за превръщането на залежите край нос Галата в газохранилище. Първата фаза на проекта (все още неодобрена) би осигурила капацитет за съхранение от 700 хил. куб. м., а фази 2 и 3 биха увеличили капацитета съответно до 1,2 млрд. куб. м. и 1,7 млрд. куб. м. Друго хранилище в Мирново се намира във фаза планиране. Това съоръжение е съвместен проект на националната компания „Булгаргаз“ и „Газпром“. Солната каверна се очаква да разполага с капацитет от 400 млн. куб. м.

Газохранилището в Чирен има за цел да балансира сезонните колебания в търсенето на газ, предизвикани от високите нива на консумация през зимния сезон и изключително ниските нива през лятото. Разширяването на съоръжението в Чирен и новите хранилища в Галата и Мирново ще бъдат от стратегическо значение за подобряване на енергийната сигурност на България. След завършването на реверсивните междусистемни връзки с Турция, Гърция, Румъния и Сърбия, газохранилищата в България могат да се превърнат в регионален център за търговия на руски и азербайджански газ, доставян през Южния газов коридор през Турция и „Трансадриатическия газопровод“ в Гърция. За да могат междусистемните връзки да бъдат свързани по подходящ начин с газохранилищата, българският системен оператор разполага с подробна инвестиционна програма за изграждане на реверсивни връзки между транзитната и вътрешната тръбопроводна мрежа; за инспекция и обновление на преносната газова система; за увеличаване на броя на компресорните станции; и за разработването на системи за електронно управление.

Поради неблагоприятното състояние на газовия пазар търсенето на природен газ в страната намаля, като общото потребление на газ през 2013 г. бе 2,6 млрд. куб. м., с 3,1 % по-малко спрямо 2012 г.⁵⁹ В резултат от реструктурирането на икономиката на страната през последното десетилетие се наблюдава спад в търсенето на природен газ. През последните години обаче тази тенденция се обърна в съответствие с ръста на БВП и инвестициите в газовата мрежа. Структурата на българската икономиката не позволява значително увеличаване на консумацията на природен газ на нива по-високи от 4,5 млрд. куб. м. на година, дори и в по-дългосрочен план.

⁵⁹ Министерство на икономиката и енергетиката. Доклад за състоянието на енергетиката в Република България. юли 2013 г.

Фигура 18. Капацитет за съхранение на природен газ спрямо количеството доставки от „Газпром“ и спрямо доставките на втечнен газ в млрд. куб. м. (ЕС)



Източник: Център за изследване на демокрацията.

Потенциал на неконвенционалните източници

България наложи мораториум върху проучването на шистов газ на 17-ти януари 2012 г., след като първоначално стартира разработването на големия Добруджанския басейн. В последствие правителството отмени даденото порано на компанията „Шеврон“ разрешително за проучване. Като основна причина бе посочен възможният ефект от хидравличното разбиване (фракнинг) на шистовите пластовете в този огромен селскостопански регион. При първото проучване, осъществено от Енергийната информационна агенция на Съединените щати през 2011 г., геолозите потвърдиха наличието на 260 млрд. куб. м. технически възстановими резерви на шистов газ на дълбочина от около 3 000 метра, което ги прави сравнително по-трудно достъпни, но и същевременно по-малко опасни за околната среда⁶⁰. Две години по-късно, второто изследване на Агенцията показва, че залежите вероятно се равняват на 453 млрд. куб. м. До момента не е провеждано официално национално проучване на потенциала от шистов газ в страната. Въпреки това, американската енергийна компания „Дайрект Петролийм“ смята, че е открила 6 млрд.

⁶⁰ EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United State. юни 2013 г.

куб. м. шистов газ в Девенци и 300 млрд. куб. м. в Етрополския басейн⁶¹. Въпреки че за момента няма установена правителствена политика относно данъчното облагане на сондирането за шистов газ, в бъдеще се очаква да бъде въведена роялти такса за добив, варираща от 2,5 % до 30 % в зависимост от количествата и размера на обработвания терен. Това може да осигури сериозен стимул за местните общини за развитие.

Решението да бъде наложен мораториум върху добива на шистов газ през януари 2012 г. бе в резултат на протести от страна на природозащитници и бе изненадващо като се има предвид, че правителството бе поддръжник на идеята за добив до самия ден на протестите. Решението също така съвпадна с влизането на България в проекта „Южен поток“, който се очаква да транспортира 63 млрд. куб. м. руски газ на година през България, Сърбия, Унгария и Австрия до северна Италия.

Встъпването в длъжност на новото правителство в началото на юни 2013 г. не промени газовата стратегия на България. Забраната за хидравличното разбиване се основава на решение на парламента. През февруари 2012 г. Министерството на икономиката и енергетиката внесе поправка в забраната, за да позволи конвенционално сондиране, както и използването на газохранилището в Чирен, което на практика също бе забранено преди това. Промените в забраната позволиха до известна степен употребата на химикали за конвенционален добив и на определени дълбочина и налягане⁶².

Промяната на позицията на българското правителство относно фракинга разкри липсата на стратегическо мислене, което изглежда се разкъсва между насърчаване на диверсификацията на енергийните източници и запазване на връзките с „Газпром“ като главен газов доставчик. По време на политическата криза в Украйна други страни от региона, включително балтийските републики и членовете на Вишеградската четворка, потърсиха начини за диверсификация на газовите си доставки, включително и чрез повишаване на неконвенционалния добив. България, от своя страна, ограничи усилията за развитието на регионалната си газова инфраструктура, и вместо това улесни старта на изграждането на тръбопровода „Южен поток“ на територията на ЕС.

Подобряването на енергийната сигурност на България изисква постоянство при вземането на решения, което е от изключително значение за инвестициите в дългосрочните инфраструктурни проекти. Липсата на предвидимост разубеждава чуждестранните инвеститори да се намесят по-сериозно на българския енергиен пазар и позволява доминантните играчи да лобират настоятелно за запазване на статуквото. Успешното разработване на залежите от шистов газ ще изисква енергийна политика, която да не се влияе от политическите промени в страната и от лобирането от страна

⁶¹ Natural Gas Europe. Shale Gas in Bulgaria – Is a Breakthrough Imminent. 26 ноември, 2010 г., <http://www.naturalgaseurope.com/shale-gas-in-bulgaria-is-a-breakthrough-imminent>.

⁶² Дабровски, Т. и Грозчовски, Я. Shale gas in Bulgaria, Czech Republic and Romania: Political Context – Legal Status – Outlook. Център за източни изследвания. Варшава, септември 2012 г.

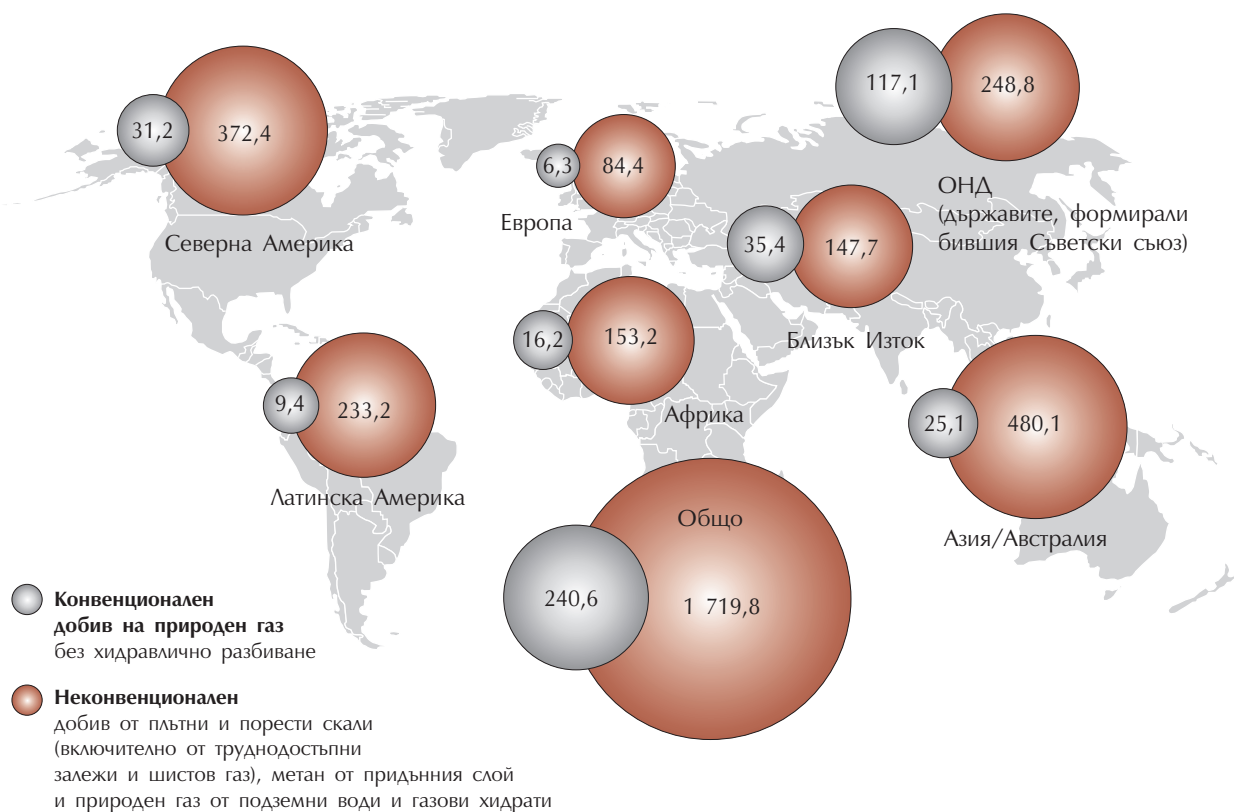
на съществуващите доставчици на природен газ. Намесата на интересите на трети страни в енергийната политика на страната (най-вече на руски политически и икономически кръгове) пречи на основната цел на България, а именно насърчаване на енергийната независимост чрез местни ресурси, диверсификация на международните доставки и подобряване на енергийната ефективност.

Връзка между шистовия газ и възобновяемите източници

Дебатът за шистовия газ е свързан с политиката на Европейския съюз относно промените в климата, която наскоро бе обновена с целите на ЕС до 2030 и 2050 година. В съответствие с новата стратегия на ЕС, до 2030 г. страните членки трябва да намалят вредните емисии от парниковите газове с 40 % спрямо нивата им от 1990 г. и да разширят употребата на енергия от възобновяеми източници до 27 % от общия енергиен микс. Така поставените от ЕС цели обаче изглеждат прекалено амбициозни на фона на предвижданията за глобалните енергийни нужди до 2035 г. Според доклада на „Бритиш Петролиъм“ за световните енергийни перспективи до 2035 г., използването на възобновяеми източници като основен източник на енергия ще достигне около 14 %. За Европа (ЕС) и Евразия (държавите от ОНД, Турция и Западните Балкани) този дял е дори по-малък – не повече от 10 %. В същото време природният газ ще продължи да бъде приоритетен избор за гориво на континента, като търсенето на въглища и нефт ще намалее (това намаление обаче няма да бъде достатъчно, за да бъдат намалени осезаемо вредните емисии от парникови газове).

