



ЦЕНТЪР ЗА
ИЗСЛЕДВАНЕ НА
ДЕМОКРАЦИЯТА

Анализ *Reports*

Управление на енергийния сектор
и енергийна (не)сигурност
в България

30

УПРАВЛЕНИЕ НА ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР И ЕНЕРГИЙНА (НЕ)СИГУРНОСТ В БЪЛГАРИЯ



ЦЕНТЪР ЗА
ИЗСЛЕДВАНЕ НА
ДЕМОКРАЦИЯТА

Настоящият доклад разглежда основните проблеми на управлението на българската енергетика от гледна точка на енергийната сигурност на страната. Отбелязано е наличието на всички признаци на превзема-не на държавната енергийна политика от частни политически и корпоративни интереси, което засилва рисковете пред енергийната сигурност на страната, поражда лоши управленски и регулаторни практики в сектора, и в крайна сметка води до увеличаване на цената на енергията за крайния потребител и за данъкоплатеца. Средата за инвестиции се влошава, а държавата се вълчи в инфраструктурни про-екти, които не съответстват на стратегическите ѝ приоритети. Застрашава се финансовата стабилност на държавните енергийни предприятия. Докладът препоръчва приемане и реално изпълнение на нова национална енергийна стратегия, тясно обвързана с приоритетите за създаване на Европейски енергиен съюз и основана на обективен анализ на рисковете пред енергийната сигурност на България.

Центърът за изследване на демокрацията благодарни за приноса им към този доклад на:

Илиян Василев, Бивш посланик на България в Руската федерация и управляващ партньор на Innovative Energy Solutions;

Трайчо Трайков, Министър на икономиката, енергетиката и туризма (2009 – 2012);

Деница Манчева, Енергиен експерт, Департамент по енергетика, Европейски регионален офис, Посолство на Съединените американски щати в София, България

Зоуи Холидей, Сътрудник, Energy Saving Trust, Шотландия и сътрудник, Център за изследване на демокрацията (2012)

Центърът за изследване на демокрацията благодарни на Института за енергетика на 21-ви век към Американската търговска камара (Institute for 21st Century Energy at the U.S. Chamber of Commerce) за разработването на българския Индекс за енергийна сигурност.

Настоящият доклад бе изготвен в резултат от съвместните усилия на:

Руслан Стефанов, Директор, Икономическа програма, Център за изследване на демокрацията

Д-р Тодор Галев, Старши анализатор, Център за изследване на демокрацията

Мартин Цанов, Анализатор, Център за изследване на демокрацията

Мартин Владимиров, Анализатор, Център за изследване на демокрацията

Надежда Ганчева, Анализатор, Център за изследване на демокрацията.

Редакционен съвет:

Д-р Огнян Шентов

Д-р Александър Стоянов

Д-р Мария Йорданова



**Konrad
Adenauer-
Stiftung**

Тази публикация се осъществява с финансовата подкрепа на Фондация „Отворено общество“ и Фондация „Конрад Аденауер“.

ISBN: 978-954-477-216-1

**© 2014, Център за изследване на демокрацията
Всички права запазени.**

ул. „Александър Жендов“ 5, София 1113
тел.: (+359 2) 971 3000, факс: (+359 2) 971 2233
www.csd.bg, csd@online.bg

СЪДЪРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	9
1. СТРАТЕГИЧЕСКА РАМКА НА ЕНЕРГИЙНАТА ПОЛИТИКА НА ЕВРОПЕЙСКИЯ СЪЮЗ: ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА И ЦЕЛИ	21
1.1. ЗНАЧЕНИЕ НА ОБЩАТА ЕВРОПЕЙСКА ЕНЕРГИЙНА РАМКА.....	21
1.2. ПЕРСПЕКТИВИ ПРЕД СТРАТЕГИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЙНА РАМКА НА ЕВРОПЕЙСКИЯ СЪЮЗ: ОСНОВНИ ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА И ЦЕЛИ	24
1.2.1. ЗАВИСИМОСТ НА ЕС ОТ ВНОС НА ЕНЕРГИЙНИ РЕСУРСИ ОТ ТРЕТИ СТРАНИ.....	24
1.2.2. НЕСИСТЕМНИ ПОЛИТИЧЕСКИ РЕШЕНИЯ НА НАЦИОНАЛНО РАВНИЩЕ, ВОДЕЩИ ДО ЗАВИШАВАНЕ НА ЕНЕРГИЙНИТЕ ЦЕНИ.....	25
1.2.3. ИСТОРИЧЕСКО ДЪНО НА ИНВЕСТИЦИИТЕ В ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР: РАСТЯЩИ РИСКОВЕ И НАМАЛЯВАЩИ ПОЛЗИ.....	26
1.3. ЕНЕРГИЙНОТО ЗАКОНОДАТЕЛСТВО НА ЕВРОПЕЙСКИЯ СЪЮЗ: БАВЕН НАПРЕДЪК И ПРОБЛЕМИ СЪС СЪОТВЕТСТВИЕТО НА НАЦИОНАЛНО РАВНИЩЕ.....	26
1.4. БЪЛГАРСКОТО ЕНЕРГИЙНО ЗАКОНОДАТЕЛСТВО: РЕАКТИВНО ВМЕСТО ПРОАКТИВНО...31	
2. ПРЕГЛЕД НА БЪЛГАРСКИЯ ЕНЕРГИЕН СЕКТОР: ПЕРСПЕКТИВИ ПРЕД ЕНЕРГИЙНАТА СИГУРНОСТ	37
2.1. ЕНЕРГИЙНА СИГУРНОСТ НА БЪЛГАРИЯ: ОСНОВНИ ПАРАМЕТРИ	37
2.2. БЪЛГАРСКИЯТ ИНДЕКС.....	41
2.3. ОСНОВНИ ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА ПРЕД ЕНЕРГИЙНАТА СИГУРНОСТ.....	46
2.3.1. ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ: ЕНЕРГИЙНИ ЗАГУБИ И ОСТАРЯЛА ИНФРАСТРУКТУРА	46
2.3.2. СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ НА НЕФТ И ГАЗ.....	55
2.3.3. „Устойчивост“ или „достъпност“: РИСКОВЕ ЗА РАЗХОДИТЕ И СИГУРНОСТТА.....	76
2.3.4. ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯТА НА ПАЗАРА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ.....	81
3. УПРАВЛЕНСКИ ДЕФИЦИТИ В ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР НА БЪЛГАРИЯ	93
3.1. УПРАВЛЕНИЕ НА ДЪРЖАВНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	93
3.2. ГОЛЕМИТЕ ИНВЕСТИЦИОННИ ПРОЕКТИ: ПОСЛЕДНИ СЪБИТИЯ.....	109
3.2.1. ПРОЕКТЪТ АЕЦ „БЕЛЕНЕ“	109
3.2.2. ПРОЕКТИ ЗА МЕЖДУНАРОДНИ ГАЗОПРОВОДИ	113
3.3. ОБЩЕСТВЕНИТЕ ПОРЪЧКИ В ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР	116
4. ИЗВОДИ И ПРЕПОРЪКИ.....	127

СПИСЪК НА ФИГУРИТЕ

Фигура 1.	Брутно вътрешно потребление на енергия в ЕС.....	21
Фигура 2.	Доставки на нефт и природен газ.....	25
Фигура 3.	Нормативна база на енергийния сектор в България	32
Фигура 4.	Разходи за енергийни ресурси като дял в дохода на домакинствата в България	39
Фигура 5.	Основни средства за отопление по видове населени места в България.....	40
Фигура 6.	Индекс на рисковете за енергийната сигурност на България, спрямо средните за ОИСР равнища и вариация на ОИСР риска.....	42
Фигура 7.	Индекс-компоненти с по-добро представяне за България	43
Фигура 8.	Индекс-компоненти с по-лошо представяне за България.....	45
Фигура 9.	Внос на изкопаеми горива като дял от БВП.....	46
Фигура 10.	Енергийни загуби и достъп до енергия за крайните потребители	47
Фигура 11.	Загуби по преносната мрежа в страните от Централна и Източна Европа	48
Фигура 12.	Брутно вътрешно потребление на електрическа енергия в страните от Централна и Източна Европа.....	48
Фигура 13.	Потребление в енергийния сектор	50
Фигура 14.	Ръст на вноса на изкопаеми горива спрямо ръста на БВП.....	51
Фигура 15.	Крайно потребление на електроенергия по икономически сектори в България.....	52
Фигура 16.	Потребление на природен газ в Югоизточна Европа.....	55
Фигура 17.	Средна цена на природния газ в страните – членки на ЕС.....	56
Фигура 18.	Капацитет за съхранение на природен газ спрямо количеството доставки от „Газпром“ и спрямо доставките на втечен газ.....	61
Фигура 19.	Конвенционални и неконвенционални газови резерви в света	64
Фигура 20.	Конкуренцията за Южния газов коридор.....	66
Фигура 21.	Пазарът на енергия преди и след либерализацията в България	85
Фигура 22.	Финансови показатели на Булгаргаз.....	104
Фигура 23.	Финансови показатели на Националната електрическа компания	105
Фигура 24.	Преглед на развитието на проекта АЕЦ „Белене“.....	112
Фигура 25.	Процедури за обществени поръчки в България.....	117
Фигура 26.	Процедури за обществени поръчки в енергийния сектор.....	123
Фигура 27.	Брой процедури за обществени поръчки по предмет на поръчката	124
Фигура 28.	Основни фактори за вземане на решения от гледна точка на енергийната сигурност	131

СПИСЪК НА ТАБЛИЦИТЕ

Таблица 1.	Въвеждане на Директивата за възобновяемите енергийни източници.....	23
Таблица 2.	Наказателни процедури за липса на напредък по транспонирането на европейското законодателство срещу ЕС-28.....	28
Таблица 3.	Енергийни рискове пред България – резюме	41
Таблица 4.	Прогнози за търсенето на нефт и природен газ в България.....	58
Таблица 5.	Трети либерализационен пакет.....	82
Таблица 6.	Разпределение на преносните дейности	88
Таблица 7.	Финансови резултати на държавните енергийни предприятия.....	94
Таблица 8.	Изпълнение на програмите за инвестиции и ремонти на предприятията от Български енергиен холдинг	108
Таблица 9.	Най-големите възложители на обществени поръчки по стойност на договорите.....	118
Таблица 10.	Брой на договорите, възложени в енергийния сектор.....	120
Таблица 11.	Видове процедури за обществени поръчки, използвани в енергийния сектор.....	122

СПИСЪК НА КАРЕТАТА

Каре 1.	Развитие на ролята на ДКЕВР според промените в българското законодателство.....	34
Каре 2.	Инициативи за енергийна ефективност в страните – членки на ЕС.....	49
Каре 3.	Държавно спонсориран мерки за енергийна ефективност за българските домакинства.....	54
Каре 4.	Полша – развитие на добива на шистов газ.....	64
Каре 5.	Втечненият природен газ като алтернатива за енергийните доставки в региона.....	72
Каре 6.	Равновесие в геополитическите интереси – случаят с тръбопровода „Бургас – Александруполис”.....	76
Каре 7.	Уроци от развитието на енергията от възобновяеми източници в Испания.....	78
Каре 8.	Възможни ефекти от либерализацията.....	91
Каре 9.	Продажбата на еврооблигации от БЕХ и кредитен рейтинг.....	106
Каре 10.	Арбитражното дело срещу България по повод проекта АЕЦ „Белене”.....	113
Каре 11.	„Южен поток” – официално инвестиционно споразумение между Русия и България.....	115
Каре 12.	Процедурата за обществена поръчка за АЕЦ „Белене”.....	124

СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА

CO₂	Въглероден диоксид
ETS	Система за търговия с емисии
JESSICA	Съвместна европейска подкрепа за устойчиви инвестиции в градските зони (Joint Eurorean Support for Sustainable Investment in City Areas)
ktoe	Хиляда тона нефтен еквивалент
mtoe	Милиона тона нефтен еквивалент
SO₂	Серен диоксид
АЕЦ	Атомна електрическа централа
АУЕР	Агенция за устойчиво енергийно развитие
ЕИА	Енергийна информационна агенция на САЩ
БВП	Брутен вътрешен продукт
БЕХ	Български енергиен холдинг
БНБ	Българска народна банка
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водноелектрическа централа
ВПГ	Втечен природен газ
ГВтч	Гигаватчас
ГД	Генерална дирекция
ДАС	Данък добавена стойност
ДКЕВР	Държавна комисия за енергийно и водно регулиране
ЕК	Европейска комисия
ЕС	Европейски съюз
ЕСО	Електроенергиен системен оператор ЕАД
ЗОП	Закон за обществените поръчки
ИПДИ	Инициатива за прозрачност на добивните индустрии
КЗК	Комисия за защита на конкуренцията
КЛЕЕБ	Кредитна линия за енергийната ефективност в бита
КПЕ	Комбинирано производство на енергия
КРЕ	Кредитен рейтинг на емитента
МВт	Мегават
МИРЕС	Международен индекс на рисковете за енергийната сигурност
МРР	Министерство на регионалното развитие
МФК	Международен фонд „Козлодуй“
НВМОП	Наредба за възлагане на малки обществени поръчки
НЕК	Национална електрическа компания
НСИ	Национален статистически институт
ОВОС	Оценка на въздействие върху околната среда
ОИСР	Организация за икономическо сътрудничество и развитие

ОПС
СЕС
ТЕЦ
ЦИЕ

Оператор на преносна система
Съд на Европейския съюз
Топлоелектрическа централа
Централна и Източна Европа

РЕЗЮМЕ

Настоящият доклад продължава анализа на проявленията, причините и източниците на лошо управление и несигурност в българския енергиен сектор, започнат от Центъра за изследване на демокрацията през 2011 г. с изследването *Енергетика и добро управление: тенденции и политики*. Широкото разпространение на корупционни практики на всички равнища в енергийната система, лошото управление на държавните енергийни компании и множеството нередности при обществените поръчки, включително във връзка с реализацията на големи енергийни инфраструктурни проекти, бяха идентифицирани като най-сериозните недостатъци в управлението на българската енергетика. Настоящият анализ се фокусира върху възможните политики за предотвратяване и/или преодоляване на тези **основни управленски дефицити в светлината на рисковете пред енергийната сигурност на страната** с оглед на:

- зараждащата се обща енергийна стратегическа рамка на Европейския съюз и подготовката на *Европейския енергиен съюз*;
- продължаващата стагнация в икономическото развитие на страната и сериозното влошаване на финансовите показатели на държавните енергийни предприятия; и
- нарастналото геостратегическо противопоставяне между Европа и Русия в резултат на кризата в Украйна.

Основните рискове пред енергийната сигурност на страната са изведени на базата на класирането на България в престижния *Международен индекс на рисковете за енергийната сигурност* на Института за енергетика на 21^{ви} век към Търговската камара на Съединените щати (Institute for 21st Century Energy at the U.S. Chamber of Commerce).

Събитията от 2013 – 2014 г. в национален, европейски и международен план подчертаха, че **доброто управление в енергийния сектор е въпрос на националната, а не само на енергийната сигурност**. Системната неспособност на българската енергийна политика да отговори на добрите пазарни и управленски практики, както и да смекчи дългосрочните рискове пред енергийната сигурност на България, издава **наличието на политическа корупция и завладяване на държавата от частни политически и корпоративни интереси** в много висока степен. Съчетанието между липсата на адекватна стратегия за енергийна сигурност и тясното преплитане на корпоративни и политически интереси в управлението на българската енергетика допринесе за продължителната политическа неустойчивост в периода 2013 – 2014 г. и дори **застраши основите на банковата, финансовата и фискалната стабилност** на страната.

Енергийният сектор на България продължава да се характеризира със **системни проблеми в управлението**, които водят до значителна загуба на национално богатство:

- несъответствие между поетите европейски ангажименти и националната практика, както на стратегическо, така и на проектно равнище;
- чести промени в регулаторната и правната среда, които създават изключително висока инвестиционна несигурност;
- липса на обосновани, основани на данни и анализи енергийни политики и стратегия, както и на публично достъпна информация относно параметрите на изпълнение и резултатите от тези мерки и политики;
- зависимост на регулатора от изпълнителната власт, политизиране на регулаторните практики и липса на адекватен надзор на сектора;
- наличието на множество конфликти на интереси на различни равнища на управление, вкл. на най-високите политически нива, съпроводени с повишен риск от корупция, нелогични решения и финансови загуби за държавата;
- слаб мениджмънт на държавните дружества в енергетиката; хронични злоупотреби на държавните дружества с монополно положение за сметка на потребителите;
- безконтролен достъп на частни предприятия до държавни субсидии и гаранции.

Рисковете от лошото управление в българския енергиен сектор се засилиха през 2013 – 2014 г. в следствие на рязко променената международна среда. Тя създава допълнителни предизвикателства пред националните политики и изисква по-внимателно **планиране и изграждане на обществен консенсус** за решенията за бъдещето на сектора. Управлението на рисковете пред енергийната сигурност на България изисква разбиране на националните специфики, на регионалните характеристики на Югоизточна Европа и Черноморския регион, както и на мястото на страната в общата рамка на енергийната политика на Европейския съюз (ЕС). Всяка стратегия за енергийна сигурност на страната трябва да бъде базирана на разбирането, че българският енергиен сектор е от ключово значение за развитието на националната икономика. Износът и вносът на енергия на България съставляват средно около 13 % и 21 % съответно от входящите и изходящите търговски потоци. Всеки един от четири сключени договора за обществени поръчки е свързан с енергийния сектор, което го превръща в един от най-големите разходни центрове в държавата.

Българската енергийна политика и законодателство в контекста на европейската енергийна стратегическа рамка

В периода 2013 – 2014 г. интеграцията на европейската енергийна политика се задълбочи. Развитието на кризата в Украйна и свързаното с нея **повишаване на рисковете за енергийната сигурност на ЕС** доведе до предложения за ускоряване на изграждането на единния енергиен пазар в Европа и за **създаване на Европейски енергиен съюз**. Европейската комисия (ЕК) направи предложение за приемане на обща *Стратегия за енергийна сигурност на ЕС*. В нея за първи път официално се признава, че трите основни цели на енергийната политика на ЕС до 2030 г. може да не са постижими едновременно и се поставя акцент върху енергийната сигурност пред другите два аспекта – устойчивост и конкурентоспособност. Това се случва на фона на засилващия се натиск от страна на европейската промишленост за огранича-

ване на ръста на цените на енергията в ЕС и на нарастващото недоволство в страните от Южна и Източна Европа спрямо високите субсидии за развитието на възобновяеми енергийни източници.

Енергийната зависимост на ЕС от внос се засилва през последните две десетилетия, като тя е най-ясно изразена в случая с доставките на газ. Без съществена промяна в отношението на ЕС към добива на неконвенционален газ очакванията са, че към 2035 г. 80 % от потреблението на газ в Европа ще идват от внос. Този внос е обвързан с дългосрочни договори за доставка, с най-голям дял на Русия, която използва липсата на единен европейски пазар за да договаря различни, **дискриминационни цени** с отделните европейски държави в зависимост от това какви са алтернативите на съответната страна за доставки и до колко тя се възприема като дружелюбна от правителството в Москва. По този начин, както и в случая с Украйна, Русия успешно използва цената на доставките на газ за своите външнополитически нужди. Тази стратегия стана особено видима в Източна Европа през 2013 – 2014 г. и специфично сред най-зависимите в газово отношение страни, между които е и България. Страната зависи от руски внос на суровини на 90 % при газа и на почти 100 % при нефта.

През периода 2013 – 2014 г. се засили напрежението и рисковете за България от **несъответствията между членството на страната в ЕС, декларираното и реалното следване на европейските енергийни стратегия и политики, и зависимостта и проектната обвързаност с Русия**. Този конфликт извади на показ най-лошите управленски практики в българската енергетика, свързани със съществени финансови загуби за държавата:

- Българското правителство и енергийният регулатор не съумяха да управляват **навлизането на новите възобновяеми енергийни източници (ВЕИ)** от слънце и вятър, които са приоритет в ЕС до 2020 г. В периода 2008 – 2009 г. бяха въведени силни държавни стимули за изграждането и експлоатацията на ВЕИ, без да се осигури адекватна подзаконова и регулаторна рамка. На последвалата експлозия от интерес към инвестиции във ВЕИ беше отговорено с административни и регулаторни органичения, които създадоха перфектна хранителна среда за корупция. Резултатът към 2014 г. е, че **неразплатените задължения на обществения доставчик към производителите на енергия от ВЕИ са над 700 млн. лв.**, а инвестициите във ВЕИ са блокирани. Въпреки че България формално изглежда ще изпълни без проблеми поетия ангажимент към ЕС за доставка на 16 % ВЕИ от крайното енергийно потребление през 2020 г., това става на много висока цена и с **разбиване на общественото доверие и облика на възобновяемата енергия** сред българите.
- В общественото пространство ВЕИ бяха спекулативно противопоставени като по-скъпата алтернатива на нови ядрени мощности, без да се отчитат наличните данни и факторите време и стойност на инвестициите. В резултат от манипулиране на данните за очакваното енергийно потребление, компрометиран търг за изграждане на нова ядрена мощност и множество, вкл. корупционни нарушения в началните етапи на осъществяване на проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“, към 2014 г.

задълженията на „Националната електрическа компания“ (НЕК) във връзка с проекта са на стойност близо 800 млн. лв., има заведен иск срещу компанията от руския изпълнител, а проектът е преустановен. **Лошото управление на проекта застраши бъдещото развитие на ядрената енергетика в страната** и създаде допълнителен актив в полза на Русия в преговорите ѝ с България. В допълнение, фокусът върху нови производствени мощности доведе до пренебрегване и изоставане при въвеждането на мерки за енергийна ефективност, каквато е една от приоритетните цели на ЕС за 2020 г.

- При доставките на газ българското правителство даде нелогично предимство на развитието на проекта „Южен поток“ за сметка на изграждането на връзки със съседните страни и въвеждането на разпоредбите за либерализация на газовия пазар на ЕС. При това **„Южен поток“ беше избран при наличието на непрекъснато увеличаващи се рискове пред неговото изпълнение** и без българското правителство да може да контролира основните параметри на проекта. Само за няколко години стойността на българската част на проекта нарастна необяснимо три пъти и през 2014 г. достигна 3,5 млрд. евро. Въпреки нарастващото напрежение между Русия и ЕС във връзка с кризата в Украйна, увеличаващите се задължения на българската енергийна система, и все по-ясните и настойчиви предупреждения на Европейската комисия, че **проектът нарушава разпоредбите на европейското законодателство в секторите енергетика и свободна конкуренция**, българското правителство продължи да задължава „Българския енергиен холдинг“ (БЕХ) с конкретни стъпки по реализацията. БЕХ изтегли пореден заем за капитализиране на проектното дружество, а компрометираният търг за възлагане на строителството беше спечелен от консорциум от компании свързани с руско-български олигархични кръгове, срещу собствениците на някои от които има наложени санкции от страна на Съединените щати. Натискът от ЕК и САЩ за прекратяване на проекта от една страна и упорството на българското правителство за неговото продължаване от друга, допринесе и за **разрива в най-голямата политико-олигархична мрежа в България**, който застраши банковата и финансовата стабилност на страната през лятото на 2014 г.
- През 2013 – 2014 г. Европейската комисия е започнала редица стъпки за **стартване на наказателни процедури срещу България** за неизпълнение на нейни ангажименти за прилагане на европейското законодателство. Освен по отношение на проекта „Южен поток“, ЕК е започнала процедури срещу България по отношение на директивите за либерализация на пазарите на електроенергия и газ. На този фон, в периода 2012 – 2014 г. българското правителство предприе **над 10 съществени промени на енергийното законодателство, които създадоха допълнителна несигурност в сектора**. Една от най-противоречивите промени е опитът на двама български депутати, заобикаляйки установената процедура на съгласуване на законодателните промени, да внесат поправки в статута на газопровода „Южен поток“, така че да се заобиколят изискванията на европейското законодателство спрямо него. В следствие беше установено, че предложените промени са направени по искане на изпълнителя на проекта, което е груб конфликт на интереси и повдига сериозни съмнения за корупция.

- Към законодателната несигурност трябва да се добави и **липсата на регулаторна независимост и надзорен капацитет** в сектора.

Енергийната сигурност на България: перспективи и предизвикателства

Според *Международния индекс на рисковете пред енергийната сигурност* на Института за енергетика на 21-ви век към Търговската камара на Съединените щати, през 2014 г. **България е най-уязвимата страна от гледна точка на енергийната сигурност** сред всички изследвани 75 икономики в света. Позицията на страната се влошава непрекъснато през последното десетилетие, но спадът е особено чувствителен през последните две години, тъй като увеличаването на цените на енергийните ресурси сериозно подкопа възможностите на домакинствата в най-бедната държава – членка на ЕС, да посрещат енергийните си нужди. **Основните рискове пред енергийната сигурност на страната** могат да се сведат до следните фактори, които определят и възможните политики за ограничаване на тяхното негативно въздействие:

- Високо равнище на **енергийна бедност**. Над една трета от българските домакинства не могат да си позволят да отопляват адекватно домовете си, а повече от 60 % все още използват основно въглища и дърва за отопление. Икономическата стагнация доведе до допълнително обедняване на най-социално уязвимите групи след 2009 г., което на практика направи политически невъзможно покачването на цените на електроенергията, а оттук и гарантирането на възвръщаемостта на инвестициите в сектора. Изключително високият дял от населението, зависим от социални и други държавни издръжки, означава много сериозен риск от натоварване на публичните финанси в следствие на енергийната зависимост на страната. Със задържането на цените на електроенергията тази тежест се премества от държавния бюджет към балансите на държавните предприятия, но в крайна сметка остава в тежест на данъкоплатците.
- Много висока **енергийна интензивност** на икономиката, както при бизнеса, така и при домакинствата. Тя се допълва от много **високи загуби** в преобразуването, преноса, преразпределението и потреблението на енергия, които за България достигат до 50 % от първичната енергия на фона на 30 % средно за Европа. Въпреки че енергийната ефективност непрекъснато се увеличава през последното десетилетие, икономиката на страната остава в пъти по-енергийно интензивна в сравнение със средното за ЕС равнище. Тази енергийна интензивност, съчетана с високата зависимост на българската икономика от внос на невъзобновяеми енергийни източници, води до много ниска еластичност на разходите за енергийни суровини и до **съществени колебания в съвкупните разходи за енергия**. Средногодишните разходи на страната за внос на невъзобновяеми енергийни източници варира между 8 % и 13 % от БВП, което поставя икономиката под сериозен стрес при нарастване на цените на международните пазари.
- С изключение на местния добив на нискокалорични въглища, **България е напълно зависима от вноса на невъзобновяеми енергийни източници**. Особено остра е тази зависимост по отношение на доставките на газ, тъй като пазарът не е либерализиран, а на практика разчита

само на един доставчик по един единствен тръбопровод. Поради това, страната плаща едни от най-високите цени за доставка на газ в Европа, а едва под 1 % от домакинствата използват газ за отопление. Липсата на алтернативни доставки затваря страната в **капан на енергийна зависимост**, тъй като населението замества скъпия газ с електроенергия за отопление, което принуждава правителството да задържа изкуствено цените на електроенергията, замразявайки технологичното развитие на сектора. Кризата в Украйна се превърна в допълнителен рисков фактор за доставките на природен газ за Европа и за реализацията на газовите енергийни проекти в България.

На фона на нарастващите рискове пред енергийната сигурност на страната, **предприеманите от българското правителство мерки изглеждат изключително нелогични и в разрез с изброените по-горе приоритети**. Най-общо фокусът на държавната енергийна политика през последното десетилетие е върху големите инфраструктурни проекти като „Южен поток“ и АЕЦ „Белене“, които изискват същевени публични инвестиции и/или гаранции, не диверсифицират източниците на енергия и нямат потенциал за намаляване на цените и съответно разходите. Опитът с подобни стратегии в миналото – случаите с дългосрочните договори за изкупуване на енергия от ТЕЦ „Марица Изток 1“ и „Марица Изток 3“, държавно гарантираните условия на ТЕЦ „Марица Изток 2“, както и щедрите стимули за развитие на ВЕИ – показват, че крайните резултати са сериозен натиск върху цените и широко обществено недоволство. Задържането на цените на електроенергията, друга основна държавна енергийна политика през последните пет години, доведе до натрупване на дългове в държавните енергийни предприятия и блокиране на инвестиционния процес с дългосрочни негативни последици за енергийния сектор. Всичко това води до **задържане на пазарната либерализация** на електроенергийния пазар, което допълнително затваря системата в съществуващата политическа безизходица, решенията в която често се намират чрез корупционни практики за сметка на потребителите и данъкоплатците. Създадените корупционни канали, от своя страна, допълнително влошават прозрачността в сектора и създават възможности за нерегламентирано навлизане и влияние на местни и чуждестранни интереси.

Управленските дефицити в енергийния сектор на България като специфичен фактор на енергийната (не)сигурност

Освен традиционните рискове пред енергийната сигурност на страната в България действа и един специфичен фактор, а именно **качеството на управление в енергетиката**. Той се проявява на всички равнища на управление, но е най-ясно изразен в мениджмънта на държавните енергийни компании и в начина на структуриране и управление на обществените поръчки, включително на мега енергийните проекти, в които държавата се включва.

Управление на държавните енергийни компании

Финансовите перспективи пред държавните енергийни предприятия се влошават в периода 2012 – 2014 г. Основните проблеми в това отношение са:

- вътрешнофирмената задължнялост в рамките на държавната енергетика;
- неефективното и непрозрачно фирмено управление;
- непрекъснатото финансово обезкървяване на фирмите от политическото ръководство на сектора.

Финансовото здраве на компаниите, включени в Българския енергиен холдинг, е сериозно подкопано. Част от проблема идва от **административното контролиране на цените** и от честите и неясни промени в тях от страна на регулатора, което доведе до натрупване на дългове в двете ключови държавни дружества – НЕК и „Булгаргаз“, съответно в електроенергийния и газовия сектор. И двете предприятия са в изключително лошо финансово състояние, което ги прави неподготвени за участие в либерализирания пазар. На практика те се озоваха в преса между натиска на частните им партньори отдолу по веригата на добавената стойност за увеличение на цените и политическия и административен натиск отгоре за задържане на нарастването на цените. В случая с газа този натиск се засилва от монопола при доставките. В допълнение, българското правителство въвлича държавните енергийни компании в **мега инвестиционни проекти**, без ясно договорени параметри и с огромни финансови и управленски изисквания, които далеч надвишават капацитета на дружествата.

Липсата на прозрачност в управлението на държавните енергийни дружества създава несигурност по отношение на предсказуемостта на техните парични потоци, което важи с особена сила за НЕК. Задължнялостта на електрическата компания се превърна в сериозна пречка пред процеса на отделяне на „Електроенергийния системен оператор“ (ЕСО), което е изискване на европейския енергиен либерализационен пакет. Отделянето на двете дружества трябваше да бъде вече завършено до март 2014 г. Това е една от областите, в които България може да бъде наказана от ЕК за забавяне. В резултат от лошото управление на сектора и специфично на НЕК към 2014 г., задълженията на дружеството достигат почти 3 млрд лв., като задържането на цените на електроенергията предполага този дълг да продължи да нараства. Основните финансови показатели на НЕК сочат, че **дълговата спирала рано или късно ще доведе до натиск върху активите на компанията** или до необходимостта държавата да гарантира задълженията ѝ. След стартирането на проекта АЕЦ „Белене“ финансовото състояние на НЕК се влоши рязко, като към 2014 г. тя едва ли би могла да обслужва краткосрочните си задължения без помощта на холдинговата компания БЕХ.

Поради централното място на НЕК в електроенергийния пазар, този дълг се отразява върху финансовото състояние на всички останали участници в системата – държавни и частни, като особено потърпевши са най-печелившите държавни дружества, като АЕЦ „Козлодуй“. В резултат инвестиционната дейност в сектора е на практика замразена или не се изпълнява според направените разчети. Много често се налага **БЕХ да играе ролята на преразпределител на средства между държавните фирми в холдинга – от печелившите към губещите**, която практика, заедно с натиска от правителството компаниите да внасят 80 % от дивидента си в държавния бюджет, доведе до източване на ликвидност и инвестиционен ресурс от държавната енергетика. Печелившите компании изплащат по-голямата част от своята печалба като ди-

видент на БЕХ, която от своя страна ги прехвърля към губещите под формата на ниско-лихвени заеми.

Управленските дефицити в сектора не се ограничават единствено до финансовите и регулаторни условия, но включват и **управлението на човешките ресурси** в държавните дружества и в регулатора. Честите смени в ръководните екипи на държавните предприятия предполагат тяхната силна политическа лоялност и липсата на независимост в техните решения относно функционирането на компаниите. Тази порочна практика улеснява **превземането на държавните предприятия от частни интереси**, което в крайна сметка води до тяхното източване и задлъжняване. Подобна е ситуацията и в енергийния регулатор. В периода 2013 – 2014 г. имаше множество смени в ръководството, които, съчетани с липсата на човешки и финансов капацитет, съществено влошиха способността на институцията да регулира все по-сложните отношения в системата. Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) все по-трудно отстоява своята роля в обществото и се превръща в удобен отдушник и обвиняем за проблемите в сектора, което допълнително намалява способността ѝ да влияе адекватно върху енергийната система.

Обществени поръчки и мега проекти в енергетиката

Една от областите, в която завладяването на държавната енергетика от частни интереси се проявява най-силно, е планирането и реализацията на енергийните мега проекти в страната. Примерите със строежа на хидровъзела „Цанков камък“, АЕЦ „Белене“ и газопровода „Южен поток“ показват, че **лошото управление не е изолиран случай, а по-скоро устойчива черта на държавното управление в енергийния сектор**. Характеристиките на лошото управление на подобни мега проекти са болезнено повтарящи се:

- **Липса на обосновка** за съответствието на предлагания проект с приоритизираните национални и европейски стратегически цели, базирани на управленски модели на вземане на решение, а не на заявени такива в национални документи, без практическа стойност.
- **Манипулиране на данните** с цел оправдаване на необходимостта от реализацията на проекта, без задълбочен анализ на алтернативите, нито по отношение на конкретната енергийна цел, нито по отношение на други сфери за инвестиране на предвидените публични средства.
- Обявяване на **политическо решение** за стартиране на проекта на високо държавно равнище, без нужната аналитична и административна подготовка и последващо придвижване на този проект надолу по йерархията, за да бъде напаснат към съответните регулаторни изисквания. Взимане и обявяване на решение за започване на проекти с огромни дългосрочни финансови и други задължения за страната, без търсенето на широк политически консенсус.
- **Непрозрачно и незаконосъобразно провеждане на процедурите** за избор на основни изпълнители и на подизпълнители по реализацията на проекта, така че да се гарантира успеха на предварително известен(и) изпълнител(и). Обикновено тези изпълнители са в пряка връзка с политико-олигархични кръгове в страната.

- **Липса на яснота по финансовите параметри** на проекта и най-вече по отношение на възможните максимални стойности на ангажиране на публични финанси и последващи държавни гаранции и неустойки. Като правило пред обществото проектът се рекламира на възможно най-ниската договорна цена, въпреки че е пределно ясно, че тя е в пъти по-ниска от реално необходимото и дължимото.
- Използване на **агресивни местни консултанти**, с пряк, неясен и нерегламентиран достъп до основните политически и административни фактори, свързани с решенията по проекта.
- **Липса на етапност** на проектите с ясно разписани задължения и механизми за контрол и проверка на постигнатото, и за коригиране на несъответствията.
- **Многократно увеличение на стойността на проекта**, както предварително в етапа на договаряне и стартиране, така и впоследствие при неговото изпълнение, без да са налице обективни фактори за това. Например, при „Цанков камък“ това последващо увеличение е 3 пъти, колкото е то и при „Южен поток“, но на фаза договаряне.

Резултатът от реализацията към 2014 г. на посочените три проекта за публичните финанси на България са: задължения в размер на 1,7 млрд. лв., без да се броят вече погасените такива; поети преки ангажименти за още над 1 млрд. лв. и непреки за почти 2,4 млрд. лв.; както и риск от налагане на санкции на стойност още 2 млрд. лв. Така при реализация на един от лошите сценарии **публичните финанси** (на държавните компании) **ще бъдат натоварени с над 7 млрд. лв.**, при това за изпълнението само на 2 от трите проекта. За сравнение, тази сума е два пъти по-голяма от средногодишните държавни разходи на България на консолидирана основа за здравеопазване и почти три пъти по-голяма от тези за образование.

Основният канал за реализация на корупционните практики и превземането на държавната политика от частни интереси в енергетиката са **обществените поръчки**. Енергийният сектор е един от двата най-големи възложители на обществени поръчки в България. Неговият специфичен характер – тясна технологична специализация, ограничен брой специалисти и пряка обвързаност с националната сигурност, прави енергийния сектор много подходящ за **избягване на конкурентните процедури за възлагане на обществени поръчки**. Неяснотата в средата на обществените поръчки в енергетиката се основава главно на залагането на специфични критерии за достъп и за безопасност на съоръженията за производство на енергия (особено по отношение на ядрената безопасност), на ефективния технологичен монопол на микро ниво на ограничен брой доставчици, на неясния правен характер на сделките за износ на енергия, на липсата на ефективен вътрешен финансов одит, както и на липсата на мониторинг и контрол по отношение на ефективността на обществените поръчки от оправомощените контролни органи. Делът на неконкурентните процедури по възлагане на обществени поръчки в енергийния сектор остава сравнително висок – приблизително 40 % от всички договори. Все пак следва да се отбележи, че през последните години се наблюдава постепенно подобряване на използването на конкурентни процедури в енергетиката, което вероятно е резултат от повишения обществен контрол и нетърпимост, както и от подобрената

работа на Агенцията за обществени поръчки и Агенцията за държавна финансова инспекция.

Изводи и препоръки за политиките

Настоящият доклад констатира **продължаващата липса на прозрачност и добро управление в българската енергетика** през периода 2011 – 2014 г. Той илюстрира нагледно основни структурни и управленски проблеми в енергийния сектор от гледна точка на енергийната сигурност. Обосновано е заключението, че **липсват визия и стратегическо мислене при опитите за разрешаване на структурните и управленските проблеми, свързани с енергийната сигурност на страната**. Вместо това, непрекъснатите неуспехи в опитите за противодействие на дългосрочните енергийни рискове пред страната водят до антисоциалност на енергийната политика, произлизаща от наличието на политическа корупция и превземането на държавата от частни интереси. В държавната енергийна политика липсва яснота относно националните особености, регионалните специфики на Югоизточна Европа и страните от Черноморския басейн и позицията на страната в енергийната стратегия на ЕС. Адекватното реализиране на националните приоритети и стабилното развитие на българския енергиен сектор са възпрепятствани от непоследователни решения, които повдигнат въпросителни относно мотивацията на българското правителство да се справи с проблемите, и опасността от **ощетяване на националните интереси за сметка тези на трети страни и на спекулативно-рентиерски стремежи**.

За да бъде подоброено управлението в енергийния сектор в България, включително функционирането на държавните енергийни дружества, трябва да бъдат предприети най-малко следните **мерки**:

- **Намаляване на намесата на политическото ръководство** в текущото управление на държавните енергийни дружества и заместването ѝ с разработването на работещи политики, предоставянето на (достъп до) информация и осъществяването на ефективен стратегически контрол върху дейността на предприятията.
- За да се постигне съответствие на националната енергийна политика с целите на ЕС, е необходимо фокусът да се измести от настоящия прекомерен стремеж за изграждане на нови производствени мощности към **осигуряване на сигурност и стабилност на енергийните доставки**, намаляване на енергийната бедност и подобряване на енергийната ефективност.
- Въвеждане на **задължителни стандарти за корпоративно управление на държавните дружества в енергийния сектор** в съответствие с най-добрите международно признати принципи, като например *Насоки за корпоративното управление на държавните предприятия* на Организацията за икономическо сътрудничество и развитие.
- Изместване на фокуса от предприемането на конфронтационно-наказателни действия с обратно действие спрямо предприятия, възползвали се от държавни субсидии или гаранции, към **разработени в диалог с бизнеса мерки с позитивен социален ефект**. Например, средствата от въвеждането на 20 % такса върху печалбата на производителите

на енергия от ВЕИ от януари 2014 г., следва да бъдат използвани за финансирането на програми за развитие във ВЕИ сектора, които имат положителни ефекти за всички участници (напр. технологично развитие, научна дейност, иновации и т.н.), а не към осигуряване на финансов ресурс за държавните предприятия или за държавния бюджет.

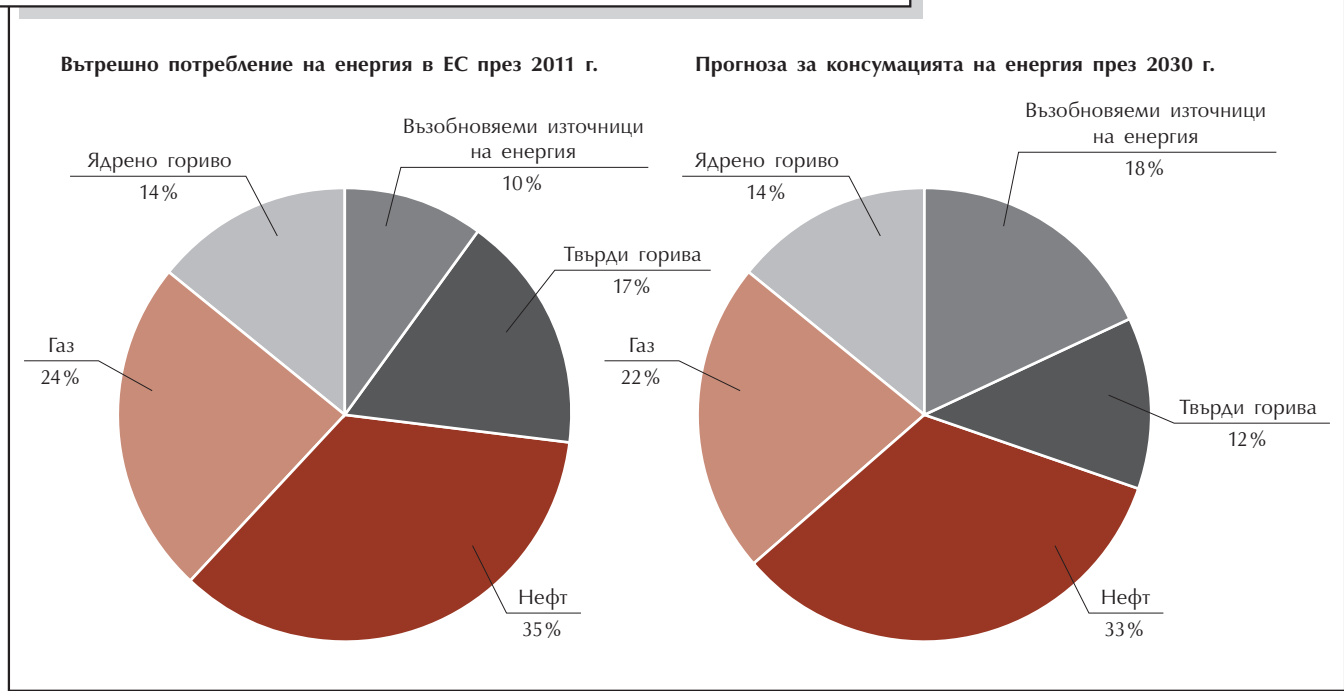
- Преразглеждане на всички възможности за **разрешаване на проучванията за добив на неконвенционален газ** при процедури на засилен контрол, съгласно най-високите екологични стандарти на ЕС. Стимулиране и увеличаване на проучванията за **конвенционален газ в Черно море**.
- Възлагане на външен, **независим годишен преглед на енергийните политики** от българския парламент.
- Въвеждане на дългосрочни програми за **подпомагане на газификацията и енергийната ефективност в домакинствата**, които заедно с диверсификацията на източниците на природен газ да облекчат социалното напрежение в процеса на ценообразуването на пазара на електрическа енергия за бита.
- Въвеждане на **приоритизация и предварителен подбор на големи инвестиционни проекти**, базирани на ясни и прозрачни процедури и анализи, основани на факти, в съответствие с целите на ЕС.
- Комисията за защита на конкуренцията и българските административни съдилища трябва да осигурят **пълна прозрачност при разследването на картелни практики** на пазарите на горива, природен газ и електричество.
- **Укрепване и развитие на административния капацитет на националния енергиен регулатор (ДКЕВР)**, неговата независимост от политически и икономически интереси, както и прозрачността и отчетането на дейността му пред Народното събрание и пред обществеността.
- Постигане на **консенсус относно дългосрочните приоритети в областта на енергетиката и обвързването им в национална енергийна стратегия**, която да бъде одобрена от основните политически партии в страната, при осигуряване на съответствието ѝ с целите в ЕС. Разпоредбите на Третия либерализационен пакет трябва да бъдат въведени в сила възможно най-скоро, както що се отнася до промени в регулацията, така и до дейността на регулиращите органи и регулираните субекти.