По-голямата част от увеличението на потребявания природен газ най-вероятно ще бъде компенсирана от нарастването на вноса от Русия, Норвегия и Катар. Природният газ може да предостави на Европа възможност да намали въглеродния си отпечатък, тъй като газът отделя почти два пъти по-малко количество CO_2 от въглищата при 53 кг. за милион БТЕ (Британски термични единици) енергия. Като допълнение към това може да се очаква, че в случай на засилено проучване и развитие на неконвенционалните газови ресурси, цените на природния газ в ЕС могат значително да намалее. Това може да доведе до един широк и икономически устойчив преход в производството на електроенергия от въглища към природен газ. Според Енергийната информационна агенция на Съединените щати към 2035 г. 49 % от произведения природен газ в САЩ ще произлиза от добив на шистов газ. С изчерпването на конвенционалните газови резерви на ЕС и Норвегия, по-голямата част от новите вътрешноконтинентални залежи на природен газ ще са вследствие на разработването на приблизително 84,4 трилиона кубически метра на неконвенционални газови резерви, разпръснати по цялата територия на Европа. Увеличението на добива на газ от неконвенционални източници ще доведе до положителен ефект в две насоки. От една страна ще се намали зависимостта на ЕС от вноса на газ, което ще се отрази на енергийната сигурност на континента и от друга – ще се намали въглеродния отпечатък, идващ от производството на електроенергия, без това да се отрази осезаемо на сметките за крайните потребители.

Фигура 19. Конвенционални и неконвенционални газови резерви в света



Източник: Федерален институт по геология и природни ресурси, Ханوفر.

Каре 4. Полша – развитие на добива на шистов газ

Средносрочните проекти за развитие на производството на шистов газ в Европа изглеждат най-обещаващи в Полша, където е налице комбинация от огромни подземни залежи и сравнително малко „надземни“ спорни въпроси. Напоследък обаче на преден план излязоха някои съмнения относно шистовия потенциал на страната. Според Министерството на енергетиката добивът на шистов газ с комерсиална цел ще започне през 2014 г. От друга страна няма единство по въпроса за точното количество природен газ, което може да бъде открито в шистовите скални образувания. ЕИА обяви, че достъпните залежи от шистов газ в Полша са поне 148 трилиона кубически фута, а шистовите нефтени залежи достигат 1,8 милиарда барела. ЕИА също така отбеляза, че Полският геоложки институт е изчислил достъпните залежи от шистов газ на доста по-незначителните 230,5 – 619,4 млрд. куб. м. (8 – 22 тона на куб. м.). Въпреки че „Ексон“ реши да се откаже от добива на шистов газ след разочароващи резултати от първоначалните сондажни дейности, Полша, която се стреми да диверсифицира източниците си на газ

Каре 4. Полша – развитие на добива на шистов газ (Продължение)

и да намали зависимостта си от вноса от Русия, одобри повече от 100 лиценза за проучване и добив през последните две години на територия, обхващаща близо 2,5 млн. хектара. Местното правителство продължи да следва стратегията си относно шистовия газ, независимо от трудностите. Най-големият нефтопреработвател в Полша – „PKN Orlen”, се съгласи да изкупи лицензите за добив на “Ексон” в края на 2012 г. Компанията вложи 150 млн. долара през 2013 г., прокопавайки 6 проучвателни сондажа. През юли 2012 г. споразумение за партньорство между „PGNiG”, „ENEA”, „KGHM”, „PGE” и „TAURON Polska Energia” даде началото на инвестиционен план, който предвижда инвестиране на 408 млн. евро до края на периода 2014 – 2015 г. в проекти за добив на шистов газ в северната част на Полша. Полското правителство изказа своята твърда подкрепа за това партньорство и дори гласува данъчни облекчения за въпросните проекти.

След продължителни дебати по съставянето на законодателство, касаещо шистовия газ, през март 2014 г. правителството на премиера Доналд Туск прокара нови разпоредби, които да спомогнат за развитието на енергийните източници. Правителството беше заявило, че се отказва от първоначалната идея да бъде създаден Държавен оператор на енергийни ресурси от минерални залежи, който да се занимава с шистов газ и който да има дял във всяка концесия. Държавното предприятие „PGNiG”, ще отговаря за мониторинга на концесиите и навременното изпълнение на производствените цели. Една от основните промени в законодателството бе предложеното забавяне на облагането на добива с такса. В предишна версия на законопроекта, която беше оповестена през октомври 2012 г., роялти данъкът за шистов газ трябваше да бъде 40 % от brutните приходи считано от 2015 г. нататък. Това изплаши много от основните „играчи” от индустрията, повечето от които вече напуснаха Полша. В съответствие с изявленията от 2013 г. премиерът Доналд Туск заяви, че роялти данъците *de facto* няма да бъдат начислявани до 2020 г. Друга промяна е създаването на един единствен тип концесия, който да бъде събирателен за добив и производство и да замести сегашните общо три типа. Според правителството, такава промяна би спомогнала за по-бързото усвояване и търговско приложение на шистовия газ. Давността на концесиите ще бъде между 10 и 30 години. Ще бъде даван приоритет на идеи и предложения, свързани с опазване на околната среда при добива на шистов газ.

Въпреки всички споменати решения и промени, производството на шистов газ в Полша все още може да се окаже проблем, поради високите производствени разходи и потенциално ниските цени при споразуменията за изкупуване. Производствените разходи се изчисляват на 3-4 пъти по-високи от тези в САЩ, поради по-голямата дълбочина, на която се намират залежите и липсата на подходяща надземна инфраструктура. Въвеждането на гъвкави фискални/данъчни поощрения, подплатено с добре структурирани концесии, би създадо нужната търговска обосновка за участие на този пазар.

Споразумения за транзит на газ и участие в международни газопроводни проекти и регионални междусистемни връзки

България покрива около 90 % от газовите си нужди чрез внос от Русия през един единствен газопровод – Трансбалканския. Системите за внос и транзит са физически разграничени. Системата за транзит се използва от „Газпром”, по силата на договор сключен до 2030 г., въпреки че „Газпром” се

е съгласил да предоставя транзитните тръби в югозападна България, водещи към Гърция, за регионални доставки. Според сегашните договорни текстове България получава годишни плащания от „Газпром“ за транзит на максимум до 17 млрд. куб. м. (за Турция, Гърция и Македония) над действителните товарни обеми вписани като т. нар. клауза „взимай или плащай“ (клауза, която задължава да бъде финансово обезпечено определено количество, независимо дали в действителност използваното количество е по-малко). Това надвишава повече от шест пъти цялото вътрешно търсене на страната за 2010 г.⁶³ Тези текущи споразумения между България и Русия за доставки и транзит на газ са ограничителни от гледна точка на сигурността на доставките, а също и представляват явно нарушение на политиките на ЕС за либерализация на пазара, що се отнася до достъпа на трети страни до газопроводите и клаузите „взимай или плащай“, използвани от „Газпром“. „Взимай или плащай“ се отнася за газови обеми, които не са били ефективно използвани от българска страна, за което според договора се плаща глоба на вносителя „Газпром“. Подобни оплаквания от други страни – членки на ЕС за несъобразяване със законодателството на ЕС от страна на „Газпром“, доведоха до вълна от юридически прецеденти като страни по споровете бяха „RWE“, „Eni“, „Трансгаз“, „OMV“⁶⁴.

Фигура 20. Конкуренцията за Южния газов коридор



Източник: Център за изследване на демокрацията.

⁶³ „Gazprom Export – Bulgaria“, 30 юли, 2013 г., <http://www.gazpromexport.ru/en/partners/bulgaria/>

⁶⁴ „Газпром“ изгуби дело по важно условие от договорите си в Европа. Чешката RWE Transgas получи право да не спазва принципа take-or-pay // *в. Капитал*, 25 октомври, 2012 г., http://www.capital.bg/politika_i_ikonomika/sviat/2012/10/25/1933012_gazprom_izgubi_delo_po_vajno_uslovie_ot_dogovorate_si/

България се намира на пресечната точка на два големи конкуриращи се международни проекта за доставка на газ за Европа и планира да изгради четири газови връзки с всяка една от съседните ѝ страни, в това число и възможност за обратен поток с Турция и Гърция през вече съществуващи газопроводни мрежи. Въпреки това, към момента правителството не е представило независими детайлни анализи за съотношението цена – качество на всяка една от различните възможности⁶⁵ и не е изразило предпочитания към някой от проектите, което води до липса на прозрачност и чести (търсени или случайни) несъответствия в българската позиция по основните енергийни проекти. Това също така създава високи рискове за енергийната сигурност, както и неяснота относно влиянието, което тези проекти ще окажат върху икономиката на България.

Газопроводът „Набуко” и проектът „Южен коридор” на Европейския съюз

България нееднократно е обявявала своите предпочитания към изграждането на газопроводната мрежа на ЕС – „Южен коридор” и в частност към проекта „Набуко”, като част от евроинтеграционните си проекти. Въпреки малкия си дял в консорциума „Набуко” (БЕХ държи едва 16,67 %), България е сред учредителите на проекта, чиято цел е да доставя 30 млрд. куб. м. газ годишно за Европа. Липсата на търговско финансиране поради неясноти относно капацитета и бъдещите транзитни вноски доведе до създаването на по-малкия проект „Набуко-Запад”. Впоследствие стана ясно, че е необходимо поетапно изграждане на различни газопроводи, които да доставят газ до турско-българската граница, както и допълнителен газопровод, който да транспортира газа през региона. В тази връзка се появи съперничество в самия проект „Южен коридор” с другите планирани газопроводи, които са части от проекта. Такива са Трансадриатическият и Югоизточният европейски газопровод с добавка – междусистемната връзка Турция-Гърция-Италия. Тъй като Трансадриатическият газопровод не минава на територията на България, интерконекторът Гърция-България (Комотини-Стара Загора) е необходим, за да даде достъп на страната, а също и на останалите страни от Южна и Централна Европа, до азербайджански газ. Първоначално най-доброто решение на казуса за България, беше осъществяването на връзка между Трансанадолския газопровод и „Набуко-Запад”, но това се оказа финансово непостижимо. Проектът можеше да подпомогне създаването на конкурентен национален енергиен пазар чрез добавянето на алтернативи на единствения сегашен доставчик – „Газпром” и чрез предоставянето на достъп на трети страни до половината от капацитета на бъдещия тръбопровод.

На 28 юни 2013 г. консорциумът „Шах-Дениз” обяви решението Трансадриатическият газопровод да бъде свързан с Трансанадолския газопровод в Турция, което нанесе сериозен удар върху проекта „Набуко” и в крайна сметка доведе до неговото замразяване. Този избор се очаква да има сериозни последици не само за България, но също и за Централна и Източна Европа, и за южния газов коридор – ключова част от стратегията на

⁶⁵ През последното десетилетие Центърът за изследване на демокрацията настоява за въвеждането и широкото ползване на международно признати управленски практики и методи за анализ на разходите и ползите в енергийния сектор в България.

ЕС, за Централна Азия и страните от Каспийския басейн и за гарантирането на енергийната сигурност в краткосрочен и средносрочен план. Въпреки че количеството на потенциалните доставки на газ от „Шах-Дениз“ е малко, за да конкурира руската газова доминация, то все пак може да промени баланса на газовия пазар в страните от Югоизточна Европа – ефект, който ще се усети и в централната и източната част на континента.