1. СТРАТЕГИЧЕСКА РАМКА НА ЕНЕРГИЙНАТА ПОЛИТИКА НА ЕВРОПЕЙСКИЯ СЪЮЗ: ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА И ЦЕЛИ

1.1. ЗНАЧЕНИЕ НА ОБЩАТА ЕВРОПЕЙСКА ЕНЕРГИЙНА РАМКА

Ефективността на общата политика на ЕС е естествено ограничена от географските, икономически и политически различия между страните членки. Енергийната политика е област, в която спазването на общите правила на ЕС е особено трудно, тъй като секторът е пряко свързан с икономическата конкурентноспособност на всяка държава. Страните имат много различни енергийни миксове. През 2011 г. общите енергийни нужди на ЕС като брутно вътрешно потребление се покриват от следните източници: 35 % нефт, 24 % природен газ, 17 % твърди горива, 14 % ядрено гориво, 10 % възобновяеми източници като водни, соларни или вятърни електроцентрали (Фигура 1)¹. Този микс варира значително в различните държави и се променя с времето като

Фигура 1. Брутно вътрешно потребление на енергия в ЕС



Източник: Европейска комисия.

¹ Европейска комисия, „Предизвикателства и политика в областта на енергетиката“, Принос на Комисията към заседанието на Европейския съвет, 22 май 2013 г.

резултат от географските им условия като например наличието и достъпа до природни ресурси, национални политически решения (напр. по повод използването на ядрена енергия, за добив на шистов газ, участието в различни международни проекти и т.н.), променящите се финансови стимули, развитието на технологиите, необходимостта от намаляване на въглеродните емисии и развитието на вътрешния енергиен пазар.

Независимо от различията помежду си, **държавите – членки на Европейския съюз, имат три общи политически цели:** намаляване на енергийните разходи за домакинствата и бизнеса (**„Конкурентноспособност“**), осигуряване на надеждни и постоянни доставки на енергия (**„Сигурност на доставките“**) и ограничаване на отрицателния ефект от производството, преноса и потреблението на енергия (**„Устойчивост“**)². Това е причината да се въведат три целеви насоки от държавните ръководители на страните членки (наричани още Програма 20/20/20): „да се намалят емисиите на въглероден диоксид с 20 % в сравнение с нивата от 1990 г., да се повиши дела на възобновяемите източници като част от общия енергиен микс в ЕС до 20 % и да се увеличи енергийната ефективност с 20 %³. Тези цели са и същността на Европейската стратегия за интелигентен, устойчив и приобщаващ растеж⁴.

Енергийната пътна карта за 2050 и Общите рамки за климатичните и енергийни политики до 2020 и 2030 г.

На 22 януари 2014 г. стратегията Европа 2020 бе ревизирана с цел да се удължи времето за въвеждане в националното законодателство и с цел да се обновят желаните резултати по въпросите на конкурентноспособността, сигурността на доставките и устойчивостта. Европейската комисия публикува предложенията си за рамкова политика по енергийните и климатични въпроси до 2030 г., като целта е постигането на „конкурентноспособна, сигурна и нисковъглеродна европейска икономика“. Те включват 40-процентно намаляване на емисиите парникови газове спрямо равнището от 1990 г., увеличаване на дела на енергията от възобновяеми източници до 27 % от енергийния микс, както и механизъм, който да подобри устойчивостта на системата за търговия с емисии на ЕС (ETS). Рамката е изградена върху съществуващите цели за 2020 г. заедно с пътната карта на Комисията за 2050 г. за енергийния сектор и нисковъглеродната икономика. Тези документи отразяват целта на ЕС до 2050 г. да намали емисиите на парникови газове от 80 до 95 % спрямо 1990 г.

Съществува и обща правна рамка, която има за цел да задълбочи и уеднакви европейския енергиен пазар чрез развиването на инфраструктурни междусистемни връзки и предпазни системи, които да подсиgurяват доставките на газ и електроенергия, правата на потребителите и равни условия

² Европейска комисия, „Предизвикателства и политика в областта на енергетиката“, Принос на Комисията към заседанието на Европейския съвет, 22 май 2013 г.

³ Европейска комисия, Портал Европа 2020, достъпен на http://ec.europa.eu/europe2020/index_en.htm

⁴ Европейска комисия, „Европа 2020. Стратегия за разумен, устойчив и приобщаващ растеж“, достъпен на <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>

Таблица 1. Въвеждане на Директивата за възобновяемите енергийни източници

Държава – членка	Дял на ВЕИ за 2005 г.	Дял на ВЕИ за 2010 г.	Първа междинна цел	Поставена цел за 2020 г.
Австрия	23,3 %	30,1 %	25,4 %	34 %
Белгия	2,2 %	5,4 %	4,4 %	13 %
България	9,4 %	13,8 %	10,7 %	16 %
Кипър	2,9 %	5,7 %	4,9 %	13 %
Чехия	6,1 %	9,4 %	7,5 %	13 %
Германия	5,8 %	11,0 %	8,2 %	18 %
Дания	17,0 %	22,2 %	19,6 %	30 %
Естония	18,0 %	24,3 %	19,4 %	25 %
Гърция	6,9 %	9,7 %	9,1 %	18 %
Испания	8,7 %	13,8 %	10,9 %	20 %
Финландия	28,5 %	33,0 %	30,4 %	38 %
Франция	10,3 %	13,5 %	12,8 %	23 %
Унгария	4,3 %	8,8 %	6,0 %	13 %
Ирландия	3,1 %	5,8 %	5,7 %	16 %
Италия	5,2 %	10,4 %	7,6 %	17 %
Литва	15 %	19,7 %	16,6 %	23 %
Люксембург	0,9 %	3,0 %	2,9 %	11 %
Латвия	32,6 %	32,6 %	34,0 %	40 %
Малта	0 %	0,4 %	2,0 %	10 %
Холандия	2,4 %	3,8 %	4,7 %	14 %
Полша	7,2 %	9,5 %	8,8 %	15 %
Португалия	20,5 %	24,6 %	22,6 %	31 %
Румъния	17,8 %	23,6 %	19,0 %	24 %
Швеция	39,8 %	49,1 %	41,6 %	49 %
Словения	16,0 %	19,9 %	17,8 %	25 %
Словакия	6,7 %	9,8 %	8,2 %	14 %
Великобритания	1,3 %	3,3 %	4,0 %	15 %
ЕС	8,5 %	12,7 %	10,7 %	20 %

Над 2 % надвишаване на междинната цел	Между 1 % под и 2 % над междинната цел	Над 1 % неизпълнение на междинната цел
--	---	---

Източник: Европейска комисия.

за участниците и наблюдаващите органи на енергийния пазар. В сила е и европейско законодателство, което поощрява потреблението на енергия от възобновяеми източници⁵, подпомага усилията за по-висока енергийна ефективност⁶ и осигурява общи правила за експлоатацията на морски находища на нефт и газ⁷. Част от тези инструменти все още не са въведени от страните членки; въпреки това, в последните години се наблюдава значителен напредък. Показателен за този напредък е фактът, че между 1990 и 2011 г. общите емисии на парникови газове в ЕС намаляват с 16,9 %⁸.

1.2. ПЕРСПЕКТИВИ ПРЕД СТРАТЕГИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЙНА РАМКА НА ЕВРОПЕЙСКИЯ СЪЮЗ: ОСНОВНИ ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА И ЦЕЛИ

1.2.1. Зависимост на ЕС от внос на енергийни ресурси от трети страни

Зависимостта на Европа от внос на енергийни ресурси е нараснала през последните две десетилетия и се предвижда да надвиши 80 % за нефт и природен газ до 2035 г.⁹ Някои държави членки получават между 80 и 100 % от природния газ, който консумират само от един доставчик (Русия), често само по един маршрут за доставка. Това излага на рискове държавите в ситуация на доминантно положение на пазара на един единствен продавач, тъй като цената не винаги се определя на пазарен принцип (Фигура 2).

Държавите членки с диверсифицирани доставки на газ и добре разработени газови пазари плащат по-малко за внос. Средните цени за внос на газ във Великобритания, Германия и Белгия са с около 35 % по-ниски от средната цена за внос на природен газ за държави, които разчитат на ограничен брой вносители като България и Литва¹⁰. Потреблението на природен газ в България е зависимо от внос на 90 %, а това на нефт – на 100 %. В същото време българското правителство не полага достатъчно усилия да подобри сигурността на доставките на газ като диверсифицира източниците и маршрутите чрез инвестиции в изграждането на регионални междусистемни връзки и газови хранилища.

⁵ Директива 2009/28/ЕО за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници.

⁶ Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност.

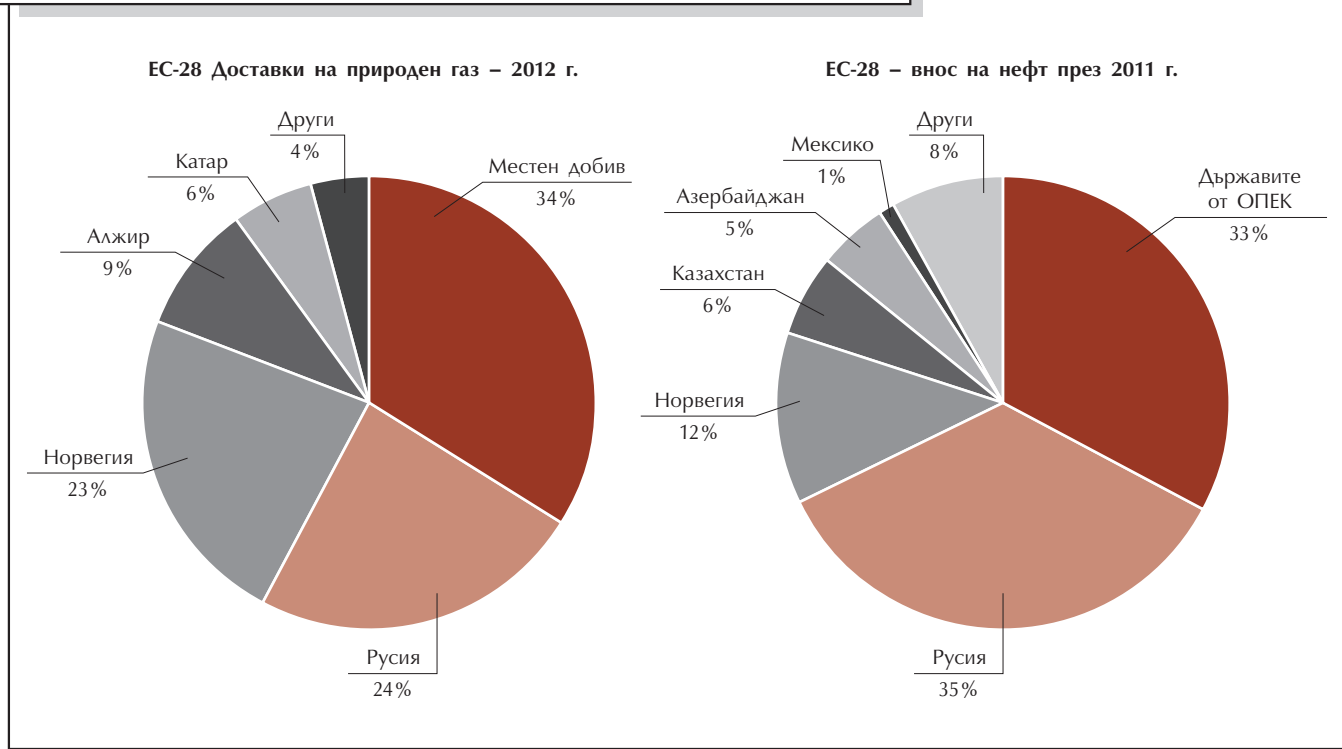
⁷ Директива 2013/30/ЕС относно безопасността на свързаните с нефт и газ дейности в крайбрежни води.

⁸ Европейска комисия. Цели за намаляване на емисиите от парникови газове на ЕС, http://ec.europa.eu/clima/policies/g-gas/index_en.htm

⁹ Европейска комисия, „Европа 2020. Стратегия за интелигентен, устойчив и приобщаващ растеж“, достъпен на <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>

¹⁰ Европейска комисия, „Европа 2020. Стратегия за интелигентен, устойчив и приобщаващ растеж“, достъпен на <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>

Фигура 2. Доставки на нефт и природен газ



Източник: Еврогаз.

Източник: Европейска комисия.

1.2.2. Несистемни политически решения на национално равнище, водещи до завишаване на енергийните цени

Сметките за енергия на потребителите нарастват и са все по-голям дял от разходите на домакинствата, включително разходите за личен транспорт. В различните страни на ЕС тези разходи варират между 7 и 17 %¹¹. Според Европейската комисия най-бедните слоеве от населението в някои държави членки са изправени пред енергийни разходи от 22 %¹². Разходите на домакинствата за енергия с включени данъци и такси се очаква да нараснат още повече, дори ако се вземат предвид всички възможни ползи от завършването на вътрешния енергиен пазар¹³.

Фактът, че енергийните цени за енергия на дребно се увеличават, а цените на едро намаляват – нефтът остава около 100 щ.д. за барел през последните пет години, а цените на природния газ са спаднали от 550 на 380 щ.д. за 1000 м³, показва, че **енергийните сметки нарастват заради недобре**

¹¹ Европейска комисия, „Европа 2020. Стратегия за интелигентен, устойчив и приобщаващ растеж“, достъпен на <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>

¹² Европейска комисия, „Европа 2020. Стратегия за интелигентен, устойчив и приобщаващ растеж“, достъпен на <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>

¹³ Европейска комисия, „Европа 2020. Стратегия за интелигентен, устойчив и приобщаващ растеж“, достъпен на <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>

преценената държавна намеса, а не заради проблеми на пазара на енергийни продукти. Това отчасти се дължи на няколко външни фактора като увеличаващото се търсене на енергоресурси в световен мащаб, застаряващото население, нарастването на националните доходи и проблемите при поддържането на все по-сложната инфраструктура. Въпреки това цените на енергията са и до голяма степен резултат от решенията на държавите членки за тарифите, таксите и данъците. Последните три пера представляват значителна (и нарастваща) част от крайната цена за потребителите на вътрешния пазар в ЕС. В някои държави членки като Дания „данъците и таксите за някои категории потребители на електроенергия и газ съставляват до 50 % от крайната сметка.“¹⁴

1.2.3. Историческо дъно на инвестициите в енергийния сектор: растящи рискове и намаляващи ползи

Според *Пътната карта на ЕК за 2050 г.*, преходът към сигурна и конкурентна нисковъглеродна енергия изисква големи инвестиции в преносната мрежа, транспортни технологии, инфраструктура и енергийно ефективни сгради¹⁵. Тези инвестиции се равняват на 1,5 % от БВП на ЕС на годишна база до 2050 г.¹⁶ До 2020 г. в ЕС ще са необходими инвестиции от около 1 трилион евро, за да се осигурят стабилност на доставките, диверсификация на източниците, по-чиста енергия и конкурентни цени в рамките на единния енергиен пазар¹⁷. Това важи в особена степен за някои държави членки като България, които се намират на „енергиен остров“ в резултат на недостатъчното инфраструктурни връзки с останалата част на ЕС. Зависимостта от единствен източник за внос на енергийни ресурси все още е налице в повечето части от Северна и Източна Европа.

1.3. ЕНЕРГИЙНОТО ЗАКОНОДАТЕЛСТВО НА ЕВРОПЕЙСКИЯ СЪЮЗ: БАВЕН НАПРЕДЪК И ПРОБЛЕМИ СЪС СЪОТВЕТСТВИЕТО НА НАЦИОНАЛНО РАВНИЩЕ

Освен въвеждането на няколко нови нормативни акта, като *Директивите за работа с отработеното ядрено гориво*¹⁸, *Съобщението за осигуряването на*

¹⁴ Европейска комисия, „Европа 2020. Стратегия за интелигентен, устойчив и приобщаващ растеж“, достъпен на <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>

¹⁵ Европейска комисия, Генерална дирекция „Енергетика“, „Ключови параметри“ от юни 2011, достъпни на http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf

¹⁶ Европейска комисия, Генерална дирекция „Енергетика“, „Ключови параметри“ от юни 2011 г., достъпни на http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf

¹⁷ Европейска комисия, „Европа 2020. Стратегия за интелигентен, устойчив и приобщаващ растеж“, достъпен на <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:EN:PDF>

¹⁸ Директива 2011/70/ Евроатом на Съвета от 19 юли 2011 година за създаване на рамка на Общността за отговорно и безопасно управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци и СОМ (2011) 518 Предложение за Регламент на Съвета от 30 август 2011 за установяване на система на Общността за регистрация на превозвачи на радиоактивни материали.

енергийните доставки^{19,20}, и Регламента за прозрачност на енергийния пазар²¹, основен фокус на европейската енергийна политика през последните няколко години бе енергийната ефективност. По-голямата част от другите регулации (например за енергията от възобновяеми енергийни източници²², за ядрената енергия²³, за вътрешния енергиен пазар²⁴ и др.) са разработени още през 2009 г. и сроковете за транспонирането им в националното законодателство изтичат през 2011 г.

Една от основните инициативи на ЕС е Регламент (ЕС) 347/2013 на Европейския парламент и Съвета от 17 април 2013 г. относно **указания за трансевропейската енергийна инфраструктура**. Той създава насоки за ускореното развитие и оперативна съвместимост при изграждането на приоритетни коридори и области на вътрешноевропейска енергийна инфраструктура²⁵. Основните компоненти на регламента са критерии за идентификация на проекти от общоевропейски интерес, необходими за създаване на приоритетни коридори и други видове енергийна инфраструктура²⁶, както и критерии, по които те могат да получат европейско финансиране²⁷ и приоритет при получаване на разрешения за строеж. **България е сред приоритетните региони за европейско финансиране на инфраструктурни проекти** поради ключовото си географско положение, което ѝ дава възможност да бъде алтернативен вносител на енергийни ресурси от Каспийския басейн и Средния Изток. До този момент правителствата на България не са се възползвали от европейското финансиране и бавят стратегическите проекти за междусистемни газови връзки с Румъния, Турция и Гърция. Като резултат страната остава една от най-зависимите в ЕС от един единствен източник на природен газ и нефт.

Наказателни процедури

От началото на 2011 г. ЕК е започнала няколко наказателни процедури срещу отделни държави членки за непълно транспониране на европейските правила в националното им законодателство (Таблица 2). През 2013 г. се наблюдават няколко случая на несъответствие с енергийните насоки на ЕС при въвеждането на общите европейски правила за енергийна ефективност на

¹⁹ COM (2011) 539: Съобщение на Комисията до Европейския парламент, до Съвета, до Европейския икономически и социален комитет и до Комитета на регионите относно сигурността на енергийните доставки и международното сътрудничество – „Енергийната политика на ЕС: ангажиране с партньори извън нашите граници“.

²⁰ За да намали ефектите от възможна криза в доставките, ЕС промени изискванията към запасите от нефт в съответствие с правилата на Международната енергийна агенция – Директива на Съвета 2009/11/ЕС от 14 септември 2009 г., налагащи задължение на държавите членки да поддържат минимални запаси от нефт и/или нефтени продукти. Срокът за транспониране на променената Директива е до края на 2012 г.

²¹ Регламент (ЕС) No 1227/2011 на Европейския парламент и Съвет от 25 Октомври 2011 г. за интегритета и прозрачността на енергийните пазари на едро.

²² Директива 2009/28/ЕС изменя и по-късно отменя Директиви 2001/77/ЕС и 2003/30/ЕС.

²³ Директива на Съвета 2009/71/Евроатом относно установяването на Общностна рамка за сигурността на ядрените съоръжения.

²⁴ Директива 2009/72/ЕС относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия.

²⁵ Преамбюл (16).

²⁶ Членове 3, 4.

²⁷ Чл. 14-16.

сградите, за енергията от възобновяеми енергийни източници, за вътрешния пазар на газ и електроенергия, и за осигуряване на достатъчни запаси от нефт и нефтени продукти²⁸. До Европейския съд са отнесени България, Естония, Великобритания²⁹ и Полша³⁰ за непълно транспониране на правилата на ЕС за вътрешния енергиен пазар, а срещу Австрия – за непълно транспониране на Директивата за възобновяемите енергийни източници³¹ (Таблица 2).

Таблица 2. Наказателни процедури за липса на напредък по транспонирането на европейското законодателство срещу ЕС-28 (към декември 2013 г.)

		ЕТАП НА НАКАЗАТЕЛНАТА ПРОЦЕДУРА								Общо наказателни процедури за 2010 – 2013 г.
		2009/28: Енергия от възобновяеми източници	2009/125: Изисквания за екодизайн	2010/30: Стандарти на етикетирание	2009/71: Ядрена безопасност	2009/72: Общи правила за вътрешния пазар на електроенергия	2009/73: Общи правила за вътрешния пазар на газ	2010/31: Енергийна ефективност на сградите	2009/119 (изменена): Осигуряване на запаси от нефт и нефтени продукти	
AT	ОУП	X				X		X		3
	МС	X				X		X		
	ССЕС	X								
BE	ОУП	X						X	X	3
	МС	X						X	X	
	ССЕС									
BG	ОУП	X				X	X	X	X	5
	МС	X				X	X	X		
	ССЕС					X	X			
CY	ОУП	X		X		X	X	X	X	6
	МС	X		X		X	X	X	X	
	ССЕС	X								
CZ	ОУП	X		X				X	X	4
	МС	X		X				X	X	
	ССЕС									
DE	ОУП							X		1
	МС							X		
	ССЕС									
EE	ОУП	X				X	X	X		4
	МС	X				X	X	X		
	ССЕС					X	X			
EL	ОУП	X			X			X	X	4
	МС	X			X			X		
	ССЕС									
ES	ОУП	X				X	X	X	X	5
	МС	X				X	X	X		
	ССЕС									

²⁸ Пак там.

²⁹ Европейска комисия, Прессъобщение IP/13/42, Вътрешен енергиен пазар: Комисията изпраща България, Естония и Великобритания на Европейския съд за липса на транспониране на Европейско законодателство, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-42_en.htm

³⁰ Европейска комисия, Прессъобщение IP/13/580, Вътрешен газов пазар: Комисията изпраща Полша на Европейския съд заради регулирани цени на газ за бизнес потребители, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-580_en.htm

³¹ Европейска комисия, Прессъобщение IP/13/1113, Енергия от възобновяеми източници: Комисията изпраща Австрия на Европейския съд за липса на транспониране на Европейско законодателство, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-1113_en.htm

Таблица 2. Наказателни процедури за липса на напредък по транспонирането на европейското законодателство срещу ЕС-28 (към декември 2013 г.) (Продължение)

	ЕТАП НА НАКАЗАТЕЛНАТА ПРОЦЕДУРА								
	2009/28: Енергия от възобновяеми източници	2009/125: Изисквания за екодизайн	2010/30: Стандарти на етикетиране	2009/71: Ядрена безопасност	2009/72: Общи правила за вътрешния пазар на електроенергия	2009/73: Общи правила за вътрешния пазар на газ	2010/31: Енергийна ефективност на сградите	2009/119 (изменена): Осигуряване на запаси от нефт и нефтени продукти	Общо наказателни процедури за 2010 – 2013 г.
FI	ОУП	X				X	X		4
	МС	X				X	X		
	ССЕС					X			
FR	ОУП	X				X	X		3
	МС	X				X	X		
	ССЕС								
HU	ОУП	X					X	X	3
	МС	X					X		
	ССЕС								
IE	ОУП	X			X	X			3
	МС	X			X	X			
	ССЕС								
IT	ОУП	X		X	X		X		4
	МС	X		X	X		X		
	ССЕС								
LT	ОУП				X	X	X	X	4
	МС				X	X	X		
	ССЕС								
LU	ОУП	X			X	X	X	X	5
	МС	X			X	X	X		
	ССЕС								
LV	ОУП	X					X	X	3
	МС	X					X		
	ССЕС								
MT	ОУП	X					X	X	3
	МС	X					X		
	ССЕС								
NL	ОУП	X			X	X	X	X	5
	МС	X			X	X	X		
	ССЕС								
PL	ОУП	X		X	X	X	X	X	7
	МС	X		X	X	X	X		
	ССЕС	X			X	X			
PT	ОУП				X	X	X	X	4
	МС				X	X	X	X	
	ССЕС						X		
MC	ОУП			X	X	X	X	X	5
	МС			X	X	X	X	X	
	ССЕС				X	X			
SE	ОУП				X	X			2
	МС				X	X			
	ССЕС								
SI	ОУП	X	X		X	X	X	X	6
	МС	X	X		X	X	X		
	ССЕС				X	X			

Таблица 2. Наказателни процедури за липса на напредък по транспонирането на европейското законодателство срещу ЕС-28 (към декември 2013 г.) (Продължение)

	ЕТАП НА НАКАЗАТЕЛНАТА ПРОЦЕДУРА								
	2009/28: Енергия от възобновяеми източници	2009/125: Изисквания за екодизайн	2010/30: Стандарти на етикетиране	2009/71: Ядрена безопасност	2009/72: Общи правила за вътрешния пазар на електроенергия	2009/73: Общи правила за вътрешния пазар на газ	2010/31: Енергийна ефективност на сградите	2009/119 (изменена): Осигуряване на запаси от нефт и нефтени продукти	Общо наказателни процедури за 2010 – 2013 г.
ОУП					X	X	X		
SK	МС				X	X			3
	ССЕС								
UK	ОУП				X	X	X	X	
	МС				X	X	X		4
	ССЕС				X	X			

ОУП – официално уведомително писмо

МС – мотивирано становище

ССЕС – сезиране на Съда на Европейския съюз

Източник: Европейска комисия (http://ec.europa.eu/energy/infringements/index_en.htm, [6.12.2013 г.]).

Наказателни процедури срещу България

България е сред многократно санкционирани от ЕС държави членки поради несъответствие с правилата в областта на енергетиката. В началото на 2013 г. България е ответник пред Съда на Европейския съюз на няколко основания: за липса на транспониране на *Европейската газова директива*, за *Директивата за електроенергия* и във връзка с цифровото телевизионно разпръскване. Подобно на Естония и Великобритания, България е транспонира само отчасти правилата на ЕС за вътрешните енергийни пазари на газ и електроенергия. Целта на тези нормативни актове е създаването на общ европейски пазар за газ и електроенергия до 2014 г., както е описано в „Третия пакет за вътрешния енергиен пазар“. Пакетът въвежда ключови разпоредби, необходими за свободното функциониране на европейските енергийни пазари (вкл. разделянето на доставките от преноса и разпределението, осигуряването на независимост на държавните регулатори и засилването на правомощията им, както и правилата, които да осигурят реални пазари на дребно за потребителите и т.н.). Тези и други разпоредби трябваше да бъдат напълно интегрирани в националните законодателства на всички държави членки до края на месец март 2011 г. Липсата на транспониране до януари 2013 г. заплашва България, Естония и Великобритания с дневна финансова санкция в размер от 5065 евро. **На България е даден срок за постигане на съответствие с директивите за либерализация до юни 2014 г.** Освен това са й представени мотивирани становища на Комисията (предхождащи изпращането на казуса в Съда) и относно **липсата на промяна в качеството на въздуха** (особено що се отнася до нивата на серен диоксид и азотен оксид в атмосферата, както и прахови частици), а също и относно незадоволителния напредък при въвеждането на конкретни мерки за увеличаване на енергийната ефективност на сградите. Такива мерки могат да са: установяване и прилагане на изисквания за енергийната

ефективност на сградите (за нови и съществуващи сгради), въвеждане на редовни инспекции на системите за отопление и охлаждане, както и пълна сертификация за енергийна ефективност на всички сгради, и въвеждане на нови регулации, които да дадат възможност до 2021 г. всички нови сгради да са с близо стопроцентова енергийна ефективност, и други.

1.4. БЪЛГАРСКОТО ЕНЕРГИЙНО ЗАКОНОДАТЕЛСТВО: РЕАКТИВНО ВМЕСТО ПРОАКТИВНО

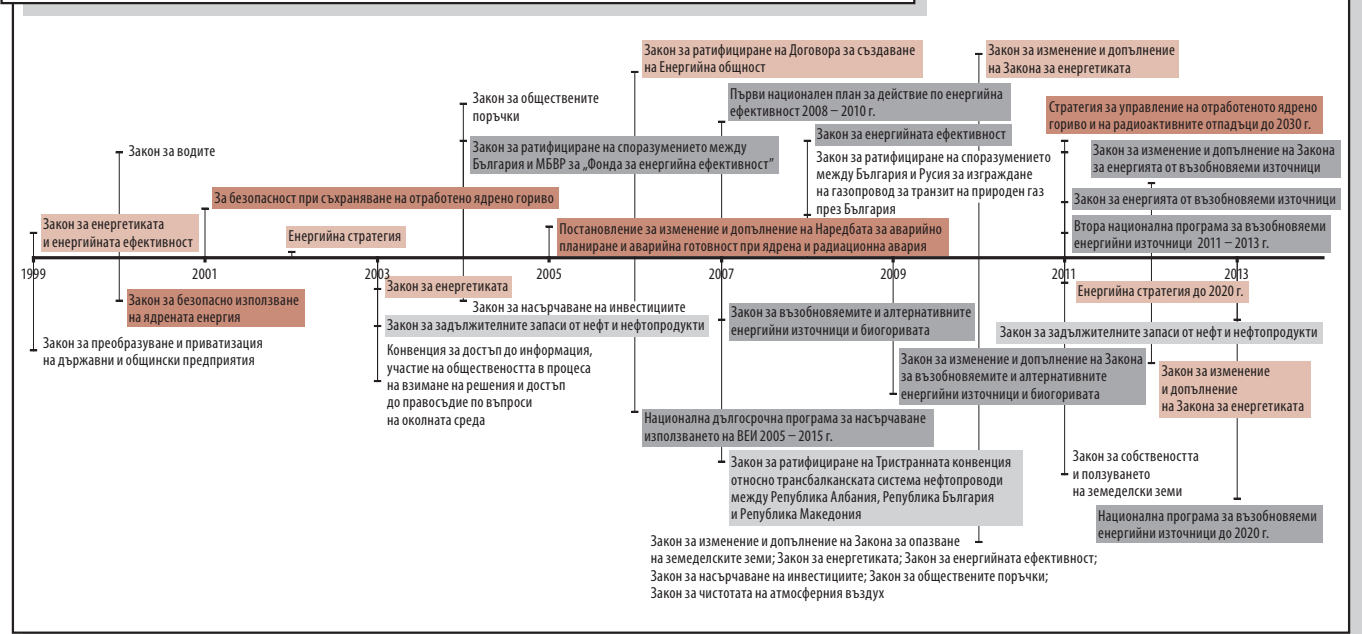
Една очевидна характеристика на българските политики в областта на енергетиката е тяхната краткосрочна и често *ad hoc* природа³². Последователният неуспех за реализиране на национална стратегия за развитие на сектора показва неспособност за управление, която често е резултат от завладяването на държавата от корпоративни интереси. Крайният популизъм допълнително замъглява ефективните политики в енергийния сектор, като използва факта, че достъпността на енергията е основен социален проблем. В резултат, особено през 2013 – 2014 г., се видяха няколко последователни решения, които бяха взети и оттеглени, както и отказ от поставени цели за реформи в енергийния сектор. Като цяло, това води до неефективни политики и до особено ниски нива на предвидимост и сигурност на инвестициите. България продължава да изостава по съответствие с правото на ЕС в областта на енергетиката. Въвеждането на мерки за енергийна ефективност чрез започналите програми и схеми бе отчитано като успех през целия период, но въпреки това тези схеми, остават неоползотворени поради наличието на редица пазарни и непазарни бариери. Основните промени в сектора бяха въведени като реакция на социалното напрежение, което възниква поради повишените цени на електроенергията през разглеждания период.

Законодателната дейност в енергийния сектор беше особено непредвидима в периода 2012 – 2014 г. Скокът на цените на електроенергията в средата на 2012 г. доведе до антиправителствени протести и до сваляне на правителството в началото на 2013 г. Непосредствено след това бяха взети извънредни мерки за облекчаване на социалната тежест на енергийната бедност върху най-уязвимите групи от населението на България. Бяха въведени още няколко *ad hoc* промени в рамките на годината със същата цел. Основните законодателни промени за периода 2011 – 2014 г. в най-важните закони за развитието на енергийния сектор включват:

- **Промени в Закона за енергетиката (обнародван на 9 декември 2003) за периода 2012 – 2013 г.:**
 - 18 май 2012 г.;
 - 17 юли 2012 г.;
 - 26 октомври 2012 г.;
 - 15 февруари 2013 г.;

³² *Енергетика и добро управление: тенденции и политики*, Център за изследване на демокрацията, София, 2011 г.

Фигура 3. Нормативна база на енергийния сектор в България



Източник: Център за изследване на демокрацията.

- 28 февруари 2013 г.;
- 8 март 2013 г.;
- 5 юли 2013 г.;
- 26 юли 2013 г.
- **Промени в Закона за енергийната ефективност (обнародван на 14 ноември 2011 г.) за периода 2012 – 2013 г.:**
 - 18 май 2012 г.;
 - 17 юли 2012 г.;
 - 15 февруари 2013 г.;
 - 12 март 2013 г.;
 - 5 юли 2013 г.;
 - 26 юли 2013 г.;
 - 4 април 2014 г. – Парламентът приема на първо четене поправка на Закона за енергетиката, която премахва действието на правилата на вътрешния газов пазар на ЕС за нов вид „морски газопровод“, което позволява строежа на подводната част от „Южен поток“, вкл. на бреговата ивица в България.
- **Промени в Закона за енергията от възобновяеми източници (обнародван на 3 май 2011 г.) за периода 2012 – 2013 г.:**
 - 10 април 2012 г.;
 - 17 юли 2012 г.;
 - 15 февруари 2013 г.;
 - 5 юли 2013 г.;
 - 2 август 2013 г.;
 - 1 януари 2014 г. Парламентът гласува нов данък в размер на 20 % от приходите на производителите на енергия от възобновяеми източни-

ци от 1 януари 2014 г. В допълнение ДКЕВР въведе такса за достъп до разпределителната мрежа на системния оператор в размер на 1,35 евро за мвт.

- **Закона за запасите от нефт и нефтопродукти (обнародван на 15 февруари 2013 г.)**

Непостоянство в законодателството на енергийния сектор

За периода 2012 – 2014 г. са направени осем промени в основния енергиен закон, което поставя под съмнение стратегическото формиране на политики, предвидимостта и устойчивото развитие на българския енергиен сектор. Налице са три промени в цените на електроенергията за крайния потребител по време на разглеждания период. Някои от промените свидетелстват за противоречащи си изменения в законодателната политика в сектора, които директно отменят зададени цели и гласувано законодателство в предходни периоди. С промените в *Закона за енергетиката* от 17 юли 2012 г.³³ са въведени изискванията на Третия енергиен пакет на ЕС за либерализация на пазарите на природен газ и електроенергия. Промените включват и увеличаване на дискреционната власт на регулатора. На 28 февруари 2013 г.³⁴, като последица от социалната криза, предизвикана от високите сметки за електроенергия, са въведени промени в *Закона за енергетиката*, които дават многобройни възможности за политическа намеса и реално започват да влияят върху пазара на електроенергия със силата на държавна принуда за сметка на правомощията на ДКЕВР. Създаден е Обществен съвет, който наблюдава работата на ДКЕВР, въведена е и нова разпоредба, според която цените на електроенергията не могат да се променят по-често от веднъж годишно. Извънредни мерки се въвеждат и от служебното правителство в периода между март и май 2013 г. Основният фокус на тези мерки е създаването на нов подход към мениджмънта в енергийния сектор, включително промени в моделите на ценообразуване и временно облекчение на цените на електроенергията чрез намаляване на консумацията на енергия от възобновяеми източници и на когенерация и намаляване на капацитета на студените резерви. На 5 юли 2013 г.³⁵ отново е променен основният енергиен закон, като се формулира нов подход към формирането на цените на регулирания пазар, което води до 5 % намаляване на цените. Мотивите зад законодателната промяна са нови, представени по следния начин:

- промяна на правилата за преференциалните цени за изкупуване на електроенергия, така че да се подсигури тяхната икономическа обосновка, липсата на дискриминация и пречки пред износа;
- премахване на отчисленията за „зелена“ и „кафява“ енергия върху износната цена на електроенергията;
- намаляване на студените резерви, за да се избегне ненужно голям капацитет, като се задължава системния оператор „ЕСО“ ЕАД да снабдява държавния резерв с помощта на открити и прозрачни процедури за възлагане на обществени поръчки;

³³ „Държавен вестник“, 17 юли 2012 г.

³⁴ „Държавен вестник“, 28 февруари 2013 г.

³⁵ „Държавен вестник“, 5 юли 2013 г.

- намаляване обемите на производство на електроенергия в случаи на свръхпроизводство;
- въвеждане на наблюдение на ефективността на производството на електроенергия от когенерация в съответствие с критериите за енергийна ефективност в националното и Европейското законодателство;
- либерализация на продажбите на парникови емисии, за да се субсидират производителите на електроенергия и да се увеличи ликвидността на енергийния пазар.

Направените промени са третата последователна модификация на модела за ценообразуване и съответно на цените за по-малко от 12 месеца след юли 2012 г. Промените от юли 2013 г. имат за цел намаляване на цените за домакинствата и увеличаване на пазарната ликвидност чрез износ, но те не успяват да решат съществуващите проблеми, а същевременно създават и нови:

- възприема се нереалистичен приход от 498 млн. лв. от продажба на въглеродни емисии за 2013, докато най-оптимистичните прогнози сочат, че възможно постижимо е около 135 – 150 млн. лв. годишно;
- намаляване на цената за продажба на едро от АЕЦ „Козлодуй“, което води до ограничаване на инвестиционната програма на АЕЦ (декапитализация);
- продължаващо субсидиране на неефективни централи за когенерация (като ТЕЦ „Брикел“ и ТЕЦ „Бобов Дол“);
- наличие на крос-субсидиране, което създава два вида приходни потоци (един за произведена електроенергия и един за разполагаемост) за произведената от ТЕЦ „Марица Изток 1“ и ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3“. Това е възможно, тъй като разпоредбите позволяват електричеството, произведено от двете централи, веднъж да се заплащат от държавата според задължителната квота за изкупуване (82 – 85 % от произведеното), а количествата над тези квоти да бъдат продавани на ТЕЦ-ове с когенерационни инсталации. Тези количества могат да бъдат препродадени на преференциалните цени за изкупуване на енергия, произведена от когенерация.

Каре 1. Развитие на ролята на ДКЕВР според промените в българското законодателство

Промени в Закона за енергетиката (обнародван на 9 декември 2003) за периода 2012 – 2013:

18 май 2012 г. /„Държавен вестник“, бр. 38*/:

- Разходите за персонал и консумативи на ДКЕВР са сериозно ограничени.

17 юли 2012 г. /„Държавен вестник“, бр. 54/:

- Направени са поправки във връзка с отговорностите и правомощията на ДКЕВР, които имат за цел по-добро международно и ЕС сътрудничество, съответствие с правото на ЕС и увеличаване

Каре 1. Развитие на ролята на ДКЕВР според промените в българското законодателство (Продължение)

на конкурентноспособността на българския енергиен пазар. Допълнително, за да стимулира независимостта на регулаторния орган, са въведени промени, според които мандатът на председателя на Комисията става две години и половина. Освен това са добавени разпоредби, които допускат директни назначения от правителството.

28 февруари 2013 г. /„Държавен вестник“, бр. 20****/:

- Новият член 31а позволява на ДКЕВР да променя цените на електроенергията, като (1) променя обема на регулирания пазар; (2) променя размера на технологичните разходи на енергийните предприятия за производството, преноса и разпределението на енергия; (3) като променя други елементи от формирането на цената.

5 юли 2013 г. /„Държавен вестник“, бр. 59*****/

- ДКЕВР има правото да определя максимални стойности за разходите на енергийния системен оператор за всеки ценови период за закупуване на студени резерви с помощта на процедура за обществена поръчка. Други изменения и допълнения в Закона премахват правомощието на ДКЕВР да контролира цените на електроенергията между производителите и крайните доставчици, както и цените на топлинната енергия между производителите, компаниите за доставка на отоплителна услуга и техните клиенти. Независимо от това ДКЕВР има право да контролира един компонент от цената, чрез който всички клиенти участват в компенсирането на държавните разходи. Законът също така съдържа и разпоредби в областта на изкупуването на енергия от възобновяеми източници и дължимите цени, след като се приспадат всички печалби от продажбите на емисии и от договори за продажби на зелена енергия. Крайните доставчици се задължават да продават на публичния доставчик на същите цени, на които тя е закупена първоначално. Брой 59 на „Държавен вестник“ съдържа разпоредба, според която ДКЕВР следва да разработи методики за справедливо разпределение на разходите от задължението да се изкупува енергия от възобновяеми източници между всички потребители, докато преди само разликата между преференциалната и пазарната цена трябваше да се преразпределя между всички потребители, включително и износителите на електроенергия.***** Тази поправка засяга онези, които са длъжни да изкупуват електроенергията от възобновяеми източници, като цената ѝ вече се преразпределя само между потребителите.

Бележки:

- * Закон за изменение и допълнение на Закона за държавния служител, Допълнителни разпоредби, „Държавен вестник“. бр. 38 от 18 май 2013 г., стр. 23, параграф 41.
- ** Закон за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, „Държавен вестник“, бр. 54 от 17 юли 2012 г., параграф 7.
- *** Член 11 ал. (2) от Закона за енергетиката.
- **** Закон за допълнение на Закона за енергетиката, „Държавен вестник“, бр. 20 от 28 февруари 2013 г., стр. 20.
- ***** Закон за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, „Държавен вестник“, бр. 59 от 5 юли 2013 г.
- ***** Закон за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, „Държавен вестник“, бр. 59 от 5 юли 2013 г.

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 необходимост 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*, една от основните заплахи за националната сигурност на държавата е бедността и по-конкретно – енергийната бедност³⁶. 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:

- a. **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.

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.

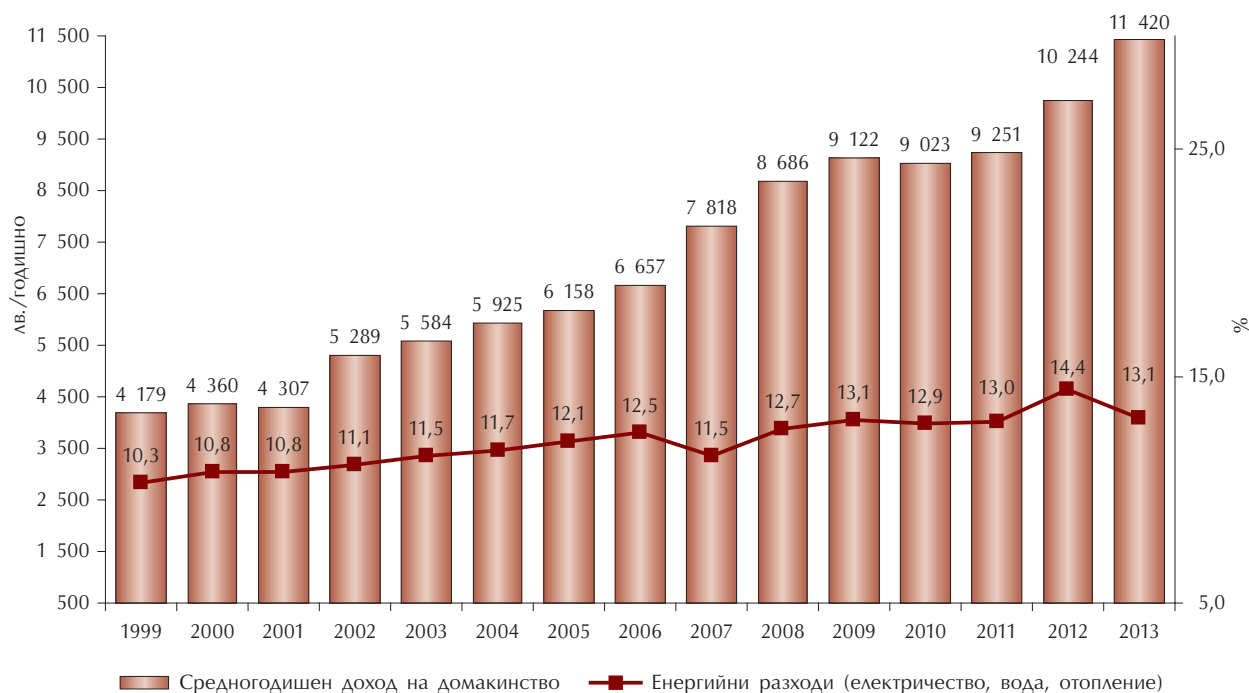
³⁸ Според Световния енергиен преглед, енергийната бедност се състои от два компонента: достъп до електроенергия и употреба на традиционна биомаса (най-вече дърва и въглища).