Решението на консорциума „Шах-Дениз“ да използва Трансадриатическия газопровод като основен за доставките на газ за Европа от 2017 г., не се вписва в стратегията на ЕС за диверсификация. Вместо това Трансадриатическият газопровод ще пресича страни, чиято зависимост от монополните газови износители (включително Русия) е много по-малка в сравнение с тази на държавите от Централна и Източна Европа (ЦИЕ). Тази зависимост се очаква да намалее още повече с откриването на Трансадриатическия газопровод. Зависимостта на Гърция от „Газпром“ е спаднала от 83 % през 2005 г. до 51 % през 2011 г. Газовият пазар на Италия пък е един от най-диверсифицираните в Европа и участието на „Газпром“ е по-малко от 38 %. През същия период зависимостта на България от руските доставки е останала на същото високо равнище – около 90 %⁶⁶.

Изборът на Трансадриатическия газопровод вместо „Набуко-Запад“ е индикация за по-мощна размяна, в която „Южен Поток“ се отказва от южната част на газопровода, което позволява на Трансадриатическия газопровод да бъде единствената газова връзка между Гърция и Италия. В замяна консорциумът „Шах-Дениз“ се отказва от алтернативния маршрут „Набуко-Запад“. Това развитие може да прекрати изцяло проекта „Набуко-Запад“, като принуди акционерите му да инкасират значителни загуби в размер на повече от 100 млн. евро, оставяйки зееща пропаст в алтернативните газови доставки в Югоизточна, Централна и Източна Европа. Изборът на Трансадриатическия газопровод съвпадна с избора на Азербайджанската национална петролна компания „SOCAR“ за купувач на гръцката компания за разпределение на газ – „DESA“. „Газпром“, който също участваше в наддаването, в последния момент реши да се оттегли. Това даде почва за съмнения, че е имало споразумение за разпределение на пазара, което е останало „зад завесата“ и е било между членове на консорциума „Шах-Дениз“ и „Газпром“. Целта е била партньорите от „Шах-Дениз“ да не застават зад конкурентен на водения от Русия „Южен поток“ газопровод, а „Газпром“ да не се меси в гръцкия пазар на природен газ.

Що се отнася до сигурността на газовите доставки, последствията от подобна сделка за страните от Централна и Източна Европа не са свързани само с наличието на алтернативни газови потоци, но и с намаляване силата на позициите им при продължителни преговори с „Газпром“ за цените на внос, ревизията на забраната за ре-експорт, индексването на цените спрямо цените на петрола и други ключови условия по съществуващите договори. Изграждането на газопровода „Южен Поток“ вместо „Набуко-Запад“ би засилило възможностите на „Газпром“ и като цяло на руските икономически интереси да влияят директно на политическия живот в региона, без да взимат под внимание интересите на останалите страни.

⁶⁶ Статистика на базата на данни на Евростат за нивата на енергийна зависимост в ЕС.

„Южен поток“

България изрази своята подкрепа и желание за участие в газопровода „Южен поток“ още от самото начало, въпреки че нямаше публично изнесени анализи относно рисковете и цената на проекта. Българската част от проекта ще бъде управлявана от компания, съвместно притежавана от Русия и България, чрез „Газпром“ и БЕХ, която беше учредена през ноември 2011 г. като резултат от Споразумението за сътрудничество от 2009 г. между двете страни. Преговорите по проекта бяха непрозрачни и се характеризираха с натиск от руска страна по време на серия от неофициални визити на хора от високите етажи на „Газпром“ и Кремъл. България демонстрира колебливо поведение относно проекта и в крайна сметка остави наболелите въпроси да бъдат разрешени на едно по-високо ниво ЕС – Русия⁶⁷. Въпреки това през ноември 2012 г. беше подписан Меморандум за разбирателство, в който до голяма степен беше изяснена инвестиционната схема на проекта. Година по-късно, на 30 октомври 2013 г., бе обявено двустранно споразумение, според което изграждането на „Южен поток“ на българска земя трябваше да започне до края на същата година. Според него цялостната стойност на проекта се предвижда да е 3,5 млрд. евро, което е почти двойно повече от първоначалните прогнози от 2008 г. Проектът трябва да бъде финансиран под формата на 30 % начален капитал и 70 % дългово финансиране. БЕХ ще покрие своята част чрез заем от банката на „Газпром“ с лихва от 4,25 % върху сумата от 625 млн. евро, което надвишава обявената преди това прогнозна сума от 525 млн. евро за 50 % участие.

Промените във финансовите параметри на проекта породиха редица въпроси, отнасящи се до: липсата на информация и предвиждания за бъдещите парични потоци и търсенето на газ в Европа; времевата разлика между предвидената дата за започване на транзитните доставки на газ (декември 2015 г.) и изплащането на първите дивиденди (януари 2018 г.); непредвидените проблеми свързани с дивидентите, зависещи от европейските изисквания за освобождаване на капацитета на газопроводните тръби за трети страни (поне 50 % от 63 млрд. куб. м.), които засягат търговската стойност на целия проект и които могат да предизвикат нереално високи очаквания, тъй като търсенето не може да бъде предвидено към момента; липсата на яснота около 70 %-ното дългово финансиране и очакваните високи лихви; проблемите по съгласуването между „Южен поток“ и вече съществуващите споразумения за транзит на газ с Гърция и Турция, както и свързаните с това потенциални загуби за „Булгартрансгаз“.

Като допълнение към всичко това постоянните увеличения на крайната стойност на проекта от момента на стартирането му породиха съмнения за корупция, включително и неяснота около приходите от транзитни такси, тъй като те се основават на нереалистични прогнози за действителните количества природен газ, които ще преминават по „Южен поток“ при капацитет от 63 млрд. куб. м. Проектът също така не подобрява съществено нивото на енергийната сигурност на страната в бъдеще, защото предоставя един-

⁶⁷ Стефанов, Р. и М. Цанов. Bulgarian Energy Policy. *Aspen Review*, (2012), http://www.aspeninstitute.cz/images_upload/files/Aspen%20Review/Bulgarian_Energy_Policy.pdf

ствено нов маршрут, но не и различен доставчик. През декември 2013 г. Европейската комисия обяви, че двустранните споразумения за „Южен поток“ (включително и споразумението между „Газпром“ и БЕХ) са в **нарушение на законодателството на ЕС** и трябва да бъдат предоговорени⁶⁸. Според Комисията, междуправителствени споразумения не могат да бъдат основа за функциониране на проекта „Южен поток“. Подчертани бяха **3 основни проблема**⁶⁹:

- Необходимо е да се разискват и разрешат въпросите около **собствеността на газопроводната мрежа в съответствие с правилата на ЕС**, което означава, че „Газпром“, който е едновременно производител и доставчик на газа, не може да притежава и да обслужва и преносните мрежи и да търгува с газ.
- Трябва да се осигури **достъп на трети страни** до газопреносната мрежа. Недопустимо е „Газпром“ да притежава ексклузивно право на достъп.
- Тарифната структура трябва да бъде предоговорена.

Газопроводна инфраструктура и предизвикателства, стоящи пред газопреносната мрежа

Българският оператор на газопреносната система „Булгартрансгаз“ управлява мрежа, която свързва повечето големи градове в страната и се простира на 2,645 км. Въпреки това, разпределителната мрежа е слабо развита, а домакинските нужди представляват едва 6 % от цялостното количество газ, необходимо на страната⁷⁰. Съществуват планове за разширяване на газопроводната мрежа и засилено газифициране на градовете, но проектът напредва бавно, поради спорове между компанията, отговаряща за пренос, и главния дистрибутор – „Овергаз“⁷¹. Другата причина са ограничените инвестиции в газовата инфраструктура от страна на „Булгартрансгаз“ въпреки сериозния финансов капацитет на компанията, основаващ се на приходите от високите такси по транзита. От своя страна „Овергаз“ на няколко пъти излезе с предложение към „Булгартрансгаз“ да се създаде публично-частно дружество, което да инвестира в газифицирането на страната. Според изпълнителния директор на „Овергаз“, подобна инвестиция може да достигне до 400 млн. евро⁷². Към момента „Овергаз“, както и другите по-малки разпределителни компании са задължени да плащат преносни такси на „Булгартрансгаз“, за да доставят газ до крайните потребители. Трудностите, свързани с договарянето на условията за достъп до преносната мрежа, създават значителен инвестиционен риск за разпределителите при разширяването на газовите мрежи в градовете.

⁶⁸ „Според Комисията, двустранните споразумения за „Южен поток“ нарушават законите на ЕС“ // *EurActiv*, 04.12.2013, <http://www.euractiv.com/energy/commission-south-stream-agreement-news-532120>

⁶⁹ Пак там.

⁷⁰ Bulgaria's Natural Gas Sector: Country Profile, IHS, 2012 г.

⁷¹ Министерски съвет, Енергийна стратегия на България – 2020, ноември 2008 г.

⁷² Пеева, В. От посредник, „Овергаз“ се превръща в конкурент на „Булгаргаз“. // *Медияпул*, 27 май, 2010 г.

Множество регионални проекти, отнасящи се до доставките и по-конкретно до изграждането на междусистемни връзки и реверсивни газови потоци с Турция, Румъния, Гърция и Сърбия, придобиха значителна тежест от стратегическа гледна точка в резултат на липсата на стабилност при преговорите по международните газопроводни проекти. Към това се прибавя и неуспехът в опитите за диверсификация както чрез вътрешно производство, така и чрез алтернативни енергийни маршрути. ЕС вече осигури $\frac{1}{4}$ от средствата за всички междусистемни газови връзки между съседните страни, което прави тези регионални проекти икономически изгодни за България. Все пак остава отворен въпросът за осигуряването на доставки на газ по вече планираните интерконектори. От септември 2013 г. вече има избран подизпълнител, който да изгради връзката с Румъния⁷³. Частта от този проект, която се намира на българска територия, вече е изградена (стига до Русе) и в момента се провеждат тестове на системата. Беше сключен договор за изграждане на връзката между „Булгартрансгаз“ (България) и „Трансгаз“ (Румъния). Проектът обаче изостава от предварителния график – първоначално беше предвидено връзката да бъде въведена в експлоатация до края на първото тримесечие на 2013 г. Що се отнася до връзката с Гърция, към момента проектът е на ниво консултации по маршрута и измерване на потенциалното му влияние, като на този етап текат процедури по изготвяне на пазарни анализи, както в България, така и в Гърция⁷⁴.

Като цяло на междусистемните и реверсивните връзки се гледа като на ключови фактори за намаляване на енергийните рискове за България, региона и ЕС. Приносът на междусистемните газови връзки за сигурността на българското снабдяване може да се разглежда в няколко насоки: а) при прекъсване на газоподаването от други източници, междусистемните газови връзки позволяват извършването на алтернативни доставки; б) осигуряват алтернатива както на транзитния маршрут, така и на източника на доставките; в) гарантират незабавна диверсификация и балансиране на нуждите в пиковите моменти чрез директен газов обмен. Дяловото разпределение на капацитета на газопроводите между страните, които участват в междусистемните газови връзки, все още не е уточнено, което заедно с договорите, които трябва да гарантират доставките на газ, се превръща в ключов момент от преговорите. Фактът, че въпреки оказаната финансова подкрепа от ЕС, на България ѝ отне повече от 3 години след януарската криза от 2009-та година, за да започне официално изграждането на първата от тези връзки (България-Румъния) показва, че пред успешното прилагане на енергийните политики в района стоят редица предизвикателства най-вече от политически характер. По тази причина България е изправена пред наказателна процедура от страна на Европейската комисия. Страната се проваля при опитите си да реализира стабилен напредък при изграждането на връзките със съседите си.

⁷³ Министерство на икономиката и енергетиката, „Доклад за състоянието на енергетиката в Република България“, юли 2013 г.

⁷⁴ Пак там.

Каре 5. Втеченият природен газ (ВПГ) като алтернатива за енергийните доставки в региона

На замразяването на проекта „Набуко-Запад“ се гледа като на неуспех от гледна точка на общата европейска външна енергийна политика поради увеличаващата се зависимост на страните от Централна и Източна Европа от руския внос на природен газ. Все пак отказването от проекта за газова връзка, минаваща през Балканите и свързваща богатия на залежи Каспийски басейн с газоразпределителните центрове в Централна Европа, не е последен опит за диверсификация по протежението на „Южния коридор“. Алтернативна идея е да се стартира изграждането и разширяването на съоръжения за ВПГ в Средиземно море. Наскоро построените междусистемни връзки между Унгария, Словакия, Украйна и Румъния, както и въвеждането на реверсивни възможности в почти всички съществуващи транзитни газопроводи в региона, позволяват бърз и мащабен растеж на газовите доставки от местни и външни източници (ВПГ и газопроводи). Структурата на газовия коридор „Север-Юг“, който се намира под пряк контрол на правителствата от Централна и Източна Европа, позволява интегрирането на нови съоръжения за ВПГ като потенциални входове за алтернативни газови доставки към региона. Тези усилия поставят основите на възможността за едно по-ефективно съгласуване на динамиката на газовия пазар и политиките на отделните страни.

Съществуващите терминали за ВПГ в региона, както и планираните нови такива като тези в залива Сарос (Турция), Александруполис – Кавала (Гърция) и Остров Крък (Хърватия), могат значително да разширят ресурсната база, да увеличат броя на входните точки за глобалните газови потоци, да спомогнат за интеграция на газовите пазари и да гарантират газовите нужди в региона. ВПГ няма задължително да допринесе за значително намаляване на цените на газа в близко бъдеще, но ще засили сигурността на снабдяването, ще насърчи диверсификацията на енергийните източници, а следователно и независимостта, и не на последно място ще подобри икономическото състояние на новите и вече съществуващи проекти за междусистемни връзки, съхранение на газ и газопроводен транспорт. Дори без пълна газова интеграция на пазара една координирана употреба на свободните количества през ВПГ терминалите за газови суапави сделки в региона, може да доведе до бърза диверсификация на газовите доставки дори преди завършването на планираните междусистемни връзки и фактическото извършване на алтернативните газови доставки.

Предложеният нов ВПГ терминал в залива Сарос (Турция), разработен в сътрудничество с Катар, има благоприятно разположение за обслужване нуждите както на местния газов пазар на европейската част от Турция, така и на целия регионален пазар, което пък става с помощта на междусистемните връзки с България и Гърция. Проектът е в ранна фаза на планиране (обявен е в началото на 2013 г., а предпроектното проучване бе готово през лятото на същата година) с капацитет отговарящ на 6 млрд. куб. м. на година. От гръцка страна, предложените нови ВПГ терминали в Кавала (по предложение на Държавната компания за доставки на природен газ на Гърция) или плаващия ВПГ терминал на пристанището на Александруполис (предложен от „Енергийния холдинг Копелузос“), притежават определени преимущества, имайки предвид, че са част от списъка с одобрените от ЕС проекти с право на европейско финансиране. Тези проекти се радват и на лобиране от страна на гръцкия обществен корабостроителен сектор, построил една трета от най-големите съдове за втечен природен газ в света и стремящ се да превърне Гърция в регионален център за ВПГ.

Каре 5. Втеченият природен газ (ВПГ) като алтернатива за енергийните доставки в региона (Продължение)

Хърватия също изрази силно желание за изграждането на ВПГ терминал в северната част на Адриатическо море. Предложената ВПГ инфраструктура на остров Крък (Адриа ВПГ) би могла да позволи регазификация на до 5 млрд. куб. м. годишно, обслужвайки по-голямата част от газовите нужди на страните от Западните Балкани. Терминалът на Крък би могъл също така да служи като входна точка за катарски газ към големия централноевропейски пазар. За търговците на газ това би отворило възможност за ценови арбитраж между руския и катарския внос на европейската газова борса. В допълнение, повишената ликвидност на газовите пазари на страните от Централна, Източна и Югоизточна Европа (които на практика са доминирани от руския газ) може да създаде конкурентна среда, което да доведе до намаляване на цените.

б. Сигурност на петролните доставки

Българският петролен сектор е изцяло зависим от вноса на нефт, тъй като резервите на страната са минимални – около 15 милиона барела⁷⁵. Компанията „Проучване и добив на нефт и природен газ“ е добила около 22 хиляди тона през 2011 г. Един от начините за увеличаване на производството на нефт е да се инвестира в преустройство на изчерпаните нефтени находища край Тюленово (крайбрежието на Черно море) и в Северозападна България в околностите на Плевен. По-голямата част от потребявания в България нефт – около 80 %, идва от Русия, докато останалата част от вноса се извършва от Казахстан чрез Каспийския тръбопроводен консорциум и чрез танкери от пристанището на Новоросийск. През 2012 г. България е консумирала близо 80 000 барела на ден (бнд), което се равнява на 3,8 милиона тона годишно или около 20 % по-малко в сравнение с годините преди икономическата криза. Въпреки това общото количество на внесен нефт е около 7,5 милиона тона на година, тъй като България е значим производител на нефтопродукти чрез рафинерията и нефтохимическия комплекс на „Нефтохим“, който е с капацитет 145 000 бнд. Това е най-голямата рафинерия на Балканите. След приватизацията ѝ нейният производствен капацитет беше съкратен от 220 000 бнд. Все пак през 2013 г. бяха стартирани планове за увеличение на капацитета до края на 2015 г. „Лукойл“ ще инвестира 570 млн. щатски долара в подобрения по съществуващите нефтопреработвателни единици, увеличавайки продукцията на висококачествения дизел „ЕВРО 5“ с 1,2 млн. тона на година⁷⁶. В допълнение ще бъде построена изцяло нова инсталация за хидрокрекинг, която да заработи от януари 2015 г., увеличавайки капацитета на рафинерията с малко над 50 000 бнд, до 200 000 бнд. По този начин рафинерията ще се превърне в една от най-големите в Източна Европа.

Четири компании доминират пазара на горива в страната – „Лукойл България“, „Ромпетрол България“, „Нафтекс Петрол“ и „ОМВ България“. Независимо от

⁷⁵ Ницов, Б. и др. Енергиен сектор на България // *Atlantic Council Issue Brief*, април, 2010 г.

⁷⁶ Кенеди, Ч. Lukoil Deal Makes Bulgaria Largest Eastern Europe Refiner. 8 януари, 2014 г.

това „Лукойл България“ остава най-големият дистрибутор със среден годишен ръст на приходите от 3 % и приходи от 3,6 млрд. лв. през 2012 г.⁷⁷ Заедно с рафинерията и пристанищния терминал „Росенец“, „Лукойл“ е най-голямата компания в България. По данни на „Лукойл“ $\frac{1}{4}$ от приходите в държавния бюджет идват от компанията. За разлика от сектора за природен газ, където държавната „Булгаргаз“ разполага със значително влияние на вътрешния пазар, петролният сектор е изцяло в ръцете на частни компании. Въпреки това, не може да става дума за липса на участие от страна на държавата. Влиянието ѝ върху сектора и върху участниците в него се изразява в две основни направления: 1) директно въздействие, чрез налагане на акцизи и ДДС върху продажбите на гориво и 2) индиректно въздействие, чрез намеса в пазарните отношения между големите играчи.

Директна държавна намеса – формиране на цените

Българската държава директно участва във формирането на цените на горивата чрез начисляването на акцизи и данък добавена стойност (ДДС) върху продажбите. Според Българската петролна и газова асоциация, ДДС и акцизът върху дизеловото гориво формират 40 % от крайната му цена. При безоловния бензин А95 този процент достига 44 %. Данъците, включени в цената на горивото, са в съответствие с разпоредбите на ЕС за минимален акциз от 421 евро на 1 000 литра (0,421 евроцента за литър). Акцизът в България е сред най-ниските в ЕС – 0,424 евроцента/литър⁷⁸. Цената на бензин А95 е втората най-ниска в ЕС след тази в Полша. Като се има предвид, че оперативните разходи и разходите по рафиниране на нефта са сравнително равни в различните държави членки, България има едни от най-ниските данъчни ставки за горивата. Въпреки ниските цени и явната либерализация на сектора, се наблюдава висока концентрация на пазарна мощ в секторите, занимаващи се с вноса и преработката на суров петрол. През 2012 г. Комисията за защита на конкуренцията (КЗК) проведе разследване срещу „Лукойл България“ за злоупотреба с господстващо положение на пазара на едро на дизел и безоловнен бензин А95. Комисията откри, че е имало картелно споразумение между „Лукойл България“, „Ромпетрол България“, „Нафтекс Петрол“ и „ОМВ България“ за **съгласуване на цените**. Въпреки че три месеца по-късно Комисията обяви, че водената от „Лукойл България“ пазарна политика не е представлявала нарушение на конкурентното право, се появили многобройни твърдения от страна на неправителствени организации и на големи клиенти на пазара на горивата, че чрез намаления в цените на горивата за търговците на едро в замяна на тяхната „лоялност“, **компанията на практика е доминирала пазара** с цел да попречи на навлизането на външна конкуренция.

Индиректна държавна намеса – политически протекции

Пълната зависимост на България от вноса на нефт, значителната част от който идва от Русия, принуди две български правителства да наложат по-

⁷⁷ „Лукойл Нефтохим България“ отново води листата на „Капитал“ за 100-те най-големи компании“. // *в-к Дневник*, 27 юни, 2013 г.

⁷⁸ Акцизни таблици: Енергийни продукти и електроенергия – Европейска комисия – Генерална дирекция „Данъчно облагане и митнически съюз“, юли 2013 г.

стриктен контрол върху бизнес дейността на „Лукойл Нефтохим“ и „Лукойл България“. Митническата агенция на страната направи опит да прекрати съществуващата практика на подправяне на данни от данъчните складове. През 2011 г. директорът на Агенция „Митници“ **отне лиценза за рафиниране на горива на „Лукойл“**, след като компанията отказа да монтира средства за измерване и контрол на местата за въвеждане и извеждане на енергийни продукти в и от нефтопровода към или от прилежащите му складови бази, част от данъчния склад. В последствие Агенцията върна лиценза на „Лукойл“ след правен спор продължил няколко месеца, като обясни решението си с това, че петролната компания е монтирала всички нужни измервателни уреди в склада си, с което е покрила изискванията по новата законова рамка за търговия с акцизни стоки. Решението бе одобрено от районния съд и потвърдено от „Лукойл“. На компанията бе даден срок от 18 месеца да инсталира всички измервателни уреди в горивното депо при пристанището „Росенец“. През октомври 2012 г. Агенция „Митници“ промени Наредба № 3, изискваща до 31 март 2013 г. всички данъчни складове да бъдат снабдени с измервателните уреди на местата за въвеждане и извеждане на петролни продукти с търговска цел.