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. Преминването към този енергиен източник има ясно позитивно измерение по отношение на доходите. Субсидираните цени на електроенергията за домакинствата, основно чрез продължаващото де-капитализиране 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.

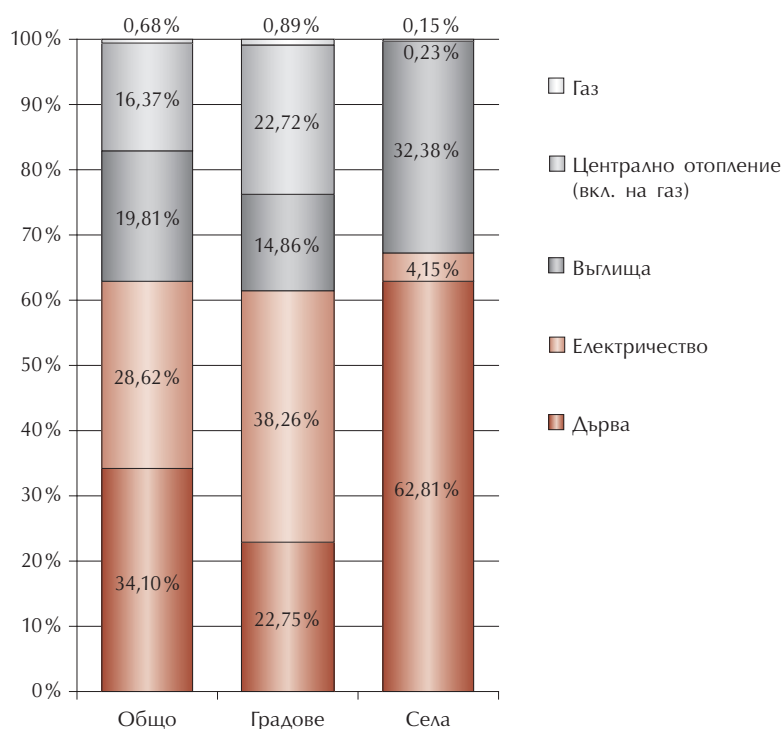
Фигура 4. Разходи за енергийни ресурси като дял в дохода на домакинствата в България (%)



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.

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 сигурност (МИРЕС)⁴³, 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).

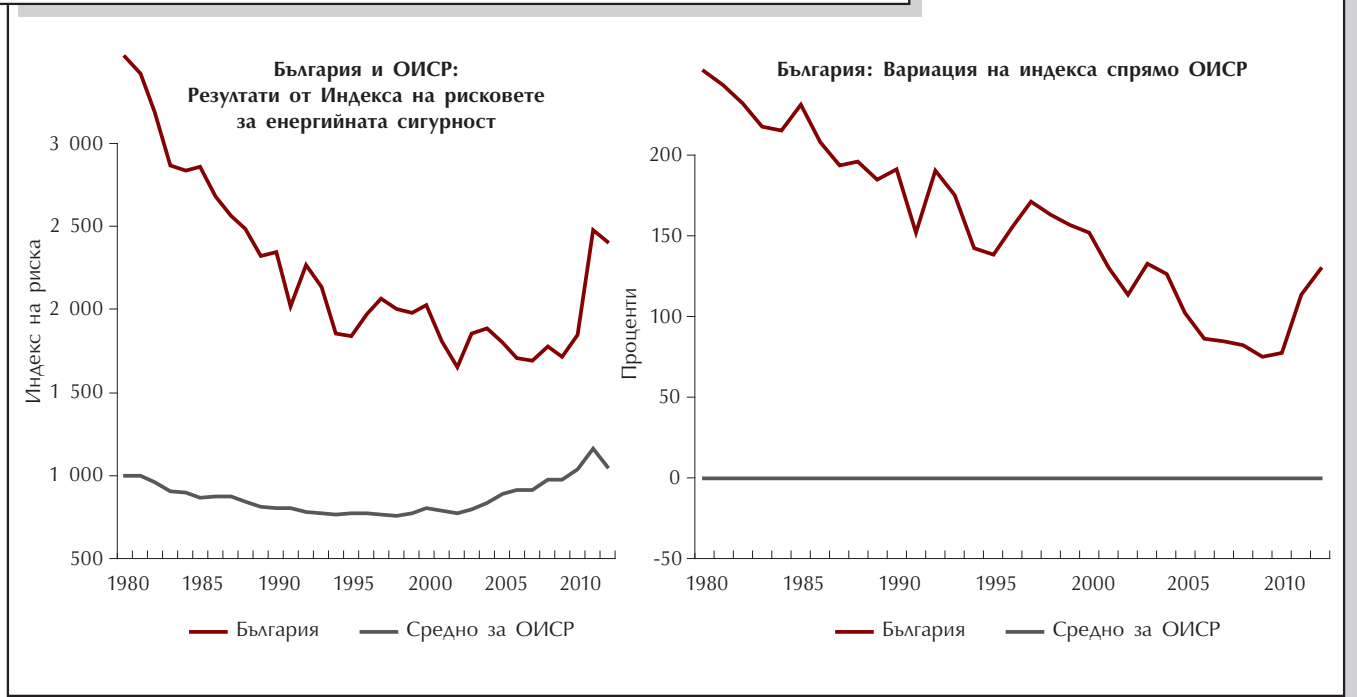
Таблица 3. Енергийни рискове пред България – резюме

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 <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 МИРЕС 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.

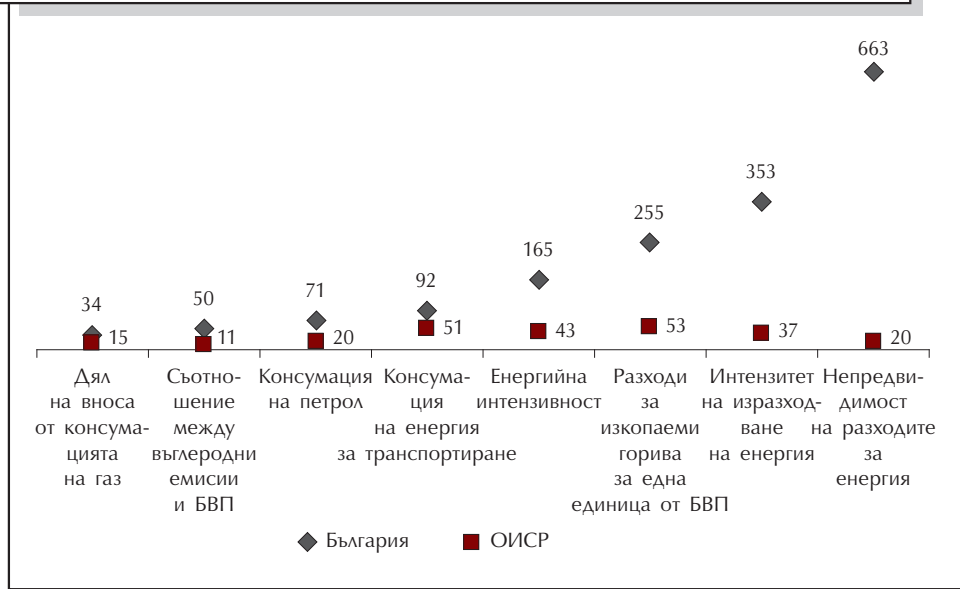
Другите по-ниски показатели на индекса на рисковете за енергийната сигурност са типични за по-слабо развитите страни. Тенденцията в емисиите на CO₂ и SO₂ на човек от населението са на по-ниско равнище от средното за ОИСР поради процеса на деиндустриализация на България след разпада на нейните централно 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 МИРЕС са **високите разходи за енергия и силната променливост в стойността на тези разходи.** Показателите за разход на енергия в МИРЕС отразяват разходите на

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



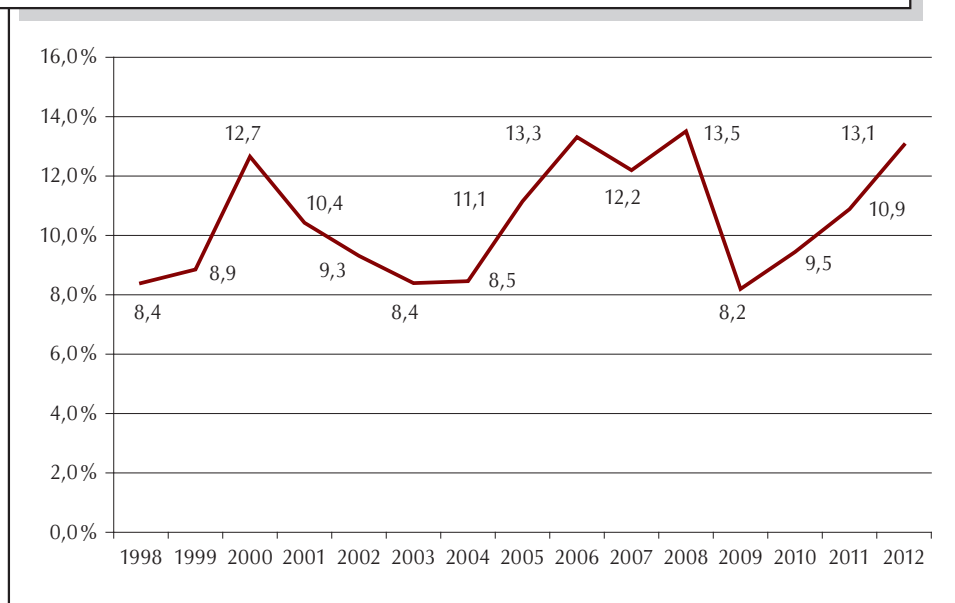
Източник: Институт за енергетика на 21-ви век.

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

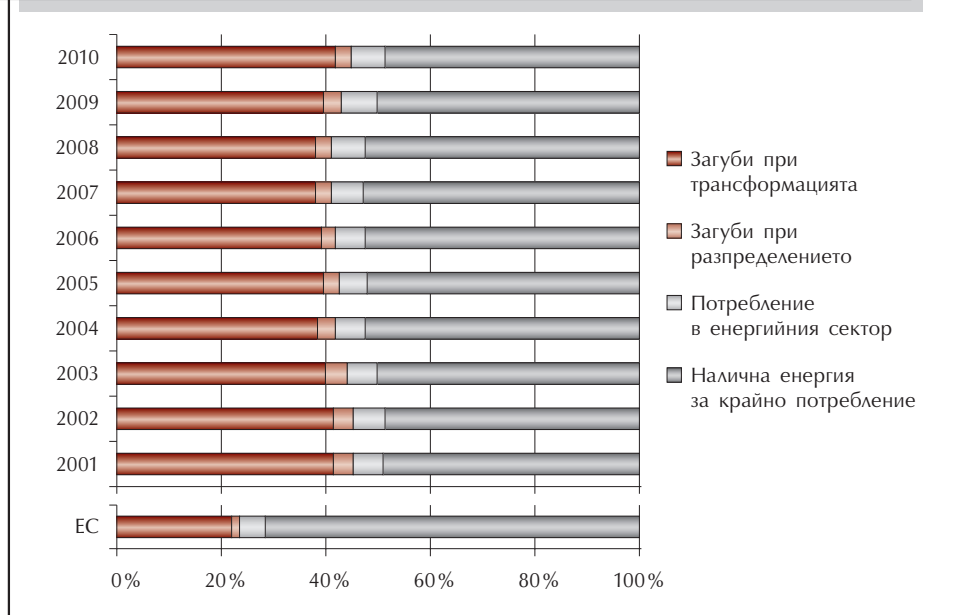
2.3.1. Енергийната ефективност: енергийни загуби и остаряла инфраструктура

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.

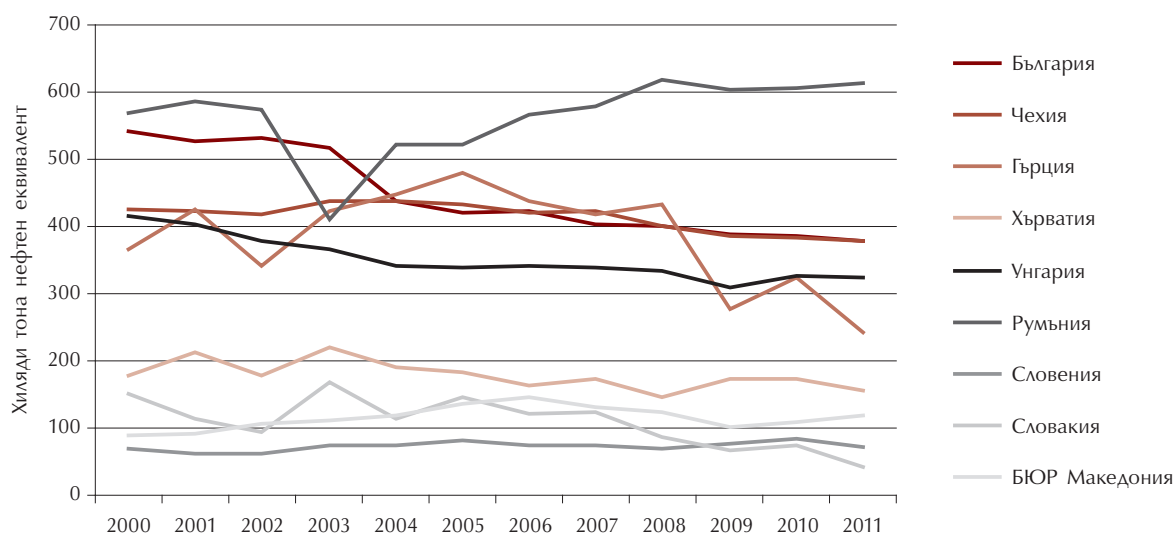
Въпреки таксуването на месечна база на клиенти за поддръжката на електрическата мрежа, през последните 20 години се наблюдава продължителна липса на инвестиции в мрежовата инфраструктура, което води до висока норма на амортизация и чести прекъсвания на електрозахранването. Когато през 2007 г. страната 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 Електроенергийния системен оператор (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 мрежа-

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

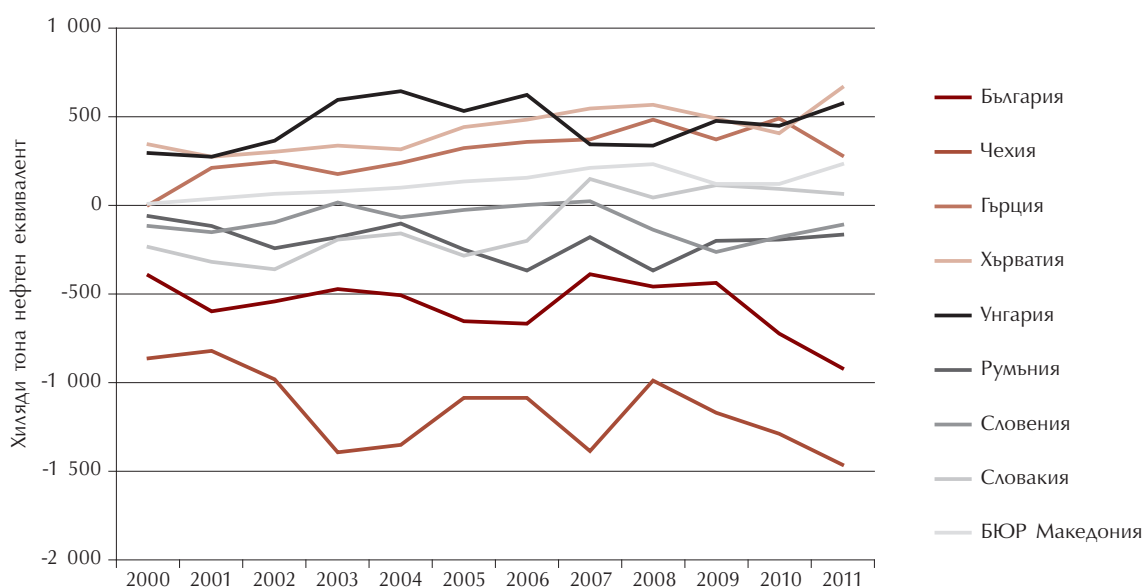
та като непреодолими, което ги прави и от ключово значение при поправките в закона за възобновяемите източници с цел ограничаване на тяхното развитие.

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 *Директивата за сградна енергийна ефективност* (ДСЕЕ). 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, който е 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 гради 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+ or 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.

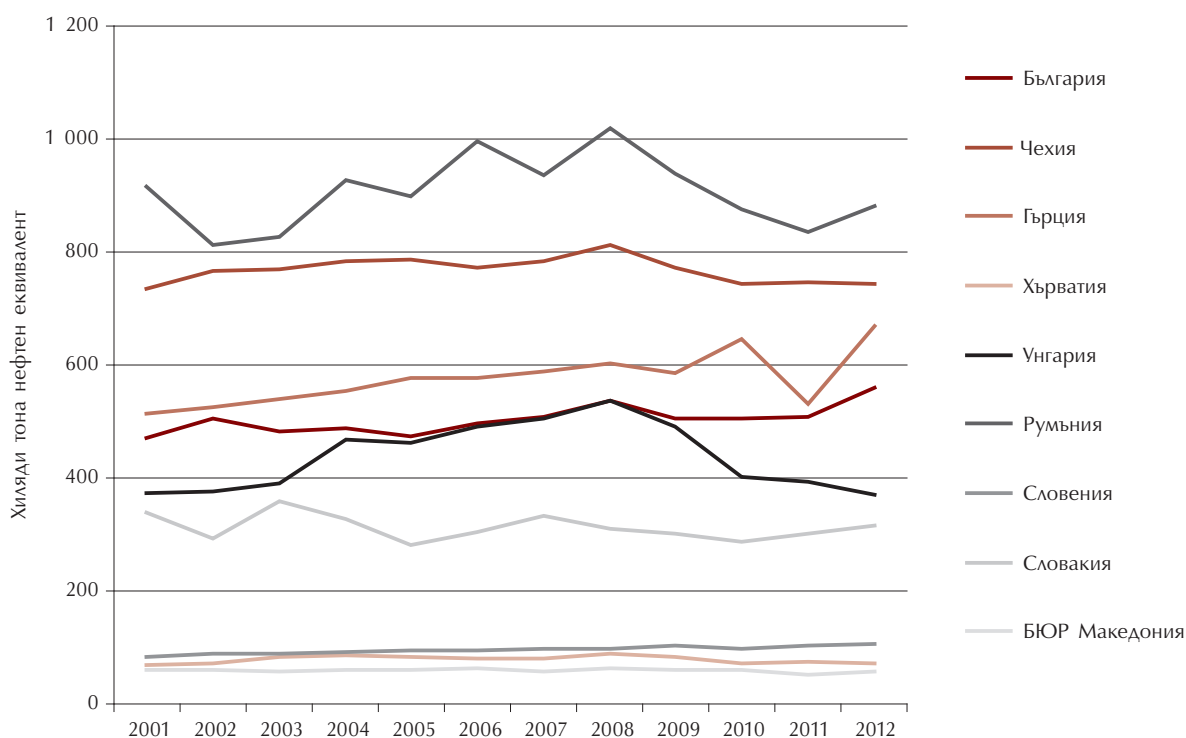
Унгария: Правителството осигурява финансиране за обновление на стари сгради и употреба на енергийно ефективни технологии в новопостроени сгради. Финансовата помощ е пропорционална на цената на ремонта и може да покрие до 60% от разходите. В случай, че дадена сграда е получила клас В и нагоре за енергийна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

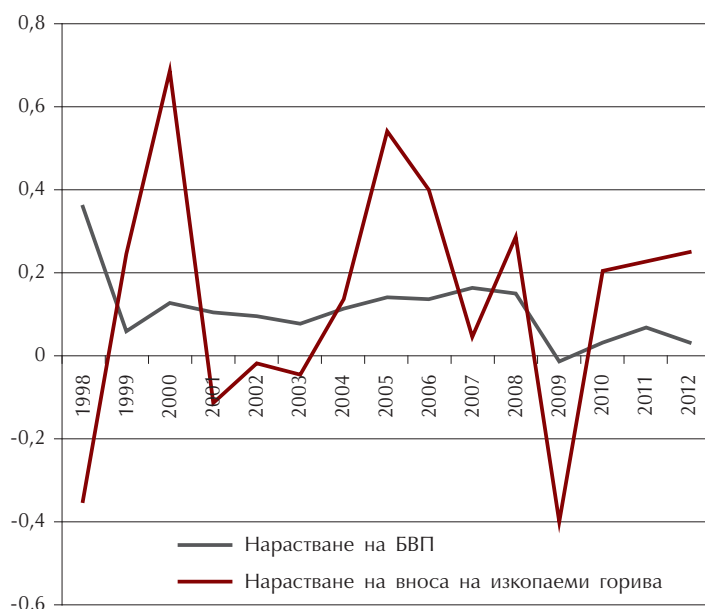
Естония: Притежателите на жилища получават средства, чиято големина е пропорционална на етикета за енергийна ефективност, поставен в следствие на обновлението. Това е една револвираща схема за финансиране на ремонтни дейности за оптимизиране на енергийната ефективност, основана на подхода „прави повече 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 (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 Европейски парламент, 2006 Директива 2006/32/ЕС.