През април 2013 г. противопоставянето между Агенция „Митници“ и „Лукойл“ се повтори след като митнически служители отчетоха липса на задължителните устройства въпреки решението на съда. Агенция „Митници“ отново отне лиценза на „Лукойл“ за използване на данъчен склад. Бяха взети под внимание и инспекции, при които бе установено, че количеството гориво в складовете не отговаря на обявеното от компанията. В отговор на това от „Лукойл“ незабавно обжалваха решението пред административния съд, като на свой ред обвиниха Агенция „Митници“ в административен произвол. Компанията заяви, че е подала оплакване до финансовия министър относно случая, намеквайки за тенденциозно и несправедливо отношение от страна на държавата. От „Лукойл“ заявяват, че за монтажа на измерителните устройства е необходимо повече време и че въпросните инсталации представляват огромна финансова тежест за компанията. Два дни по-късно с безпрецедентна скорост Административен съд – София отмени административното решение на Агенция „Митници“.

Аргументите на „Лукойл“, че инсталирането на измерителните устройства представлява огромна финансова тежест, изглеждат несъстоятелни на фона на доминантната позиция на компанията на българския пазар на горивата. Освен това отказът на компанията да спази държавните регулации и краткосрочното отнемане на държавния лиценз **поставиха енергийната сигурност на България под риск от потенциален недостиг на горива**. По време на всеки спор, свързан с „Лукойл“, компанията заплашва да спре доставките на горива, с което влияе на решенията на правителството. През ноември 2013 г. Агенция „Митници“ рязко смени позицията си относно измервателните уреди, като официално заяви, че информацията относно тяхното наличие е засекретена, което на свой ред означава, че от този момент нататък Агенцията няма да я оповестява публично. Това решение идва в момент, когато Върховният административен съд разглежда жалбата на „Лукойл“, подадена срещу регулациите на Агенция „Митници“. Руската компания загуби делото на първа инстанция и отнесе жалбата си до по-висшата инстанция.

Като цяло нефтеният сектор на България продължава бъде подвластен на държавна намеса при липса на достатъчна прозрачност, което подпомага статуквото. Според различни източници, в страната е на лице значителен сив сектор в търговията с горива, където почти една трета от всички преработени продукти не се отчитат пред данъчните власти. По приблизителни данни големината на този нелегален пазар варира между 800 млн. и 2 млрд. евро⁷⁹.

Каре 6. Равновесие в геополитическите интереси – случаят с тръбопровода „Бургас – Александруполис“

Трансбалканският тръбопровод, известен още като „Бургас – Александруполис“, бе посочен като една от стратегическите алтернативи на Босфора за транспорта на нефт. Според плановете тръбопроводът трябваше да бъде построен от консорциум, състоящ се от Българския енергиен холдинг, гръцкия енергиен консорциум „ХЕЛПЕ-Траки“ и руските „Роснефт“, „Транснефт“ и „Газпромнефт“. Руският консорциум трябваше да държи 51 % от дружеството, което означаваше, че българската и гръцката страна щяха да си поделят участието в проекта с по 24,5%. Смяната на правителството в България през 2009 г. промени енергийните приоритети на България и страната изостави проекта. Като основна причина за спирането на проекта бе посочена оценката за рисковете за околната среда при експлоатацията на тръбопровода, според която съществува голяма опасност от потенциално разливане на петрол в близост до някои от най-големите морски курорти в страната. Промяната в българската позиция се дължи и на факта, че местното правителство се опасява, че отдаването на тръбопровода няма да донесе достатъчно приходи, с които да се покрият цялостната инвестиция и разходите по поддръжката. Транзитните такси се очакваше да бъдат между 20 и 40 млн. щатски долара годишно, което е далеч от планираните от консорциума 330 млн. щатски долара.

„Бургас – Александруполис“ бе прекратен и заради съмненията, че Русия няма да може да доставя достатъчно нефт за тръбопровода. Към момента 80 % от износа на руски нефт отива за ЕС чрез тръбопроводи, пресичащи Украйна, и танкери през Босфора. Други 12 % отиват за Азия, но е вероятно този процент да се увеличи, след като Китай и Русия завършат проекта за нов голям тръбопровод, което се очаква да се случи до края на 2014 г. Един от начините за Русия да осигури капацитета, нужен за Трансбалканския тръбопровод, е да използва Каспийския тръбопроводен консорциум, който пренася нефт от находището в Тенгиз, Казахстан до пристанището на Новоросийск. Капацитетът на този тръбопровод е близък до този на „Бургас – Александруполис“, което означава, че е малко вероятно доставките от него да бъдат достатъчни за новия тръбопровод.

2.3.3. „Устойчивост“ или „достъпност“: рискове за разходите и сигурността

В енергийната политика на ЕС е заложена амбициозната цел да бъде постигнат устойчив, сигурен и нисковъглероден енергиен микс до 2015 г. Мнозина гледат на тази стратегия като на единствения устойчив подход за бъдещото икономическо развитие на Европа. Увеличаването на производ-

⁷⁹ Ницов, Б. и др. Енергиен сектор на България. // *Atlantic Council Issue Brief*, април, 2010 г.

ството на енергия от възобновяеми източници и въвеждането на природосъобразни технологии в индустриалния сектор и домакинствата в Европа е стимулирано както от ЕС, така и на национално ниво, включително чрез въвеждането на схеми за субсидиране (например, преференциални цени за възобновяема електроенергия и когенерация – едновременно високоефективно генериране на електроенергия и топлина). Въпреки тези инициативи съществуват редица предизвикателства по пътя към заложената до 2050 г. цел. Стимулирането на възобновяемите енергийни източници имаше дълбоки последици върху начина на управление на електроенергийните системи що се отнася до техните разходи и стабилност. България бе една от държавите – членки на ЕС, **където невъзможността на държавните власти да приложат адекватно европейските политики доведе до неконтролиран ръст в производството на възобновяема енергия**, излагайки на риск баланса на цялата енергийната система.

Нарастващи разходи

В периода 2009 – 2013 г. в България бяха изградени ВЕИ централи с капацитет от 1568 мегавата, включително фотоволтаици с капацитет от 942,1 мегавата и вятърни централи с капацитет от 342 мегавата⁸⁰. Общо централите за възобновяема енергия в страната имат капацитет от 1651⁸¹. Само през 2012 г. към електрическата мрежа са добавени вятърни централи с капацитет от 136 мегавата (84 % годишен растеж) и соларни панели с капацитет 823 мегавата (523 % годишен растеж), а ако не бъдат променени стимулите според прогнозите за следващите 3-5 години ще бъдат добавени допълнително 1741 мегавата соларна и 651 мегавата вятърно-генерирана енергийна мощност⁸². Подобно на ситуацията в други държави – членки на ЕС, в България този експоненциален растеж е резултат от въведените преференциални цени, без осигуряването на регулаторен контрол. Цената на мегаватчас соларна и вятърна енергия в страната към 2012 г. е съответно 118,13 евро⁸³ и 66,35 евро⁸⁴. За сравнение, цената на електрическата енергия, произвеждана от АЕЦ „Козлодуй“, е 13,5 евро за мегаватчас⁸⁵. През 2012 г. имаше и почти тройно увеличение на закупеното количество когенерирана електроенергия на цени между 65 и 70 евро за мегаватчас⁸⁶. Съществуват и два типа надбавки за субсидиране на по-високите цени на възобновяемата енергия – зелена на стойност 5,505 евро за мегаватчас и кафява на стойност 1,915 евро за мегаватчас, като и двете са включени в крайната сметка на потребителите.

⁸⁰ Министерство на икономиката и енергетиката. Доклад за състоянието на енергетиката в Република България. юли 2013 г., и данни на Българската фотоволтаична асоциация към декември 2013 г.

⁸¹ Пак там.

⁸² Пак там.

⁸³ ДКЕВР. Цени на електрическата енергия, <www.dker.bg/pagebg.php?p=4018SP=4028OID=>>

⁸⁴ Пак там.

⁸⁵ Пак там.

⁸⁶ Министерство на икономиката и енергетиката. Доклад за състоянието на енергетиката в Република България. юли 2013 г.

Каре 7. Уроци от развитието на енергията от възобновяеми източници в Испания

В периода между 2007 и 2013 г. Испания бе една от страните с най-сериозен ръст в производството на възобновяема енергия. В същото време бе натрупан значителен финансов дефицит в испанската енергийна система, породен от разликата между сумата, която електроразпределителните дружества плащаха на производителите и сумата, която акумулираха от крайните клиенти. Основна причина за трупания се дефицит бе лошата държавна политика, която поддържаше сметките за ток на крайните потребители ниски, дори когато разходите за доставката се увеличаваха, като по този начин потребителите не плащаха реални цени. Според „Блумбърг“, въпросният дефицит само през 2012 г. се равнява на 5,6 млрд. евро, въпреки въвеждането на нови данъчни ставки. Кризата в сектора се задълбочава при положение, че дефицитът от 2012 г. е с 46 % повече в сравнение с предходната година. Сумарно целият дефицит натрупан след 2005 г. и ескалирал с финансовата криза от 2008 г., надхвърля 25,5 млрд. евро.

За да се справи със ситуацията, испанското правителство предложи нови мерки, включително 7 % данък върху производството от ВЕИ и драстично оряване на субсидиите за нови ВЕИ проекти. В усилията си за преодоляване на финансовите измерения на този проблем дружествата решават да представят дълговете под формата на ценни книжа, които да бъдат продавани на инвеститори. Идеята е потребителите да изплатят дълга чрез бъдещите си сметки.

Междувременно през март „Фич“ намали рейтинга на пет секюритизации по дефицита, като се позова на структурния дисбаланс и негативните тенденции, които се наблюдават в енергийната система, както и несигурността около това дали новите регулации ще окажат желаните ефект. Въпреки опитите на правителството през 2012 г. да се справи с дефицита, според рейтинговата агенция испанската електроенергийна система ще продължава да генерира дефицит и след 2013 г.

Въвеждането на преференциални цени е отличен механизъм за привличане на инвестиции в сектора за възобновяема енергия и за ускоряване на прехода към по-чиста и нисковъглеродна електроенергия, тъй като гореспоменатите преференции се ползват по силата на дългосрочни договори (обикновено за период от 20 години) за изкупуване на електроенергията, генерирана от възобновяеми източници. Това привлича частни инвеститори и въвлича гражданите, фермерите, бизнеса и инвеститорите пряко в реформирането на електроенергийната система. Схемата за подпомагане чрез въвеждане на преференциални цени е използвана в различни страни по цял свят, вкл. в ЕС и САЩ и въпреки всички критики по неин адрес, тя остава една от най-широко разпространените мерки, насочени към разширението на използването на нова възобновяема енергия. За да функционира устойчиво обаче, въведената детайлна система, целяща увеличаване на частните инвестиции във възобновяеми източници, е необходимо да бъде допълнена от надежден и дългосрочен механизъм, който да гарантира покриването на разходите. Тази политика трябва да включва широко одобрение от страна на данъкоплатците; да е базирана на ясни и добре изчислени финансови прогнози, както и на предвижданията относно търсенето, което би я направило устойчива откъм правителствени промени, както и откъм цялостните икономически условия.

Въвеждането на преференциални ВЕИ цени в България бе лошо осъществено и доведе до спекулативна инвестиционна среда. Въведените механизми не бяха част от една добре планирана стратегическа рамка, включваща адекватни буфери при субсидирането. Подобен е случаят и в някои други европейски страни (например, Испания и Чехия). След въвеждането на схемата за подпомагане през 2008 г. започнаха да се трупат дефицити, тъй като разходите за производство на електроенергия се покачваха толкова бързо, че електроразпределителните дружества не можеха да покриват тези загуби посредством законово покачване на цената на крайната услуга. В същото време икономическата криза сви и търсенето. При наличието на голям нереализиран потенциал за покачване на енергийната ефективност, в допълнение към скромните прогнози за икономически растеж на българската икономика не може да се очаква, че ще има значителни промени в енергийното търсене от средните нива през последните 10 години.

Освен ефекта, който имаха преференциалните цени за възобновяема енергия върху крайната цена на електроенергията, се наблюдаваха и резки скокове в когенерационното субсидиране, което стана повод за спекулации. Правителствени представители заявиха, че „продажбите на когенерирана енергия често нарастват без да бъдат покрити минималните изисквания за предоставяне на субсидията (например достигане на определени нива на високоефективно производство, продажба само след покриването на първоначално заложените производствени нужди)”⁸⁷. Дефицитът се влоши от задържането на ръста на цените за крайни потребители от регулатора. Независимостта на ДКЕВР бе сериозно компрометирана и желаните промени на пазара за електроенергия, включително прозрачното отчитане на субсидиите за възобновяеми източници, бяха възпрепятствани по политически причини. Проблемите с ликвидността, възникнали в резултат на субсидирането на възобновяемите източници и когенерационните проекти, в комбинация със загубите, причинени от минали дългосрочни договори за изкупуване, както и от управлението на студения резерв, неизбежно доведоха до натрупването на огромен дефицит, който тежи на цялата енергийна система на България. Електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, **представлява 13 % от общия енергиен микс, докато в същото време допринася за 36 % от крайната цена на електроенергията**⁸⁸. Изкупуването на ВЕИ на преференциални цени струва на страната между 400 млн. евро (изключвайки новопостроените хидроенергийни мощности) и 650 млн. евро на година⁸⁹, а годишният дефицит е в размер на 150 млн. евро – сумата, която не се покрива от сметките за електроенергия, но се заплаща на производителите според подписаните дългосрочни договори.

От гледна точка на инвестиционната сигурност подходът на българската държава към развитието на ВЕИ е сгрешен още с първите предприети стъпки през 2008 г., тъй като нямаше адекватни буфери за преференциалните цени,

⁸⁷ Асен Василев: Таксите за „зелена“ и „кафява“ енергия да отпаднат. // *Energy Online.bg*, 17 май, 2013 г.

⁸⁸ Българска фотоволтаична асоциация. БФА публикува данни за инсталираните ВЕИ мощности в България. // www.renewables-bulgaria.com на 12 декември, 2013 г.

⁸⁹ Тасев, А. Енергетиката на кръстопът – или какво да се прави? // *trud.bg*, 3 юли, 2013 г.

а също така не бяха взети под внимание пазарните, социални и икономически рискове в страна, която се характеризира с постоянно високи нива на енергийна бедност. Българските власти не успяха да реагират своевременно и да ограничат дефицитите, когато балонът в сектора за възобновяема енергия продължаваше да се надува в периода 2010 – 2012 г. – въпреки съществуващия таван за включване на нови зелени мощности, докато същевременно производството на енергия от възобновяеми източници непрекъснато растеше.

За периода 2014 – 2020 г. политическите опции за излизане от кризата изглеждат ограничени и включват най-вече мерки като въвеждане на нови тарифи за достъп до енергийната мрежа, както и на таван на приходите и различни данъчни ограничения. Твърде вероятно е проблемът да продължи да се политизира. Предприеманите краткосрочни мерки водят до незначителен ефект, като се има предвид, че за по-голямата част от проектите ще се изплащат субсидии за период от 20 години, което значи, че разходите ще останат високи, независимо от противодействията. **Нещо повече – това неизбежно ще навреди на инвестиционната среда, ще увеличи рисковете при обслужване на дълговете и ще предизвика вълна от съдебни дела, оспорващи законността на предприетите мерки.** Нетният ефект и възможните изходи ще зависят до голяма степен от нивата на цените – колкото по-висока е крайната цена, толкова по-малка ще е разликата между преференциите и реалните цени. Следователно запазването на субсидиите зависи от воденето на политика, чийто фокус да бъде **социалното подпомагане на енергийно бедните и насърчаването на енергийна ефективност, а не субсидиране на цените.** Положителните мерки могат да бъдат свързани и с развитието на национална стратегия, целяща по-активна социална ангажираност на сектора за възобновяема енергия, включително въвеждането на задължително обучение и инвестиционни схеми за изследователска и развойна дейност, участие на експерти и неправителствени организации и други.

Енергийни колебания: разходи и рискове за стабилността на системата

Друг видим недостатък, произхождащ от сериозния ръст в производството на електрическа енергия от възобновяеми източници е, че тази енергия е непостоянна по своята същност и соларните и вятърните съоръжения не разполагат с оперативна гъвкавост да реагират на промените в енергийното търсене. В допълнение към това, дългосрочните договори за доставка задължават изкупуването на енергията от ВЕИ на преференциални цени, което сериозно затруднява продажбата на конвенционална енергия през месеците с най-голям брой слънчеви часове и/или достатъчно силни ветрове. Възобновяемите източници също така са свързани с допълнителни разходи за балансиране на мощностите и с редица други предизвикателства като намалени оперативни часове, допълнителни управленски разходи и поддържане на резервни мощности. Те влияят върху стабилността на цялата система и върху нуждите от резервни ресурси. **Най-голямата опасност се крие в ниските нива на потребление в периодите април – май и септември – октомври,** когато търсенето спада под 2600 мегавата – прекалено ниско ниво, за да се поддържа системата в готовност и в стабилно състояние.

Енергията от възобновяеми източници допълнително усилва колебанията в доставките на електроенергия. Традиционно генерирането на енергия зависи от натоварването, т.е. сумата от нуждите на всички потребители, свързани към мрежата, плюс загубите по трасето. Въпреки че натоварването се променя през различни периоди от годината (лято/зима), от седмицата (работни дни/уикенд) и от деня (ден/нощ), тези изменения са до голяма степен предвидими. Значителното увеличаване на производството на енергия от възобновяеми източници задълбочи проблемите, свързани с колебанията в потреблението. Вятърните ферми и фотоволтаичните системи генерират електроенергия само при минимални прагове на радиация и/или скорости на вятъра. Докато дялът на променливите възобновяеми източници на енергия на даден пазар/енергийна система е малък, то тази система работи устойчиво без усилия, но когато техният дял нарасне, се появяват предизвикателства. Такава е ситуацията в много европейски страни, включително и в България. При липса на вятър или слънце, останалата част от системата трябва да компенсира загубите. От друга страна, при наличие на слънчеви лъчи и вятър, преференциалните схеми задължават изкупуването на произведената възобновяема енергия на по-високи цени, с което се покриват задължителните квоти и се компенсират дните с неблагоприятни условия, най-често за сметка на производителите на конвенционална енергия. Тези енергийни колебания задават нови изисквания към конвенционалните производители, свързани с ядрената енергия и изкопаемите горива.

Непрекъснатото пускане и спиране на конвенционалните електроцентрали излиза скъпо и вреди на околната среда. Хидроцентралите са най-надеждни, тъй като покриват в най-голяма степен изискванията по подсигуриране и могат да започнат генерирането на електроенергия в много кратки срокове. Въпреки това енергийните колебания водят със себе си допълнителни изисквания и разходи по сигурността в една вече силно дефицитна финансово енергийна система. Природните и финансовите рискове, свързани с резервните мощности за възобновяемите източници, заедно с пропуснатите ползи от намалените работни часове и последващите от това намалени приходи от конвенционалните централи, увеличават рисковете за устойчивото развитие на възобновяемата енергия в страни като България.

2.3.4. Либерализацията на пазара на електроенергия

Реформирането на българския енергиен сектор с цел превръщането му в една добре функционираща част от общия европейски енергиен пазар, както е заложено в Третия енергиен пакет на ЕС, върви с изключително бавни темпове. Като се има предвид, че неизбежните промени ще окажат ефект както върху индустрията, така и върху крайните потребители, политиците не показват склонност да стартират финалните етапи на либерализацията на пазара за продажба на дребно. Това даде основания за съмнения, че забавянето е свързано най-вече с ограничени технически познания и опит. Началната дата на пълната либерализация все още не е ясна и бе променяна на няколко пъти. Въпреки че на хартия от 2007 г. насам всички потребители, включително малките предприятия и домакинствата, имат правото да сменят своя доставчик, това на практика не е възможно, тъй като необходимите регулаторни промени все още не са приети.

Таблица 5. Трети либерализационен пакет

Основни цели⁹⁰:

- намаляване на цените и увеличаване на ефективността чрез засилване на конкуренцията
- увеличаване на инвестициите и иновациите в нови технологии
- диверсификация на енергийните доставки, водеща до енергийна сигурност
- фокусиране на усилията върху възобновяемите енергийни източници съгласно разпоредбите във връзка с промените в климата

Ключови разпоредби⁹¹:

- отделяне на операторите на преносни и разпределителни мрежи от вертикално интегрираните предприятия
- осигуряване на независимостта на националните регулаторни органи и определяне на правомощията им
- установяване на правила за работа на потребителски пазари

Поради това че електроенергията се разглежда като стока от първа необходимост, продажбата ѝ на конкурентни пазари представлява дълъг и бавен процес, който все още не е завършен в редица от държавите – членки на ЕС, включително и в България. Редицата мерки, въведени от ЕК, налагащи все по-специфични правила, са отражение на нежеланието на държавите членки да комодифицират електроенергията. Въпреки че индустриалните пазари и пазарите за търговия на дребно са отворени от 2004 и 2007 г. насам, много от членките на ЕС все още поддържат някаква форма на регулация спрямо малките търговски и битови потребители⁹².

Оценката на Европейската комисия от ноември 2012 г. относно прехода към напълно конкурентен пазар на електроенергия в ЕС говори за това, че все още предстои много работа до крайния срок през 2014 г. за пълното въвеждане на всички законови разпоредби, регулиране на трансграничните пазари и планиране на интелигентни мрежи. Държавите членки са упорити в нежеланието си да променят националното си законодателство, което възпрепятства пазарната либерализация. До голяма степен това се дължи на нежеланието на политиците да взимат непопулярни мерки, които биха им навредили особено във времена на икономическа стагнация.

За да бъде изпълнена дългосрочната цел за създаване на конкурентна среда, която да доведе до по-ниски потребителски цени, е необходимо да се въведат нови мерки и да се инвестира в модернизацията на електрическата

⁹⁰ Директива 2009/72/ЕС.