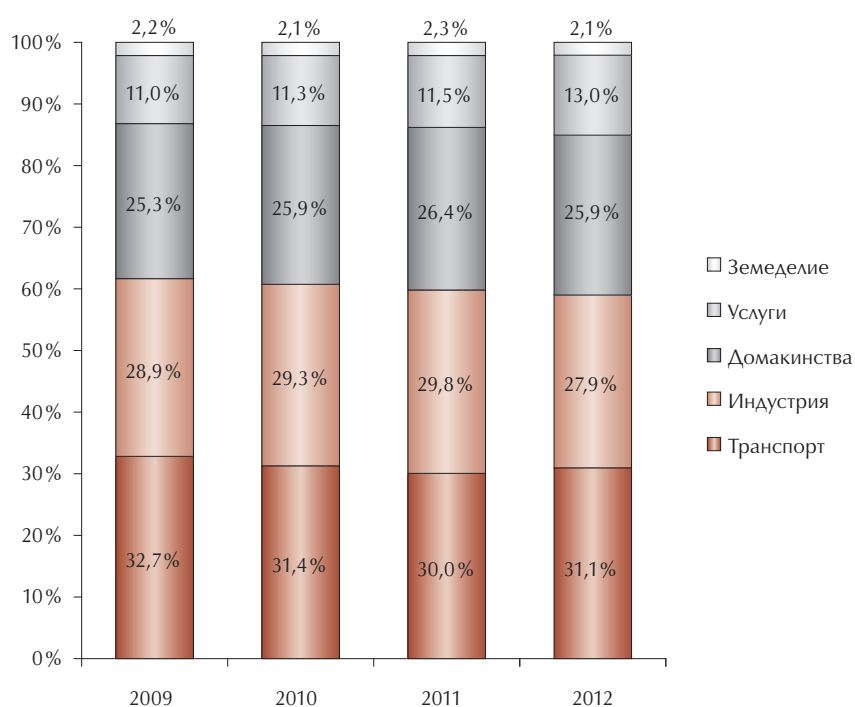
⁴⁸ Министерски съвет. *Втори национален план за действие по енергийната ефективност 2011 – 2013 г.*, 28.09.2011.

⁴⁹ Евростат 2012. Крайно потребление на енергия по сектори.

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 2012. Крайно потребление на енергия по сектори.

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 (ЕФРР) 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. От началото на проекта, едва 218 135 лв. са били усвоени, което говори за ниско ниво на ангажираност от страна на собствениците на жилища.

Кредитно споразумение за енергийна ефективност и възобновяема енергия (KCEEBE)

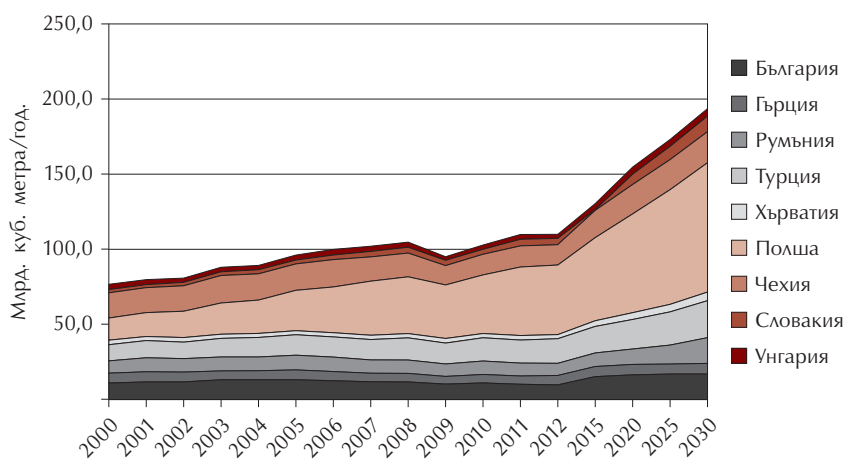
Собствениците на домове могат да се възползват и от съвместната програма на Агенцията за устойчиво енергийно развитие (AVER), Европейската комисия и Европейската банка за възстановяване и развитие, които създадоха фонд с бюджет 40 млн. евро за кредитно подпомагане на енергийната ефективност, активен 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-

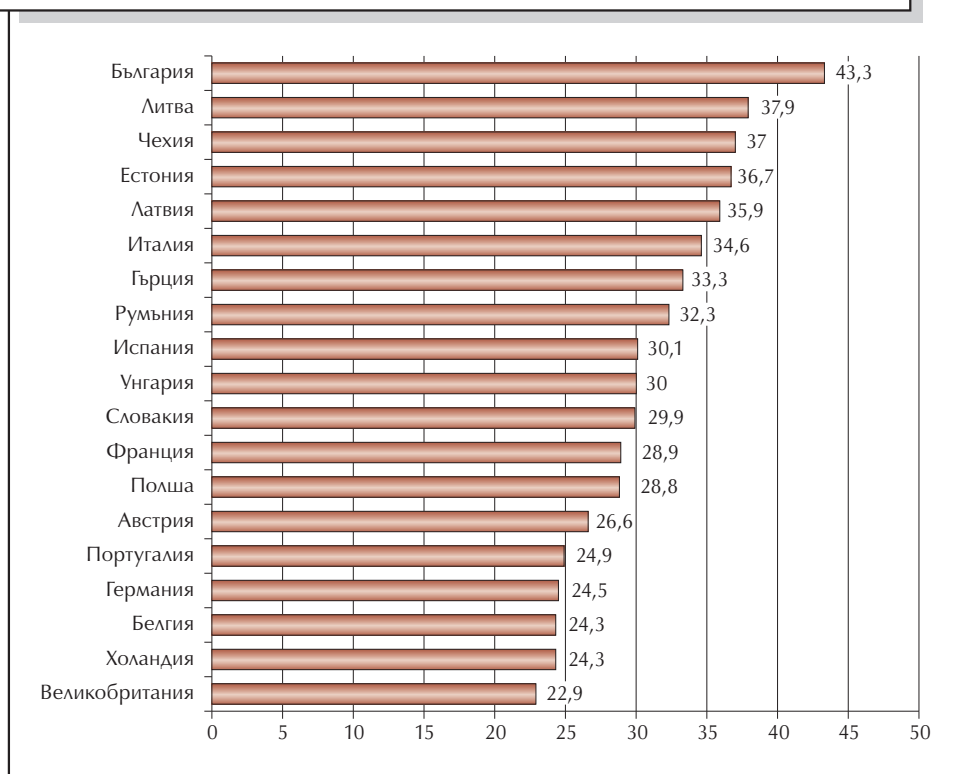
Фигура 16. Потребление на природен газ в Югоизточна Европа (2000 – 2030 г.)



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, 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 *de facto* 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 „вземи 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, секторът продължава да не бъде изцяло независим, въпреки че достъпът до преносната мрежа на газ в страната вече е отворен и за трети страни. 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 с друг монопол – 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	2,8	2,8	2,8	3,0	3,3
Търсене на нефт	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

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 Статистика на „Булгаргаз“ за 2012 г.

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“ също така разработи и започна добив от две сателитни находища – в Калиакра и Каварна, чиито добивен капацитет 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 „Тотал“, в партньорство с австрийската компания „ОМВ“ и испанската „Репсол“, през лятото на 2012 г. добиха правото да изследват блока „Хан Аспарух“, който граничи с териториалните води на Румъния, където изследователска дейност доведе до разкриването на 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 задържа 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 също разработва находището „Койнаре“ край

⁵⁵ Offshore Technology.com, Газово находище Галата, България, <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 „Френската компания Total ще започне проучвания за наличието на газ в блока „Хан Аспарух“ в дълбоките води на Черно море“, в-к Дневник, 24 юли, 2012 г.

⁵⁸ Енергийна информационна агенция на Съединените щати, „Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United State“ юни 2013 г.

Червен бряг. Българската компания „Овъргаз“ ще започне през август 2014 г., от своя страна, да сондира в блоковете „Провадия“ и „Тракия“, като оценката за залежите е близо 2 млрд. куб. метра. Има и няколко недовършени концесионни 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“ (TAP) 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., което е 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

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.

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.

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 (фрактинг) на шистовите пластове 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

⁶⁰ Енергийна информационна агенция на Съединените щати, “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United State”, юни 2013 г.

на 453 млрд. куб. м. До момента не е провеждано официално национално изследване относно потенциала на шистов газ в страната. Въпреки това, американската енергийна компания „Дайрект Петролиъм“ смята, че е открила 6 млрд. 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 180° в 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

⁶¹ „Shale Gas in Bulgaria – Is a Breakthrough Imminent“, Natural Gas Europe, 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.

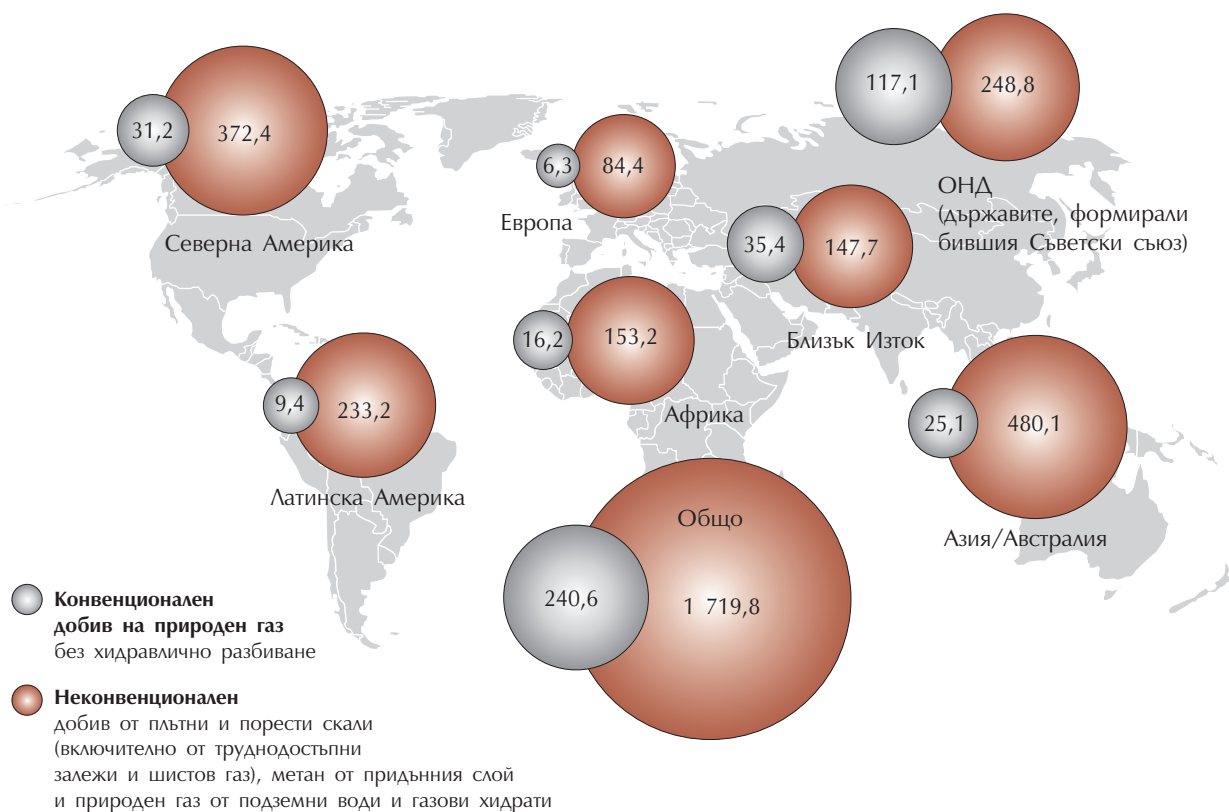
настоятелно за запазване на статуквото. Успешното разработване на залежите от шистов газ ще изисква енергийна политика, която да не се влияе от политическите промени в страната и от лобирането от страна на съществуващите доставчици на природен газ. Намесата на интересите на трети страни в енергийната политика на страната (най-вече на руски политически и икономически кръгове) пречи на основната цел на България, а именно насърчаването на енергийната независимост чрез местни ресурси, диверсификация на международните доставки и подобряването 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 (БП) 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 осезаемо намалени 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 намалят. 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 вътрешно-континентални 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, Хановер.

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. ЕПА обяви, че достъпните залежи от шистов газ в Полша са поне 148 трилиона кубически фута, а шистовите нефтени залежи достигат 1,8 милиарда барела. ЕПА 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, де факто, 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 „вземай 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 „вземай или плащай“, използвани от „Газпром“. „Вземай 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“, „Transgaz“, „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_dogovorite_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 последствия 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 на 3,5 млрд. евро, което е почти двойно на 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 от страна на държавата, 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“ – пълно запълване на 63 млрд. куб. м. Проектът също така не подобрява съществено нивото на енергийната сигурност на страната в бъдеще, защото

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

предоставя единствено 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 преодоговорени⁶⁸. 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 се явява и едновременно производител, и доставчик на газа, не може да притежава и да обслужва и преносните мрежи, както и да търгува с газа.
- 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 преодоговорена.

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 „Булгартрансгаз“, *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 интерколектори. 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 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. Втечненият природен газ 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 ДЕПА – 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 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 преустрояване 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, 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 внесения 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 „OMV България“. Независимо от

⁷⁵ Ницов, Б., Р. Стефанов, В. Николова и Д. Христов, „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, насочено срещу „Лукойл България“ за злоупотреба с господстващо положение на пазара на едро на дизел и безоловен 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 появиха 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 повлиява 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 (БЕХ), 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., Р. Стефанов, В. Николова и Д. Христов, „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.

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 погледнато, целият дефицит натрупан от 2005 г. насетне 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 нерезализиран 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 резките 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 високоэффективно производство, продажба само след покриването на първоначално заложените производствени нужди)”⁸⁷. Дефицитът се влоши от задържането на ръста на крайните сметки от държавата. 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 когенерационни 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. Според различни изчисления, 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 бе сгрешен още с първите предприети стъпки през 2008 г., тъй като нямаше адекватни буфери за преференциал-

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

⁸⁸ По данни на Българската фотоволтаична асоциация, цитирани от 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.

ните цени, 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 навременно 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 също така 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 дейност и развой, участие на експерти и неправителствени организации и други.

Енергийни колебания: разходи и рискове за стабилността на системата

Друг видим недостатък, продиктуван 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 прогнозируеми. 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", 2012 г., Любляна.

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 политиките 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 говори за 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 напълно да приложи 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 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 разрез 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 направи 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:

- Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (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_dkevrd_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 е поради 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.

3. УПРАВЛЕНСКИ ДЕФИЦИТИ В ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР НА БЪЛГАРИЯ

3.1. УПРАВЛЕНИЕ НА ДЪРЖАВНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Финансовото състояние на държавните предприятия в енергетиката се превърна в **сериозен проблем в периода 2011 – 2014 г.** Основните предизвикателства произлизат от вътрешната **задлъжнялост, липсата на ефективно управление и продължаващото финансово кървене на дружеството**, които подкопават икономическото здраве на компаниите от Българския енергиен холдинг (БЕХ). Липсата на достатъчно обществена информация относно параметрите на участие на определени държавни предприятия в големи енергийни инфраструктурни проекти предполага, че те са претрупани с непосилни за тях финансови, управленски и инфраструктурни проекти и социални функции, които не им позволяват да изпълнят своите инвестиционни програми. Липсата на капацитет за управление на големи проекти, който би помогнал да се идентифицират и избегнат рисковете свързани с тях, показва управленския колапс в енергетиката. „Булгаргаз“ и НЕК продължават да се намират в лошо финансово състояние, с изключително ниска ликвидност, което се дължи на проникването в държавните предприятия на множество частни интереси¹⁰⁵.

Прегледът на финансовото състояние на предприятията под шапката на БЕХ показва, че **НЕК, ЕСО и „Булгаргаз“ са отчели загуби за 2012 г.** (Фигура 28) **и 2013 г.** През 2012 г., „Булгаргаз“ регистрира загуби от 113 млн. лв., докато загубите на НЕК са повече от 94 млн. лв. Според ДКЕВР общият размер на натрупаните задължения в НЕК към 2014 г. е 2,9 млрд. лв., като 1,4 млрд. от тях са от инвестиции в нерегулирани дейности, а останалите 1,5 млрд. лв. са невъзстановени разходи, свързани с дейността „обществена доставка на електрическа енергия“¹⁰⁶. Двете компании са силно зависими от регулираните цени на природния газ и електроенергията. Държавно регулираните цени и липсата на пазарно ценообразуване са сериозни препятствия по пътя на финансовото стабилизиране на двете дружества. Слабите финансови резултати на НЕК могат да бъдат директно свързани и с включването на компанията в мащабни инфраструктурни проекти като АЕЦ „Белене“ и ВЕЦ „Цанков камък“. Към третото тримесечие на 2013 г. дългосрочните дългове на НЕК възлизат на 627,2 млн. лв.

¹⁰⁵ Тази част от доклада изследва състоянието на основните предприятия в БЕХ и се базира на анализ на годишните им отчети и финансови резултати, както са оповестени от Министерството на финансите.

¹⁰⁶ „ДКЕВР ще признае постепенно разходи за 1,5 от общо 2,9 млрд. лв. задължения на НЕК“, Атанас Георгиев, public.bg, 26 юни, 2014 г.

поради съществуващите неизплатени заеми за инвестиционни проекти, които дружеството е реализирало. В същото време финансовите индикатори на компанията показват, че едва 4 % от текущите разходи могат да бъдат изплатени без затруднение¹⁰⁷. Докато потребителите и производителите недоволстват срещу обявените увеличения на сметките, които се разглеждат основно като резултат от зелено енергийно производство, остава отворен въпросът кой ще покрие огромните разходи, които са натрупани от НЕК за големите енергийни проекти. Липсата на прозрачност на управлението на държавните енергийни компании създава голяма несигурност и неяснота относно предвижданията за паричните потоци на НЕК. Още повече че задлъжнялостта на НЕК се явява и като основен проблем при процеса на отделяне на Оператора на електроенергийната система (ЕСО)¹⁰⁸. Това е една от разпоредбите на ЕС за либерализация (според Третия енергиен пакет), чието забавяне ще изправи България пред процедури за неизпълнение и наказание. „Булгаргаз“ също е в застрашено финансово състояние заради неблагоприятните пазарни цени на вноса и поради факта, че компанията е задължена да продава газ на своите потребители на цени по-ниски от изкупните. БЕХ изкупи дълга на „Топлофикация – София“ към „Булгаргаз“, но това не доведе до по-добра ликвидност в предприятието.

Таблица 7. Финансови резултати на държавните енергийни предприятия, 2008 – 2013 г. (хил. лв.)

	2007 г.*	2008 г.*	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
Български енергиен холдинг								
Общо активи	1 156 969,00	2 595 023,00	2 812 369,00	2 826 957,00	2 937 377,00	3 082 401,00	3 726 792,00	Баланс
Общо пасиви	28 707,00	276 354,00	61 663,00	4 707,00	3 948,00	3 324,00	na	
Собствен капитал	1 128 262,00	2 318 669,00	2 750 706,00	2 822 250,00	2 933 429,00	3 079 077,00	3 147 423,00	
Текущи активи	84 581,00	665 928,00	311 369,00	306 204,00	479 109,00	647 515,00	na	
Инвентар	60,00	60,00	1,00	1,00	30,00	2,00	na	
Пари и парични еквиваленти	58 295,00	212 976,00	64 243,00	93 422,00	167 173,00	75 683,00	84 146,00	
Текущи задължения	28 190,00	276 027,00	58 135,00	2 675,00	2 591,00	3 044,00	na	
Дългосрочни дългове	517,00	327,00	3 528,00	2 032,00	1 357,00	280,00	na	

¹⁰⁷ Национална електрическа компания. „Годишен доклад 2012“, 2012 г.

¹⁰⁸ Предвидено е, че НЕК ще участва единствено в производството и търговията с електричество, а ЕСО ще се занимава с управлението на мрежата и преноса на електроенергия.

Таблица 7. Финансови резултати на държавните предприятия, 2008 – 2013 г. (хил. лв.) (Продължение)

	2007 г.*	2008 г.*	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
Български енергиен холдинг								
Печалба преди лихви и данъци	17 231,00	50 166,00	50 420,00	103 406,00	168 109,00	241 974,00	244 816,00	Отчет печалба и загуби
Печалба преди данъци	14 704,00	53 753,00	76 377,00	111 763,00	183 950,00	258 224,00	264 295,00	
Нетна (загуба)/ печалба	13 134,00	52 259,00	72 531,00	115 295,00	186 943,00	285 897,00	na	
Разходи за развитие и администрация	-906,00	-936,00	-992,00	-2 100,00	-2 551,00	-2 197,00	-306,00	
Парични потоци от оперативна дейност	-91 608,00	-65 099,00	-294 976,00	42 180,00	178 313,00	47 098,00	na	Отчет парични потоци
Парични потоци от инвестиционна дейност	-553,00	-280 220,00	-53 757,00	-13 001,00	-20 895,00	3 715,00	na	
Парични потоци от финансова дейност	na	500 000,00	200 000,00	na	-83 667,00	-142 303,00	na	
Свободен оперативен паричен поток	58 295,00	212 976,00	64 243,00	93 422,00	167 173,00	75 683,00	na	

* Български енергиен холдинг ЕАД, Индивидуален финансов отчет към 31 декември 2008 г.