⁹¹ Енергетика и добро управление – тенденции и политики, Център за изследване на демокрацията, София, 2011 г.

⁹² Агенция за сътрудничество между енергийните регулатори. ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011. Любляна, 2012.

мрежа. Тези промени изискват значителни финансови разходи, които в крайна сметка ще се поемат от потребителите чрез сметките за електроенергия. При сегашната ситуация едно евентуално увеличение на цените на електроенергията би предизвикало широко недоволство – нещо, което политиците се стремят всячески да избегнат, дори и с цената на санкции от страна на ЕС. В България ясно се наблюдава тенденцията краткосрочните частни интереси да надделяват над дългосрочните обществени.

Напредъкът на България

Напредъкът на България към реализирането на изискванията на ЕС може да бъде окачествен като умерен. Липсва детайлна стратегия и финансови ресурси за цялостното реструктуриране на сектора. Това се дължи най-вече на краткосрочно планиране, подчинено на частни интереси и популистки идеи, което не е в интерес на обществото. Въпреки че от 1-ви юли 2007 г. всички потребители трябваше да имат правото да си избират енергиен доставчик, както е постановено от европейското законодателство, на практика това не е така. Цените все още се регулират от държавата, а потребителите могат да закупват електроенергия единствено от оторизираните доставчици в съответния район⁹³. Производството на енергия за собствено потребление (използване на възобновяеми източници като соларни панели) и инвестициите в енергоспестяващи технологии и материали са две възможности за домакинствата да съкратят разходите си.

Макар и бавно, все пак бе постигнат известен напредък в либерализацията на пазара на електроенергия чрез съгласуване на ключови точки от законодателството с изискванията на ЕС. Някои решения обаче спъваха процеса. Става въпрос най-вече за въвеждането на допълнителни такси за производителите на възобновяема енергия (по-специално на соларна и вятърна), което представлява дискриминация в сектора и е в разрез с правилата на ЕС. Допълнителните такси автоматично се превръщат в пазарна пречка и противоречат на директивите за либерализация и насърчаване използването на възобновяеми източници. Тези данъци представляват значителни разходи за малките и средно големи производители на възобновяема енергия и превръщат България в непредсказуема инвестиционна дестинация. Политическите решения за въвеждането на тези допълнителни такси бяха санкционирани чрез официално уведомително писмо на ЕК от септември 2011 г. и мотивирано становище през февруари 2012 г. През януари 2013 г. Европейската комисия призова България пред Съда на Европейския съюз заради неуспеха на страната да приложи напълно европейските правила на енергийните си пазари. България разполага с краен срок до юли 2014 г. да коригира тези недостатъци или в противен случай ще трябва да започне да изплаща глоби в размер на 8448 евро на ден. Общественото недоволство срещу високите цени на електроенергията и липсата на конкуренция сред доставчиците е ясен знак, че сегашната система трябва да бъде променена. В същото време общественото мнение е и един от главните фактори, които бавят енергийните реформи, тъй като хората са против нови увеличения на цените, които пък от своя страна са необходими.

⁹³ Министерство на икономиката и енергетиката. Развитие на електроенергийния пазар. 2013 г. <<http://www.mi.government.bg/bg/themes/razvitie-na-elektroenergiiniya-pazar-222-299.html>>

Енергийната бедност в България е широко разпространена и въпреки че номиналните цени са най-ниските на континента, те са и сред най-високите от гледна точка на паритета на покупателната способност.

В опит да парира общественото недоволство, продиктувано от цените на електроенергията, в началото на юли 2013 г. правителството прие съществени поправки в *Закона за енергетиката*, което само по себе си е рязка промяна на политиката в енергийния сектор. Два аспекта на промените са особено обезпокоителни:

- Държавното вертикално интегрирано предприятие НЕК закупува по-голямата част от генерираната от всички производители електроенергия и след това я препродава на доставчиците по регулирани цени. Елементът на конкуренция е почти изцяло елиминиран, тъй като НЕК е основният производител и доставчик, от който разпределителните дружества могат да закупват електроенергия. Държавните АЕЦ „Козлодуй“ и ТЕЦ „Марица изток 2“ биват третирани като буфер пред повишаването на цените и се декапитализират. Вместо да се търси отделяне на отговорностите, НЕК действа и като производител, и като търговец на електроенергия. Обединяването на дейностите е не само в развир с постановленията на ЕС, но и отслабва финансовото състояние на държавната компания.
- Зелената и кафявата добавка за ВЕИ и когенерация ще бъдат прехвърлени от преносните тарифи върху производителите и ще се отнасят изцяло за вътрешния пазар вместо да бъдат налагани и на износа. Това означава, че вместо тези тарифи да бъдат премахнати, тяхната тежест ще бъде променена, от което електроенергията на вътрешния пазар може да стане по-скъпа от тази за износ. Основната слабост на този подход е, че абсолютните стойности на приходите в системата ще намалееят и дефицитът ще се увеличи. Следователно няма да има достатъчно средства за поддръжка и подобряване на системата. Освен това промените обединяват всички тарифи в едно, което ги прави много трудно разбираеми и води до непрозрачност.

За да гарантира устойчивата модернизация и либерализация на енергийния пазар и да изпълни предписанията на ЕС, правителството трябва да се фокусира върху въвеждането на **реформи в три основни направления**:

- гарантиране на абсолютна **независимост на регулаторния орган** и вземаните от него решения;
- **разделяне на операторите** на преносната и на разпределителната система, с цел да се засили конкуренцията;
- разширяване на достъпа на малките предприятия и домакинствата до свободния енергиен пазар.

Регулация на нерегулирания пазар

Въпреки че целта на Третия енергиен пакет на ЕС е либерализация, това не означава, че пазарите на електроенергия и газ трябва да бъдат оставени изцяло без надзор. За да се гарантира, че свободният пазар е достъпен за всички, Европейската комисия подчерта значението, което имат независимите

национални регулатори, които трябва да разполагат с достатъчно правомощия и свобода на действие и да прилагат по независим начин законодателството в сектора⁹⁴. В случая на България може също така да се наложи провеждането на публични консултации с цел гарантиране, че при приемането на различни решения ще бъдат взети под внимание социалните нужди⁹⁵. Възможно е на националния регулаторен орган да бъде предоставен отделен бюджет, който той да разпределя, както сметне за добре, а също да бъдат въведени мандатни ограничения, за да се избегне прекалената концентрация на власт за по-дълъг период. С тези действия се цели по-голяма независимост на органа.

На теория, при изцяло отворен пазар, крайните потребители трябва да имат правото да си избират доставчик, който им предлага най-изгодни условия за електроенергия, съобразена с техните нужди. Някои аспекти на пазара обаче ще продължат да бъдат частично регулирани, като например мрежовите тарифи, които са важен компонент от крайната цена, плащана от потребителя. Тези тарифи и методологията, по която се калкулират, се одобряват от регулатора, който заедно с Комисията за защита на конкуренцията е отговорен и за мониторинга на ефективността на свободния пазар. Регулаторът трябва да гарантира, че операторите на преносната и на разпределителната система спазват съответните правила и да ги наказва в случай, че извършват нарушения. В този контекст регулаторът трябва да осигури достъп до мрежата на всички нови участници на пазара, за да не се допусне създаването на регионални или национални монополи и картели в енергийния сектор⁹⁶, а също така да води и прилага политики с възможно най-ниски социални разходи.



Източник: Център за изследване на демокрацията.

⁹⁴ Директива 2009/72/ЕС – преамбюл 33.

⁹⁵ Директива 2009/72/ЕС, член 35.

⁹⁶ Директива 2009/72/ЕС, член 36 и 37.

Основни предизвикателства:

- ДКЕВР вече изпълнява ролята на пазарен регулатор, но **нейната независимост и качеството на взимането на решения са по-скоро незадоволителни**. Европейската комисия е набелязала няколко оперативни слабости като недостатъчните финансови и човешки ресурси, необходими за привличане на независими и квалифицирани професионалисти. Експертите често напускат заради ниско заплащане, а това пречи на Комисията да поддържа високо ниво на професионални знания, което е необходимо за провеждане на дългосрочни политики⁹⁷.
- Независимостта на регулаторния орган произтича от неговите **комисари**. Към момента те **се назначават и освобождават от длъжност от Министерския съвет**, както е постановено в *Закона за енергетиката*⁹⁸. Имаше предложение изборът на членовете на Комисията да бъде поверен на парламента, което да направи подбора по-демократичен и отворен за дебат, като намали шанса за политически назначения. Премахването на потенциала за политически връзки или влияния би трябвало да има позитивен ефект върху независимостта на регулаторния орган. На практика обаче много по-трудно е да се ограничи влиянието на частните икономически интереси в сектора чрез регулации. Именно затова административните процедури трябва да бъдат разписани, в колкото се може повече детайли, за да се постигне нужното ниво на прозрачност.
- Ключов проблем, който трябва да бъде решен, е този за нивото на **политическо влияние**, което се оказва върху Комисията в момента, в който пазарът е напълно либерализиран. Познатите опити на правителството да спре повишението на регулираните цени заради опасения от публично недоволство⁹⁹ трябва да бъдат избягвани в бъдеще. Освен това, индустрията често е повлиявана от **частни интереси, които имат ниски стандарти на корпоративно управление**. Тези интереси често бяха отразявани в решенията на ДКЕВР при покачването на цените, вместо да се стимулират ефективност и спестяване. Преминаването към свободен пазар трябва да осигури ценообразуване, формирано на базата на търсене и предлагане, като се елиминират възможностите за политическа намеса.
- ДКЕВР невинаги изпълнява задълженията си като стриктен **регулатор** и не съумява да наложи подходящи и пропорционални санкции¹⁰⁰ на трите оператора на разпределителната система, когато те не са се придържали към *Закона за обществените поръчки* при наемането на фирми, които са част от тяхната вертикална интегрирана структура, като по този

⁹⁷ Европейска комисия. Findings and recommendations related to Bulgarian energy policy. публикувано от Министерството на икономиката, енергетиката и туризма. <<http://www.mi.government.bg/bg/theme-news/konstatacii-na-evropeiskata-komisiya-i-svetovната-banka-zabalgarskiya-energien-sektor-1194-m0-a0-1.html>>

⁹⁸ *Закона за енергетиката*, гл. 11, ал. 2.

⁹⁹ Депутатите гласуваха ДКЕВР да се избира от парламента // *В. Капитал*, 19.02.2013, http://www.capital.bg/politika_i_ikonomika/2013/02/19/2006280_deputatite_glasuvaha_dkevrv_da_se_izbira_ot_parlamента/

¹⁰⁰ Чл. 21, ал. 43.

начин са били избягвани законовите процедури¹⁰¹. Ако това е в резултат на политически натиск, тогава е необходимо подобряване работата на правоприлагащите органи, която да доведе до по-ефективно прилагане на закона и следователно до по-конкурентен пазар.