	2007 г.*	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
Национална електрическа компания (НЕК)								
Общо активи	4 159 975,00	4 863 477,00	5 911 966,00	6 300 870,00	6 296 169,00	6 798 056,00	6 987 911,00	Баланс
Общо пасиви	1 274 275,00	1 794 728,00	1 968 473,00	2 245 916,00	2 237 952,00	2 551 869,00	2 855 955,00	
Собствен капитал	2 885 700,00	3 068 749,00	3 943 493,00	4 054 954,00	4 058 217,00	4 246 187,00	4 131 956,00	
Текущи активи	715 203,00	902 325,00	491 418,00	497 434,00	439 408,00	536 484,00	849 048,00	
Инвентар	35 249,00	25 780,00	16 986,00	13 345,00	11 677,00	12 551,00	13 213,00	
Пари и парични еквиваленти	142 316,00	160 003,00	59 617,00	84 410,00	45 784,00	47 625,00	34 505,00	
Текущи задължения	491 138,00	648 405,00	790 119,00	1 127 846,00	1 127 043,00	1 960 768,00	2 228 741,00	
Дългосрочни дългове	783 137,00	1 146 323,00	1 178 354,00	1 118 070,00	1 110 909,00	591 101,00	627 214,00	

Таблица 7. Финансови резултати на държавните предприятия, 2008 – 2013 г. (хил. лв.) (Продължение)

	2007 г.*	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
Национална електрическа компания (НЕК)								
Печалба преди лихви и данъци	na	96 153,00	-1 161	na	14 805,00	-192 727,00	-124 539,00	Отчет печалба и загуби
Печалба преди данъци	46 992,00	46 837,00	6 743,00	109 652,00	68 843,00	-99 919,00	-113 320,00	
Нетна (загуба)/ печалба	39 400,00	40 075,00	8 533,00	102 570,00	68 572,00	-94 075,00	-113 320,00	
Разходи за развитие и администрация	-174 798,00	-152 456,00	-141 923,00	-161 673,00	-156 818,00	-158 031,00	-121 549,00	
Парични потоци от оперативна дейност	123 509,00	135 744,00	216 675,00	413 877,00	326 425,00	103 919,00	78 360,00	Отчет парични потоци
Парични потоци от инвестиционна дейност	-227 079,00	-574 895,00	-281 765,00	-215 446,00	-225 649,00	-88 979,00	-54 280,00	
Парични потоци от финансова дейност	168 676,00	466 814,00	-35 382,00	-173 642,00	-139 401,00	-13 093,00	-37 200,00	
Свободен оперативен паричен поток	142 316,00	160 003,00	59 617,00	84 410,00	45 784,00	47 625,00	34 505,00	

* Национална електрическа компания; Консолидиран годишен финансов отчет към 31 декември 2007 г.; www.nek.bg/cgi?id=1906

	2007 г.*	2008 г.*	2009 г.*	2010 г.*	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
Булгаргаз								
Общо активи	569 954,00	698 677,00	563 627,00	616 748,00	675 581,00	682 632,00	404 018,00	Баланс
Общо пасиви	137 197,00	356 268,00	195 315,00	285 828,00	417 861,00	538 485,00	245 732,00	
Собствен капитал	432 757,00	342 409,00	368 312,00	330 920,00	257 720,00	144 147,00	158 286,00	
Текущи активи	420 582,00	556 126,00	451 912,00	532 497,00	622 848,00	657 919,00	389 169,00	
Инвентар	131 266,00	211 420,00	217 117,00	183 858,00	202 260,00	172 117,00	111 903,00	
Пари и парични еквиваленти	104 411,00	22 759,00	90 282,00	151 996,00	196 162,00	111 624,00	19 279,00	
Текущи задължения	123 119,00	356 197,00	144 995,00	285 828,00	377 670,00	499 935,00	193 965,00	
Дългосрочни дългове	14 078,00	71,00	50 320,00	291,00	40 191,00	38 550,00	51 767,00	

Таблица 7. Финансови резултати на държавните предприятия, 2008 – 2013 г. (хил. лв.) (Продължение)

	2007 г.*	2008 г.*	2009 г.*	2010 г.*	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
	Булгаргаз							
Печалба преди лихви и данъци	104 000,00	-98 680,00	62 743,00	-48 411,00	-58 310,00	-102 819,00	19 618,00	Отчет печалба и загуби
Печалба преди данъци	96 475,00	-93 751,00	33 761,00	-36 200,00	-73 133,00	-114 125,00	12 989,00	
Нетна (загуба)/ печалба	86 989,00	-90 543,00	30 156,00	-37 392,00	-73 200,00	-113 573,00	14 138,00	
Разходи за развитие и администрация	-74,00	-56,00	-203,00	-248,00	-143,00	-150,00	-111,00	
Парични потоци от оперативна дейност	85 847,00	-218 255,00	-48 664,00	61 154,00	50 060,00	-74 010,00	84 475,00	Отчет парични потоци
Парични потоци от инвестиционна дейност	-139,00	-108,00	-165,00	-3,00	-140,00	-57,00	-167,00	
Парични потоци от финансова дейност	18 703,00	136 681,00	-126 323,00	-2 717,00	-2 695,00	-1 966,00	-2 756,00	
Свободен оперативен паричен поток	104 411,00	22 759,00	90 282,00	151 996,00	196 162,00	111 624,00	19 279,00	

* Годишен доклад за дейността и финансов отчет 31 декември 2008 г.; 31 декември 2010 г.

	2007 г.*	2008 г.*	2009 г.*	2010 г.*	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
	Булгартрансгаз							
Общо активи	778 934,00	1 357 737,00	1 436 540,00	1 477 529,00	1 513 764,00	2 026 145,00	2 013 550,00	Баланс
Общо пасиви	35 724,00	108 667,00	106 522,00	85 710,00	83 433,00	147 133,00	145 803,00	
Собствен капитал	743 210,00	1 249 070,00	1 330 018,00	1 391 819,00	1 430 331,00	1 879 012,00	1 867 747,00	
Текущи активи	164 193,00	203 376,00	295 569,00	342 773,00	433 297,00	358 237,00	347 672,00	
Инвентар	32 768,00	35 637,00	28 425,00	25 083,00	26 243,00	26 235,00	32 717,00	
Пари и парични еквиваленти	68 097,00	4 258,00	153 450,00	254 168,00	100 208,00	72 221,00	223 442,00	
Текущи задължения	30 851,00	47 794,00	45 180,00	10 056,00	11 025,00	17 400,00	17 105,00	
Дългосрочни дългове	4 873,00	60 873,00	61 342,00	75 670,00	72 408,00	129 733,00	128 698,00	

Таблица 7. Финансови резултати на държавните предприятия, 2008 – 2013 г. (хил. лв.) (Продължение)

	2007 г.*	2008 г.*	2009 г.*	2010 г.*	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
Булгартрансгаз								
Печалба преди лихви и данъци	51 581,00	13 118,00	99 334,00	105 827,00	114 563,00	107 580,00	66 723,00	Отчет печалба и загуби
Печалба преди данъци	48 690,00	17 519,00	96 730,00	125 535,00	133 014,00	119 684,00	71 607,00	
Нетна (загуба)/ печалба	43 801,00	15 613,00	87 036,00	112 979,00	119 697,00	107 681,00	66 265,00	
Разходи за развитие и администрация	-38 205,00	-51 242,00	-52 526,00	-54 557,00	-51 984,00	-51 235,00	-52 988,00	
Парични потоци от оперативна дейност	85 312,00	-27 789,00	164 035,00	96 946,00	156 165,00	137 048,00	131 485,00	Отчет парични потоци
Парични потоци от инвестиционна дейност	-14 376,00	-14 785,00	-15 306,00	-1 780,00	-6 557,00	-34 726,00	-91 753,00	
Парични потоци от финансова дейност	-4 843,00	-19 265,00	3 100,00	-192,00	-75 877,00	-178 052,00	-71 280,00	
Свободен оперативен паричен поток	68 097,00	4 258,00	153 450,00	254 168,00	100 208,00	72 221,00	223 442,00	

* Доклад на независим одитор и годишен финансов отчет към 31 декември 2008 г.; 31 декември 2010 г.

	2007 г.*	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
АЕЦ „Козлодуй“								
Общо активи	1 851 428,00	1 832 865,00	1 899 397,00	2 038 905,00	2 086 729,00	2 590 422,00	2 515 042,00	Баланс
Общо пасиви	765 475,00	675 483,00	676 667,00	802 993,00	780 496,00	888 611,00	915 203,00	
Собствен капитал	1 085 953,00	1 157 382,00	1 222 730,00	1 235 912,00	1 306 233,00	1 701 811,00	1 599 839,00	
Текущи активи	468 000,00	509 894,00	525 022,00	597 280,00	667 416,00	758 651,00	735 459,00	
Инвентар	199 901,00	242 361,00	252 059,00	52 085,00	50 290,00	59 136,00	62 902,00	
Пари и парични еквиваленти	169 283,00	125 308,00	82 847,00	72 822,00	183 609,00	78 985,00	24 769,00	
Текущи задължения	133 223,00	129 886,00	141 400,00	212 508,00	214 512,00	314 627,00	280 785,00	
Дългосрочни дългове	632 252,00	545 597,00	535 267,00	590 485,00	565 984,00	573 984,00	634 418,00	

Таблица 7. Финансови резултати на държавните предприятия, 2008 – 2013 г. (хил. лв.) (Продължение)

	2007 г.*	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
АЕЦ „Козлодуй“								
Печалба преди лихви и данъци	15 693,00	107 051,00	82 053,00	77 285,00	220 260,00	221 250,00	75 207,00	Отчет печалба и загуби
Печалба преди данъци	4 044,00	80 073,00	72 114,00	66 938,00	216 203,00	208 340,00	77 763,00	
Нетна (загуба)/ печалба	3 459,00	70 801,00	64 890,00	60 437,00	114 192,00	146 584,00	13 915,00	
Разходи за развитие и администрация	-140 904,00	-143 955,00	-142 614,00	-138 034,00	-123 469,00	-124 562,00	-100 786,00	
Парични потоци от оперативна дейност	160 662,00	220 347,00	133 136,00	188 332,00	291 692,00	na	81 883,00	Отчет парични потоци
Парични потоци от инвестиционна дейност	-84 789,00	-133 556,00	-126 512,00	117 718,00	-85 884,00	na	-80 042,00	
Парични потоци от финансова дейност	-52 504,00	-131 860,00	-49 069,00	77 433,00	-95 021,00	na	-56 061,00	
Свободен оперативен паричен поток	169 283,00	125 308,00	82 847,00	72 822,00	183 609,00	na	24 769,00	

* Баланс на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД за 2007 г.; Доклад на независим одитор за 2011 г.

	2007 г.*	2008 г.*	2009 г.*	2010 г.*	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
ТЕЦ „Мини Марица Изток 2“								
Общо активи	717 437,00	858 950,00	1 239 461,00	1 270 662,00	1 385 552,00	1 621 261,00	1 583 898,00	Баланс
Общо пасиви	347 885,00	445 614,00	597 237,00	647 924,00	756 810,00	704 846,00	713 795,00	
Собствен капитал	369 552,00	413 336,00	642 224,00	622 738,00	628 742,00	916 415,00	870 103,00	
Текущи активи	130 102,00	139 091,00	145 593,00	116 055,00	138 322,00	101 347,00	134 862,00	
Инвентар	43 760,00	52 206,00	62 588,00	68 509,00	64 833,00	57 799,00	57 429,00	
Пари и парични еквиваленти	11 703	17 461,00	1 503,00	900,00	16 094,00	6 088,00	941,00	
Текущи задължения	110 439,00	152 825,00	228 121,00	211 534,00	297 181,00	338 133,00	382 349,00	
Дългосрочни дългове	237 446,00	292 789,00	369 116,00	436 389,00	459 629,00	366 713,00	331 446,00	

**Таблица 7. Финансови резултати на държавните предприятия,
2008 – 2013 г. (хил. лв.) (Продължение)**

	2007 г.*	2008 г.*	2009 г.*	2010 г.*	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
ТЕЦ „Мини Марица Изток 2“								
Печалба преди лихви и данъци	22 574,00	67 874,00	82 302,00	48 454,00	52 070,00	58 852,00	na	Отчет печалба и загуби
Печалба преди данъци	23 590,00	53 588,00	50 104,00	14 042,00	15 329,00	51 358,00	na	
Нетна (загуба)/ печалба	22 182,00	48 148,00	44 738,00	12 724,00	15 164,00	45 506,00	na	
Разходи за развитие и администрация	-72 809,00	-76 271,00	-70 039,00	-81 138,00	-95 791,00	-130 137,00	na	
Парични потоци от оперативна дейност	128 208,00	149 897,00	123 766,00	102 204,00	253 207,00	206 023,00	na	Отчет парични потоци
Парични потоци от инвестиционна дейност	-170 744,00	-222 601,00	-139 662,00	-149 959,00	-154 066,00	-121 005,00	na	
Парични потоци от финансова дейност	50 094,00	78 462,00	-62,00	47 152,00	-83 770,00	-92 925,00	na	
Свободен оперативен паричен поток	11 703,00	17 461,00	1 503,00	900,00	16 094,00	6 088,00	na	

* ТЕЦ МИ 2, Годишен финансов отчет за 2008 и за 2010 г.

	2007 г.*	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
ТЕЦ „Мини Марица Изток“								
Общо активи	522 558,00	735 042,00	782 619,00	775 174,00	782 604,00	1 106 369,00	1 089 542,00	Баланс
Общо пасиви	146 845,00	224 517,00	271 244,00	255 595,00	250 249,00	348 924,00	367 382,00	
Собствен капитал	375 713,00	510 525,00	511 375,00	519 579,00	532 355,00	757 445,00	722 160,00	
Текущи активи	191 040,00	201 584,00	225 607,00	193 095,00	212 461,00	251 359,00	217 634,00	
Инвентар	92 063,00	97 489,00	90 896,00	92 598,00	78 372,00	92 526,00	113 626,00	
Пари и парични еквиваленти	8 989,00	3 172,00	2 931,00	3 542,00	30 980,00	22 728,00	4 274,00	
Текущи задължения	59 621,00	107 986,00	146 226,00	117 845,00	103 339,00	159 375,00	151 073,00	
Дългосрочни дългове	87 224,00	116 531,00	125 018,00	137 750,00	146 910,00	189 549,00	216 309,00	

**Таблица 7. Финансови резултати на държавните предприятия,
2008 – 2013 г. (хил. лв.) (Продължение)**

	2007 г.*	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
ТЕЦ „Мини Марица Изток“								
Печалба преди лихви и данъци	na	5 907,00	8 659,00	11 374,00	23 983,00	8 441,00	-14 810,00	Отчет печалба и загуби
Печалба преди данъци	8 986,00	2 006,00	2 477,00	8 650,00	21 102,00	5 909,00	-17 085,00	
Нетна (загуба)/ печалба	8 018,00	1 648,00	1 592,00	9 350,00	18 715,00	5 362,00	-16 976,00	
Разходи за развитие и администрация	-51 321,00	-61 606,00	-67 291,00	-61 244,00	-98 867,00	-67 504,00	-33 840,00	
Парични потоци от оперативна дейност	66 026,00	44 762,00	8 976,00	na	86 364,00	31 601,00	-18 454,00	Отчет парични потоци
Парични потоци от инвестиционна дейност	-70 234,00	-52 097,00	-44 748,00	na	-25 860,00	-12 800,00	-6 500,86	
Парични потоци от финансова дейност	9 894,00	1 517,00	35 531,00	na	-31 586,00	-27 053,00	-22 753,01	
Свободен оперативен паричен поток	8 989,00	3 172,00	2 931,00	na	30 980,00	22 728,00	4 274,00	

* Огупорски доклад 2007 г.; http://www.marica-iztok.com/files/finance_info/file_25_bg.pdf

	2007 г.*	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
Електроенергиен системен оператор								
Общо активи	96 576,00	116 970,00	97 140,00	156 495,00	238 613,00	124 971,00	178 526,00	Баланс
Общо пасиви	38 210,00	52 059,00	75 808,00	58 008,00	58 195,00	53 271,00	106 033,00	
Собствен капитал	58 366,00	64 911,00	21 332,00	98 487,00	180 418,00	71 700,00	72 493,00	
Текущи активи	47 025,00	63 586,00	40 971,00	109 050,00	198 667,00	81 225,00	140 642,00	
Инвентар	8 788,00	16 267,00	15 859,00	12 794,00	12 285,00	12 476,00	15 930,00	
Пари и парични еквиваленти	9 844,00	5 941,00	516,00	1 369,00	32 835,00	16 752,00	13 487,00	
Текущи задължения	31 707,00	45 703,00	68 603,00	48 199,00	50 093,00	44 715,00	97 477,00	
Дългосрочни дългове	6 503,00	6 356,00	7 205,00	9 809,00	8 102,00	8 556,00	8 556,00	

Таблица 7. Финансови резултати на държавните предприятия, 2008 – 2013 г. (хил. лв.) (Продължение)

	2007 г.*	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	До септ. 2013 г.	
Електроенергиен системен оператор								
Печалба преди лихви и данъци	10 407,00	7 604,00	-46 820,00	86 425,00	116 735,00	-38 291,00	771,00	Отчет печалба и загуби
Печалба преди данъци	10 484,00	7 300,00	-47 427,00	85 741,00	116 226,00	-38 457,00	793,00	
Нетна (загуба)/ печалба	9 433,00	6 567,00	-42 715,00	77 155,00	104 595,00	-38 117,00	na	
Разходи за развитие и администрация	-12 754,00	-12 033,00	-12 393,00	-9 916,00	-9 974,00	-9 918,00	-7 592,00	
Парични потоци от оперативна дейност	12 561,00	-1 903,00	-973,00	na	35 357,00	-10 299,00	na	Отчет парични потоци
Парични потоци от инвестиционна дейност	-2 717,00	-2 000,00	-1 497,00	na	-3 891,00	-5 854,00	na	
Парични потоци от финансова дейност	na	na	-2 955,00	na	-509,00	-166,00	na	
Свободен оперативен паричен поток	9 844,00	5 941,00	516,00	na	32 835,00	16 752,00	na	

* http://www.tso.bg/uploads/file/ESO_finansov_otchet_2007_BG.pdf

Източник: Център за изследване на демокрацията, 2014 г., базирано на данни от МФ.

Държавните енергийни предприятия с позитивни финансови отчети в края на 2012 г., са ТЕЦ „Марица Изток 2“, въглищните „Мини Марица Изток“ (въпреки намалялото количество на добива на въглища) и АЕЦ „Козлодуй“. Въпреки това, заедно с АЕЦ „Козлодуй“, ТЕЦ „Марица Изток 2“ и „Мини Марица Изток“, НЕК поддържа високо равнище на краткосрочни задължения, докато всички държавни енергийни компании без „Булгартрансгаз“ и БЕХ се характеризират с **ниски нива на свободни парични потоци**. Нивото на „свободните парични потоци“ е ключов финансов индикатор, по-информативен дори от нетните доходи/приходи/загуби¹⁰⁹, тъй като раз-

¹⁰⁹ „Нетният доход“ се определя, като се извадят общите разходи на компанията от общите приходи на компанията, за да се определи с колко пари за разходи разполага компанията, а „свободните парични потоци“ са парите, налични за употреба по решение на управителя на дружеството.

крива количеството налични пари, с които компанията разполага за изразходване по свое усмотрение (например за бъдещи инвестиции). БЕХ завърши с консолидирана печалба 2013 г.¹¹⁰ Макар идеята за създаването на холдинга през 2008 г. беше да се подобри процеса на управление в държавните енергийни предприятия, той по-скоро играе ролята на спасител за дружества с подчертано лошо управление. Например, през 2008 – 2009 г., капиталът на холдинга беше увеличен с 204,5 млн. евро с цел да се позволят инвестиции и покриване на дълга на „Топлофикация – София“ към „Булгаргаз“. Вместо това, холдингът се превърна в основен акционер на „Топлофикация – София“ и към 2013 г., процедурите по установяване на контрола на холдинга в централната отоплителна система на столицата, все още не са завършени¹¹¹.

БЕХ преразпределя средства от по-печелившите компании към по-слабо развиващите се, което заедно със задължителното предварително плащане на дивиденди за бюджета (80 % задължително изплащане на дивиденди за бюджета), източни средствата за инвестиране от финансовите запаси на БЕХ и на компаниите под шапката на дружеството. По-добре представящите се държавни енергийни компании изплащат голямата част от приходите си като дивиденди на БЕХ, който, на свой ред, предлага заеми с ниска лихва на слабите компании. Например през 2008 г. БЕХ предложи обратно кредитно финансиране на „Булгаргаз“. Решението беше подновено през 2013 г. и тази практика продължава. През 2009 г. БЕХ отпусна заем на „Мини Марица Изток“ от средствата на холдинга, които бяха предназначени за инвестиции, за да покрие належащи текущи разходи на минната компания. Други 103 млн. лв., също предназначени за инвестиции, бяха препратени към НЕК, за да се покрият неизплатените заеми за ВЕЦ „Цанков камък“¹¹².

След като е очевидно, че гореописани практики не могат да покрият издръжката на холдинга, БЕХ се подготвя да пусне облигации и да предложи миноритарен дял на външна фондова борса¹¹³. Влошаващото се финансово състояние и намаляващите кредитни рейтинги на компаниите в БЕХ, заедно с неблагоприятните прогнози за развитие, подкопават изпълнимостта на бъдещите планове за продажба, както под формата на първично предлагане на ценни книжа, така и чрез продажба на миноритарни дялове. Според много анализатори, БЕХ няма да може да стигне до първично предлагане на ценни книжа поне още 2 години. Може да се заключи, че мениджмънтът на компаниите в БЕХ няма възможността да подобри финансовата им стабилност, тъй като базира решенията си върху социалните приоритети на

¹¹⁰ БЕХ очаква печалба от 36 млн. лв. за 2012 г., в. Капитал, 12 декември, 2012 г., http://www.capital.bg/biznes/kompanii/2012/12/20/1973562_beh_ochakva_pechalba_ot_36 mln_lv_za_2012_g/

¹¹¹ Български енергиен холдинг. 2011 г. „Годишен доклад за дейностите и финансов отчет“.

¹¹² Агенция за държавна финансова инспекция. 2009. „Доклад за извършената финансова инспекция на Министерството на икономиката, енергетиката и туризма“.

¹¹³ Плановите включват издаването на облигации за поне 350 млн. евро през 2012 и получаване на кредитен рейтинг от Фич. Въпреки това правителството замрази плановите за продажба на миноритарния дял в БЕХ на чужди фондови борси, тъй като текущите пазарни условия бяха оценени като неблагоприятни.