- В основата на свободния енергиен пазар стои идеята цените да бъдат зависими от търсенето и предлагането, а не от регулациите. Законът за енергетиката поставя условието, че **цените на електроенергията не трябва да бъдат обект на регулация**, ако Комисията вярва, че съществуващата конкуренция е достатъчна и цените са определени на базата на пазарните тенденции¹⁰². На практика обаче много компоненти от крайната сметка за енергия за домакинствата и малките предприятия продължават да бъдат държавно регулирани, включително и цените, които крайните потребители плащат на техния доставчик. Тъй като една от основните задачи на регулатора е да следи и работи за отворен пазар, Комисията ще трябва да пренасочи вниманието си от определянето на тарифи към насърчаването на конкуренцията чрез улесняването на пазарното включване на нови играчи на всички нива в системата за електроенергия.
- Част от сметката, която плаща крайният потребител, е сбор от различни такси, които ще бъдат регулирани дори след пълната либерализация на пазара. Те включват тарифи за достъпа и използването на мрежите за пренос и разпределение, както и **отчисление на база „обществена услуга“**, което покрива задължението на правителството да изкупи електроенергията, произведена от възобновяеми източници на енергия („зелена“ и „кафява“ добавки). Така наречените „зелени“ добавки предизвикаха значителен обществен дебат и често се идентифицират като основната причина за непрекъснато покачващите се цени на електроенергията. С цел ограничаване на влиянието на ВЕИ върху крайната цена ДКЕВР въведе нови такси за производителите на възобновяема енергия за достъп до електропреносната мрежа, които бързо бяха отменени от Върховния административен съд, но наскоро бяха заменени с нова подобна такса. Сериозно предизвикателство пред регулаторния орган ще бъде да намери баланса между поддържането на възобновяемите източници и скока на цените при продажбата на дребно.

Отделяне на дейностите по доставка и производство от управлението на мрежата

За да гарантира достъп до преносната мрежа без наличието на дискриминация, българската система за пренос и разпределение също трябва да бъде независима от вертикално интегрирани компании, които са включени в генерирането и/или доставката на електроенергия. Европейската директива предлага три възможни пътя за отделяне на операторите на преносната мрежа:

¹⁰¹ Агенция за държавна финансова инспекция. Резултати от проверките в областта на обществените поръчки на трите електроразпределителни дружества. <<http://www.adfi.minfin.bg/bg/pubs/73>>

¹⁰² Закон за енергетиката, чл. 30, ал. 3.

- Отделяне на собственика (ОС);
- Независим системен оператор (НСО);
- Независим преносен оператор (НПО).

Опцията за отделяне чрез нов собственик предполага изцяло обособена юридически единица да приеме собствеността и задълженията на преносната система. В случаите, когато тази нова единица е била част от вертикално интегрирана компания, последната може да запази само миноритарен дял без право на глас в оператора. Тъй като в повечето случаи тази единица е държавна собственост, контролът над новия оператор на преносната система се поверява на публична организация, различна от тази, която администрира вертикално интегрираната компания.

Ако държава членка избере втората опция – независим системен оператор, тогава вертикално интегрираната компания запазва собствеността върху преносната мрежа. Регулаторът сертифицира независим оператор за системата, който трябва да бъде юридически разделен от вертикално интегрираната компания и трябва да бъде под контрола на публична организация, различна от тази, която контролира компанията.

В случай, че се избере опция номер три – независим преносен оператор, вертикално интегрираната компания трансферира активите и мениджмънта на преносната мрежа към независим оператор, който може да бъде част от група, но трябва да е отделна юридическа единица с гарантирана автономия на управление. Публичната организация, която контролира оператора и вертикално интегрираната компания могат да участват в надзорния съвет на независимия преносен оператор.

Таблица 6. Разпределение на преносните дейности

| | Собственик на мрежата | Контрол |
|-------------------------|---------------------------------------|---|
| Отделяне на собственика | ОС (ЕСО) | Няма външен контрол |
| НСО | Вертикално интегрирана компания (НЕК) | Различен контролен орган от контролиращия вертикално интегрираната компании (Министерство на финансите) |
| НПО | НПО | Публичен орган (Министерство на икономиката) и вертикална интегрирана компания (НЕК) могат да участват в наблюдението (включително в решения за финансиране на мрежата) |

Аспектът на либерализацията, който крайните потребители, особено малките предприятия и домакинствата, ще усетят „от първа ръка“, ще бъде тяхната възможност да избират доставчик, от който да купуват електроенергия,

вместо да имат договор с единствения лицензиран доставчик в техния район. С цел да се осигури свободна конкуренция между доставчиците, операторите на разпределителната мрежа задължително трябва да бъдат законово и оперативно отделени от вертикалните интегрирани дружества, чиито дейности включват производство и доставки. Отделянето от тези дружества трябва да даде стимул на оператора на разпределителната система да даде достъп до мрежата и на други производители и/или доставчици. Компанията майка ще има правото единствено да одобри годишния финансов план на разпределителния оператор и да постави ограничения на нивата на задълженост. Регулаторният орган ще контролира отблизо операторите на разпределителната система, за да е сигурно, че те не дават привилегирован достъп до мрежата на тяхната компания майка¹⁰³.

Основни предизвикателства:

- След дълго закъснение, което беше резултат от близката финансова зависимост между НЕК и ЕСО, операторът на преносната система **най-накрая беше отделен от вертикално интегрираното дружество (НЕК)**. В момента ЕСО е в процес на сертифициране като независим преносен оператор от ДКЕВР, което може да отнеме до няколко месеца. Като се имат предвид близките им връзки в миналото, важно е да се гарантира, че отделянето няма да е само формалност, но ще рефлектира в дейността на ЕСО, че ще бъдат прекратени предишните практики на предпочитание към производители, които са част от НЕК.
- Високите цени на електрическата енергия предизвикаха масови протести с искания да се сложи край на **монополните доставки** на трите доставчика на електроенергия, които извършват дейност на територията на страната и дори да им се отнемат лицензите. Това демонстрира един от основните недостатъци на регулирания пазар, тъй като домакинствата нямат друг избор, освен да купуват енергия от единствения лицензиран доставчик за региона си. Трите оператора на разпределителните системи вече са законово отделени от вертикалните интегрирани компании, от които са част. Въпреки това, като се има предвид, че има само по един лицензиран доставчик за район (клона на доставчика от вертикално интегрираното дружество), те нямат друг избор, освен да им осигурят достъп до мрежата, като по този начин създават монопол. За да се прекрати тази практика, регулаторният орган трябва да осигури лицензи за доставки на национално ниво за трите налични доставчика, както и за нови участници на пазара, най-вероятно големи международни компании, за да имат те от своя страна стимул да се представят по-добре и да намалят цените си. Също така, за да се спре развитието на монополите, регулаторът трябва да наложи ограничения за максимален пазарен дял на всеки от доставчиците, с цел да се насърчи навлизането на нови участници.

Отваряне на пазара

Независимостта на операторите на преносните системи не е важна единствено за осигуряване на еднакъв достъп до преносната мрежа. Операторите

¹⁰³ Директива 2009/72/ЕС, Член 26.

имат още една ключова функция за правилното развитие на либерализирания пазар: да дават насока на пазара на електроенергия. За регулираните потребителски цени, цялото количество произведена електроенергия се продава на НЕК, в качеството на дружеството на универсален доставчик. За индустриалния сектор съществува разнообразен пазар, който отговаря на техните индивидуални нужди и спомага за обслужването на колебанията в производството. Физическата доставка на 1 мегаватчас електроенергия до крайния потребител може да бъде резултат от няколко предишни транзакции между участници на пазара. Самият пазар е разделен на няколко части:

- двустранни договори между участниците на пазара при индивидуално договорени цени за интервалите на времето за доставка;
- пазар „с ден напред“, на който регистрираните участници могат да отправят оферти и да наддават, за да купят или продадат електроенергия за всеки един интервал за доставка с продължителност 1 час за следващия ден от деня на транзакцията;
- спот (моментен) пазар, на който електроенергията се търгува за незабавна доставка;
- балансиращ пазар, който се ръководи от оператора на преносната мрежа, за да е сигурно, че нуждите от електроенергия са адекватно осигурени с производство. Операторът на преносната мрежа купува или продава електроенергия с цел да компенсира потенциални промени в прогнозните нива на производство и потребление.
- Директивата не е конкретна относно това, по какъв точно начин да бъде отворен пазарът, освен уточнението, че това трябва да стане постепенно чрез разделение на клиентите по групи според капацитета на тяхното потребление. Всяка държава членка трябва да определи клиентите, които са готови за следващия етап от пазарното отваряне в началото на всяка година. Крайният срок за отварянето на пазара на дребно беше юли 2007 г.¹⁰⁴ Въпреки това, много от страните членки все още не са завършили процеса, в това число и България, без да се прилага националното законодателство, което е изцяло адаптирано.

Въз основа на критерия за количеството на потреблението, всяка група участници на пазара получава собствен краен срок, до който да премине на нерегулиран договор с настоящия си доставчик или с изцяло нов такъв. Докато потребител премине на такъв договор, той ще може да закупува електроенергия само от определен дистрибутор на регулирана цена. Една и съща фирма може да бъде както доставчик по подразбиране, така и доставчик на свободния пазар, по едно и също време, докато всичките ѝ клиенти, които купуват електричество на регулирани цени преминават към цени, определяни от свободен пазар. След известно време преминаването към свободен пазар става задължително. Въпреки това, тези, които не могат да сменят доставчика си, например поради отдалеченост на локацията, могат да продължат актуалния си договор с доставчика, който е единствената им опция, но това също ще трябва да се основава на пазарни механизми.

¹⁰⁴ Директива 2009/72/ЕС, Член 33.

Каре 8. Възможни ефекти от либерализацията

Най-голямото притеснение за българите е влиянието, което либерализацията ще окаже върху месечните им сметки за електроенергия. Като се има предвид, че енергийните пазари на страните членки ще бъдат до голяма степен свързани, ценовите тенденции в България трябва да се разглеждат в контекста на енергийната политика на Европа. Енергийният план 2050 има за цел да сведе до минимум въглерода, използван в европейската икономика, чрез отказ от използването на изкопаеми горива и последователно намаляване на вредните емисии до нива 80-95 % под измерените през 1990 г. Тъй като електроенергията ще играе ключова роля в този процес, секторът също ще трябва постепенно да бъде реструктуриран, за да се отдалечи от използването на методи за генерация, основани на въглерод. Ранните прогнози сочат, че средните цени в ЕС ще се вдигат до 2030 г., когато ще започнат да намаляват. Въпреки това, усреднено погледнато, технологичната и ресурсната декарбонизация заедно с подобренията в енергийната ефективност са довели до по-малки увеличения спрямо прогнозните. В крайна сметка, увеличението на цените заради декарбонизационните мерки зависи до голяма степен от съществуващата инфраструктура и **като се има предвид остарялата и много интензивна енергийна система в България, цените могат да се покачат значително през следващите години.** Към 2030 г. домакинствата и малките и средни предприятия се очаква да отделят 16 % от техните приходи за енергия и транспорт. През 2012 г. дялът на разходите на домакинствата само за енергия е достигнал 14,4 %. С цел да се преборят с увеличението на цените, страните членки са окуражавани да стимулират енергийна ефективност, за да се намали потреблението на енергия. В България потенциалните ползи от подобряване на енергийната ефективност на домакинствата продължават да бъдат до голяма степен неразработени, въпреки няколко налични правителствени схеми за финансиране. Това най-вероятно се дължи на факта, че се намаляват изкуствено цените на енергията чрез популистки мерки от страна на правителството и това действа като спирачка за инвестиции в енергийната ефективност от страна на населението.