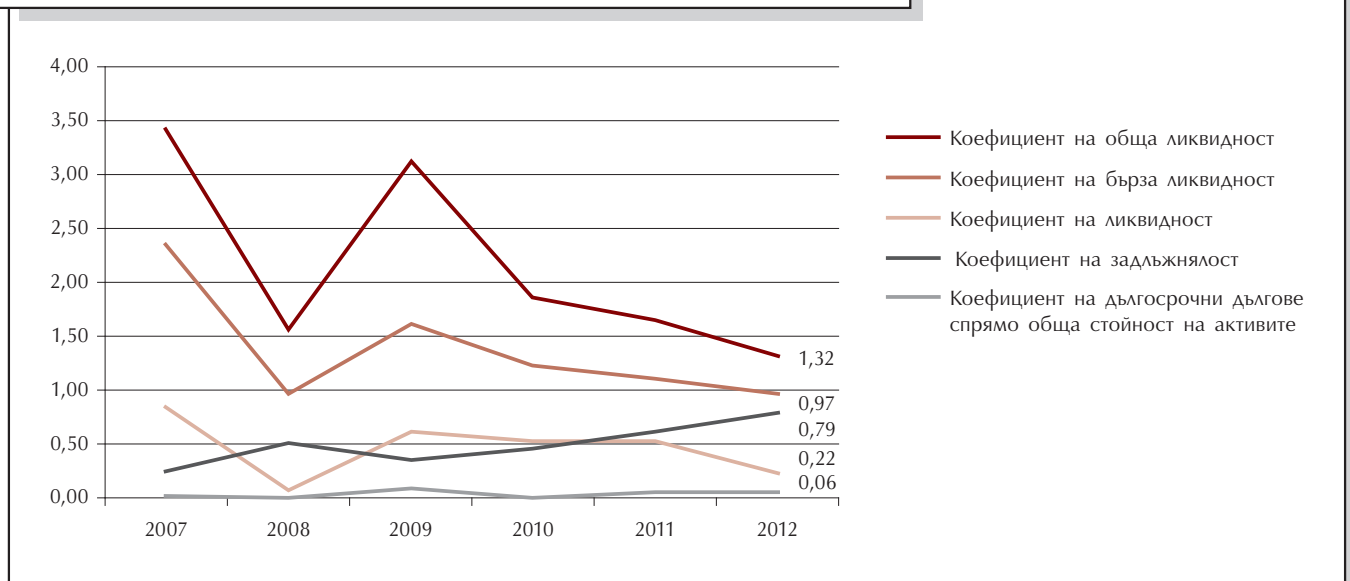
правителството. В този случай източник на проблемите не е управлението на БЕХ само по себе си, а директната намеса на правителството, което не съумя да реструктурира БЕХ и неговите компании поради липса на ясна стратегия и визия.

Дългово бреме и ликвидност за НЕК и „Булгаргаз“ – анализ на ключовите финансови индикатори за представянето на компанията

Финансовите резултати на НЕК и „Булгаргаз“ показват непрекъснато влошаване след 2007 г. Най-значително засегнати са нивата на ликвидност и на свободни парични потоци, а дълговете продължават да се натрупват. Възможностите на държавните компании да изплащат своите краткосрочни и дългосрочни задължения са поставени под въпрос. НЕК се намира в състояние на технически фалит. „Булгаргаз“ също е в изключително затруднено финансово положение (Фигура 22 и Фигура 23).

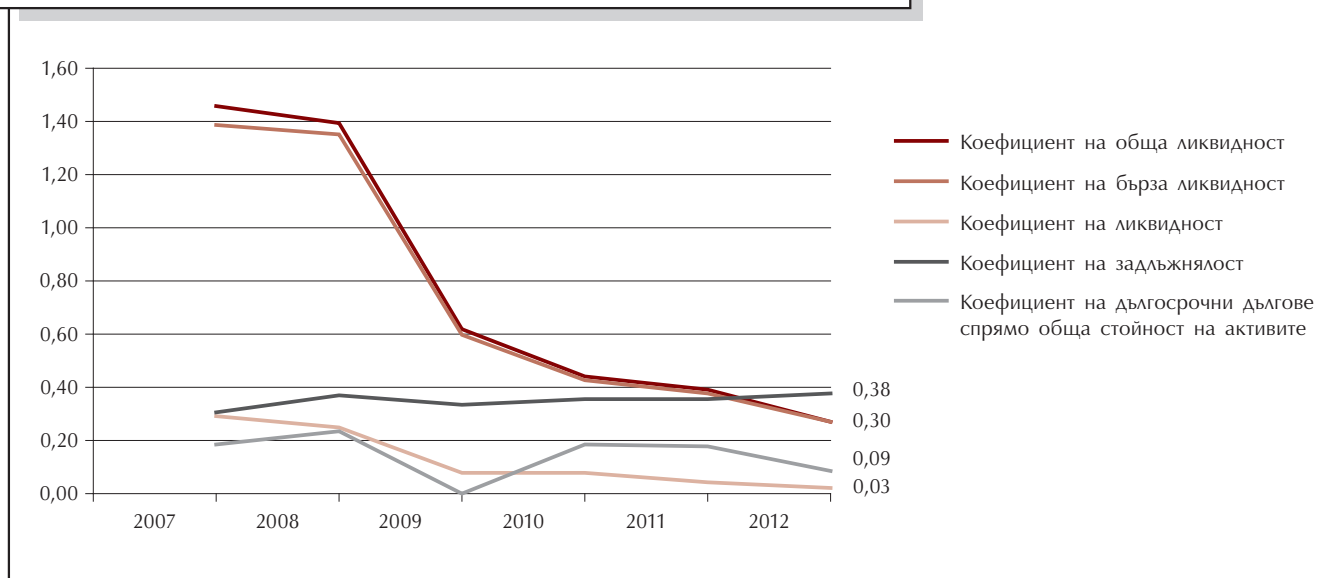
- **Коефициентът на текуща ликвидност** изразява съотношението между текущите активи и текущите задължения. То показва възможността компанията да посрещне краткосрочните си задължения (дългове и други дължими суми за изплащане) чрез краткосрочните си активи (пари в брой, запаси, пари за получаване). Колкото по-висок е този коефициент, толкова по-способна е компанията да покрие задълженията си. Коефициент, който е около или под 1, подсказва, че компанията няма възможност да покрие дължимите суми, ако те станат изискуеми. Коефициентът на обща ликвидност на НЕК е много под допустимата стойност от 1 – около 0,30, докато резултатът на „Булгаргаз“ е по-добър и минава над техническата граница на фалит с коефициент 1,32.

Фигура 22. Финансови показатели на Булгаргаз (2007 – 2012 г.)



Източник: Център за изследване на демокрацията, базирани на данни от Министерство на финансите.

Фигура 23. Финансови показатели на Националната електрическа компания (2007 – 2012 г.)



Източник: Център за изследване на демокрацията, базирани на данни от Министерство на финансите.

И двете компании демонстрират сериозно влошаване през последните няколко години, като техните коефициенти са спаднали съответно с 78,5 % за НЕК и с 61,4 % за „Булгаргаз“ спрямо нивата от 2007 г.

- Коефициентът на бърза ликвидност** е индикатор за краткосрочната ликвидност на компанията. Той измерва способността на дружеството да покрие краткосрочните си задължения чрез най-ликвидните си активи. За тази цел коефициентът изключва запасите от наличните активи и след това ги разделя на наличните задължения. Коефициентът на бърза ликвидност измерва количеството ликвидни активи налице за всяка единица от наличните задължения. Например, коефициент от 1,5 означава, че компанията има 1,5 лева ликвидни активи, с които да покрие всеки 1 лев от налични задължения. Колкото по-висок е коефициентът, толкова по-добра ликвидна позиция има компанията. Коефициентът на бърза ликвидност както на НЕК, така и на „Булгаргаз“ е под 1 – 0,37, което показва, че компаниите имат много ограничен достъп до ликвидни активи и имат нужда от външно финансиране, ако се наложи да изплатят задълженията на кредиторите си в момента. Наблюдава се негативна тенденция на непрекъснато намаляване на коефициента за периода 2007 – 2012 г. и при двете компании.
- Коефициентът на обща ликвидност** изразява способността на компанията да изплати краткосрочните си задълженията към кредиторите от общите си пари в брой. Получава се, като се раздели общото количество пари в брой на краткосрочните заеми. Показва колко пъти краткосрочните заеми могат да бъдат обслужени с парите в брой. Ако стойността е по-голяма от 1, това означава пълно покритие. Коефициентите за ликвидност на НЕК и „Булгаргаз“ са значително под 1, респективно 0,03 и 0,22. Негативна тенденция за постоянно намаля-

ване на коефициента се наблюдава и при двете компании за периода 2007 – 2012 г.

- **Коефициентът на задлъжнялост** е финансов коефициент, който измерва съотношението на дълга на една компания към активите ѝ. Той се определя като се съпоставят общият дълг и общите активи на компанията, измерени в проценти и може да бъде интерпретиран като частта от активите на компанията, които се финансират чрез дългове. Колкото по-висок е този коефициент, толкова по-голяма е кредитната зависимост, съответно финансовият риск на компанията. Коефициентите за задлъжнялост на НЕК и „Булгаргаз“ са под 1, но се наблюдава постоянна негативна тенденция на увеличение в периода 2007 – 2012 г. и за двете компании. Има подозрение, че реалните коефициенти дълг/активи могат да са неточни, ако активите не са правилно оценени според пазарната им оценка (т.е. да се поддържат изкуствено на по-високи стойности). Някои от активите са всъщност задължения или неотчетени загуби, както в случая с разходите по строежа на АЕЦ „Белене“.
- **Коефициентът дългосрочни задължения спрямо обща стойност на активите** е показател, представляващ дялът от корпоративните активи, финансирани със заеми и финансови задължения, със срок на погасяване от повече от една година. Коефициентът предоставя най-обобщената оценка за финансовата позиция на компанията, включително възможността ѝ да покрива финансовите изисквания по неизплатени заеми. Намаляването на коефициента година за година означава, че компанията прогресивно успява да стане по-малко зависима от дългосрочни дългове при развитието на бизнеса си и обратно. В случая с „Булгаргаз“ и НЕК, този индикатор е единственият, който показва положителни резултати за двете компании. Това дава основание да се предположи съществуването на дългосрочни буфери за кредитиране, което би било начин да се измъкнат от трудната текуща финансова ситуация.

Каре 9. Продажбата на еврооблигации от БЕХ и кредитен рейтинг

През октомври 2013 г. Българският енергиен холдинг (БЕХ) записа облигационна емисия в размер на 500 млн. евро. Към емисията бяха подадени заявления в размер на над 1,2 млрд. евро. Беше обявено, че 250 млн. евро от заема ще бъдат използвани за покриването на мостово финансиране, осигурено от „Сити груп“ за погасяване на дълговете на НЕК от пролетта на 2013 г. към „БНП Париба“ във връзка с проекта АЕЦ „Белене“. Остатъкът ще бъде използван за финансирането на нови газопроводи и покриването на дефицити, натрупани от дъщерните дружества.

5-годишните облигации с доходност 4,25 % са на стойност 99,837 и носят печалба от 4,287 %, което съответства на 320 базисни точки над базисния лихвен процент на междубанковия пазар. Около емисията имаше различни притеснения, свързани най-вече с политическата обстановка в страната и със самия начин на емитиране, което доведе до по-високи дивиденди. Цената на облигациите от 200 базисни точки над държавните облигации е малко по-голяма от премиума, предлаган от други енергийни компании в Централна и Източна Европа.

Каре 9. Продажбата на еврооблигации от БЕХ и кредитен рейтинг (Продължение)

В началото на ноември „Фич“ присъди рейтинг “BB+” на облигационната емисия, което е в съответствие със стабилния рейтинг на издателя БЕХ, дължащо се на доминантната позиция на холдинга на българския енергиен и газов пазар и стабилните му взаимоотношения с държавата. Събитията, които могат да доведат до понижаване на рейтинга, включват невъзможност да се поддържа достатъчна ликвидност, негативна промяна в държавния рейтинг или влошаване на връзките между БЕХ и държавата. Повишаването на рейтинга може да бъде резултат от по-стабилно корпоративно управление и напредък в либерализацията на местния енергиен пазар.

Инвестиционни и ремонтни дейности в предприятията от БЕХ

Финансовите резултати на предприятията директно влияят на растежа и инвестиционните възможности за идни финансови периоди. Тъй като финансовите индикатори на държавните енергийни компании са се влошили, инвестиционните и ремонтните им бюджети са намалени и/или не могат да бъдат изпълнени. **При енергетиката невъзможността за адекватно финансиране на ремонтни и инвестиционни дейности води до намаляване на сигурността на доставките, като се увеличават рисковете от технологични нарушения (като прекъсвания на електроподаването) и потенциални екологични катастрофи. През 2012 г. предприятията в БЕХ имаха финансови затруднения и не бяха в състояние да посрещнат първоначално планираните инвестиционни и ремонтни цели.** Ситуацията около АЕЦ „Козлодуй“ е особено обезпокоителна, тъй като финансовите проблеми, комбинирани с административно регулираните цени, имат неизбежен отрицателен ефект върху необходимите средства за капиталови разходи (Таблица 8). Негативните финансови резултати на „Булгаргаз“ през 2012 г. попречиха на компанията да си осигури нужното количество газ за захранване на подземното хранилище в Чирен.

Прозрачност и публична отчетност

Непрозрачната система на управление на държавните енергийни дружества е благодатна за злоупотреби с обществени средства и сериозно накърнява интересите на компаниите. От жизнена необходимост е установяването на система за обществен контрол, която да гарантира прозрачността на управление и да подобри мениджмънта на държавните компании. Българското законодателство за контрол и наблюдение върху финансовото състояние на държавните предприятия и търговски дружества (Постановление 114)¹¹⁴ задължава всички държавни компании да представят: 1) отчети за приходите и разходите на годишна база, както и за всяко тримесечие, и 2) счетоводен баланс и допълнителни финансови анализи, базирани на представените ре-

¹¹⁴ Министерски съвет. Постановление № 114 от 10 юни 2010 г. за наблюдение и контрол върху финансовото състояние на държавни предприятия и търговски дружества с над 50 на сто държавно участие в капитала и на дружествата, които те контролират.

Таблица 8. Изпълнение на програмите за инвестиции и ремонти на предприятията от Български енергиен холдинг (2009 – 2012 г.)

Инвестиционна програма	2009 г.		2010 г.		2011 г.		2012 г.	
	Изпълнение (млн. лв.)	% Изпълнение	Изпълнение (млн. лв.)	% Изпълнение	Изпълнение (млн. лв.)	% Изпълнение	Изпълнение (млн. лв.)	% Изпълнение
ТЕЦ „Мини Марица“ ЕАД	94	73 %	88	94 %	46	52 %	66	61 %
ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД	114	67 %	163	92 %	196	117 %	86	39 %
АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД	147	59 %	211	82 %	142	74 %	73	37 %
НЕК ЕАД	340	132 %	373	101 %	87	113 %	207	37 %
Булгаргаз ЕАД	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Булгартрансгаз ЕАД	16	39 %	3	33 %	8	8 %	31	24 %
ЕСО	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Програма за обновяване	Изпълнение (млн. лв.)	% Изпълнение	Изпълнение (млн. лв.)	% Изпълнение	Изпълнение (млн. лв.)	% Изпълнение	Изпълнение (млн. лв.)	% Изпълнение
ТЕЦ „Мини Марица“ ЕАД	49	92 %	52	132 %	55	86 %	64	98 %
ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД	51	96 %	24	79 %	23	58 %	35	143 %
АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД	71	139 %	55	100 %	38	55 %	37	45 %
НЕК ЕАД	52	128 %	55	100 %	32	99 %	24	47 %
Булгаргаз ЕАД	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
Булгартрансгаз ЕАД	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд
ЕСО	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд	нд

Източник: Център за изследване на демокрацията, базирано на данни от Министерство на финансите.

зултати. Анализът на спазването на тези задължения от страна на държавните компании води до следните изводи:

- Към момента **повечето компании предоставят само допустимия минимум изискуема финансова информация** според Постановление 114;
- Докладите от редица държавни енергийни дружества **не съдържат изискуемите допълнителни анализи на представените резултати**;
- Липсва последователност и съответствие в предоставяната информация в докладите, изготвяни от АЕЦ „Козлодуй“, НЕК, ЕСО, „Булгаргаз“ и „Булгартрансгаз“.

Допълнителен анализ на механизма за разкриване на финансова информация от държавните дружества, който понастоящем е в сила в България, открий следните основни проблеми:

- Мини „Марица Изток“, ТЕЦ „Марица Изток 2“, АЕЦ „Козлодуй“ и „Булгартел“ не публикуват годишни финансови отчети на техните официални сайтове.
- Често една и съща фирма представя различна структура на информацията за няколко последователни отчетни периода, като по този начин се възпрепятства сравнението на данните за различните периоди.
- Има разминавания между годишните отчети, качени на Интернет страницата на Министерството на финансите, и годишните отчети, качени на фирмите страници (по-специално за НЕК и ЕСО).
- Липсва нужният допълнителен финансов анализ (анализите на финансовите резултати и на ключовите индикатори за изпълнение) за голяма част от държавните предприятия. Само АЕЦ „Козлодуй“, НЕК, ЕСО, „Булгаргаз“ и „Булгартрансгаз“ публикуват такава информация.
- Има някои фактологични грешки в представената информация, най-вече в тази за ТЕЦ „Марица Изток 2“.
- Във финансовите отчети, качени на страницата на Министерството на финансите, липсва отчет за паричните потоци и/или неконсолидирана информация за тях. Вместо това, балансите на компаниите съдържат само крайният свободен паричен поток за отчетния период (с изключение на тези за „Булгаргаз“, НЕК, ЕСО, и „Булгартрансгаз“).

3.2. ГОЛЕМИТЕ ИНВЕСТИЦИОННИ ПРОЕКТИ: ПОСЛЕДНИ СЪБИТИЯ

3.2.1. Проектът АЕЦ „Белене“

Плановите за строителство на втора АЕЦ в България близо до Белене започват през 70-те години и проектът е спиран и рестартиран няколко пъти. Той повдига редица въпроси от гледна точка на енергийната сигурност на страната. Поддръжниците му акцентират върху възможността за производство на енергия в големи количества, докато опонентите му предупреждават за неизбежната зависимост на проекта от внос на горива и технологии. Така изграждането на АЕЦ „Белене“ става тема на постоянен дебат, особено след подновения интерес след 2002 г. Проектът е поддържан през последните 5 години не без помощта на съществуващото ядрено лоби в България¹¹⁵. Въпреки това икономическата изпълнимост на проекта е под въпрос от самото му обявяване. Например, планът за развитие на енергийния сектор на ЕСО за 2010 – 2020 г.¹¹⁶ предлага два сценария (един за минимален и един за максимален растеж в потреблението на електричество) и отбелязва, че добавянето на АЕЦ „Белене“ към българската енергийна система би довело до излишък от произведено електричество, равняващо се на над 12 000 гигаватчаса до 2020 г. Следователно, според плана жизнеспособността на проекта АЕЦ „Белене“ зависи от съществуването на дългосрочни междуправителствени

¹¹⁵ Енергетика и добро управление: тенденции и политики, Център за изследване на демокрацията, 2011.

¹¹⁶ Електроенергиен системен оператор. 2010. План за развитието на електро-преносната система в България за периода 2010 – 2020 г.

договори между България и други (съседни) страни и изграждането на допълнителен преносен капацитет.

Прогнозните цени на проекта АЕЦ „Белене“ не са подновявани след 2012 г., а изцяло липсва и анализ за пазарната перспектива за проекта. Цената на АЕЦ „Белене“, съответно цената на електроенергията, произведена от АЕЦ-а, е обект на значителна полемика. Засега са публикувани само част от разходите (цената за строежа без лихвите по заемите възлиза на около 4 милиарда евро). Приблизителните оценки за допълнителни разходи (като достъп до мрежата, администрация на проекта и т.н.) и ескалации (индексиращи към инфлацията цени), образуват цена, достигаща допълнителни 6-7 милиарда евро. Тези оценки станаха достояние на обществото едва наскоро. Нещо повече, финансирането на проекта като цяло отсъства от публичните дебати поради факта, че проектите за ядрени централи са изключително капиталоемки (включват огромни суми за предварително плащане) и сериозен дял лихви. Пълната цена на проекта¹¹⁷ от над 10 милиарда евро¹¹⁸ предизвика обществено напрежение, след като бе обявена.

Нespoменатата информация е от ключово значение за определяне на цената на електроенергията, която ще бъде произвеждана от АЕЦ „Белене“, тъй като 75-80 % от цената на енергията, произведена от АЕЦ, се определя от размера на първоначалната инвестиция¹¹⁹. Докато оперативните разходи на една АЕЦ са относително ниски, нейните капиталови разходи са най-високи от тези на всички съоръжения за производство на енергия и разходите за финансиране на тези първоначални капиталови разходи са значителни. Това означава, че ниските цени на електроенергията, произвеждана от АЕЦ „Козлодуй“ в момента се дължат на факта, че капиталовите разходи на централата вече са амортизирани (съответно цената за потребителите включва единствено текущите разходи за поддържането на производството). От друга страна, за електроенергията, произведена от АЕЦ „Белене“, българските потребители ще трябва да покрият целите капиталови, операционни и финансови разходи. Съответно, приблизителните оценки за цената на електроенергията, произведена от АЕЦ „Белене“ на базата на най-новата обща оценка на разходите по проекта, едва ли ще съвпадат (а най-вероятно значително ще превишат) цените на електроенергията от съществуващия изплатен АЕЦ „Козлодуй“.

Ето защо, от гледна точка на енергийната сигурност на страната, проектът АЕЦ „Белене“ не може да бъде оценен положително, тъй като не е вероятно да допринесе нито за компонента достъпност на енергийната сигурност, нито за намаляването на зависимостта на страната от чуждес-

¹¹⁷ Лихвените проценти за ядрени централи варират в зависимост от продължителността на строителството. Следователно, в зависимост от времето, което се изисква за строежа на една АЕЦ, лихвите е вероятно да са 30 – 40 % от цялата стойност на проекта. В случая на АЕЦ „Белене“ това би означавало над 3 милиарда евро.

¹¹⁸ През 2011, Центърът за изследване на демокрацията предоставя разбивка на пълната цена на АЕЦ „Белене“ достигаща 10 – 12 милиарда евро (*Енергетика и добро управление: тенденции и политики*, Център за изследване на демокрацията, 2011). Тези оценки по-късно бяха потвърдени от HSBC, които бяха наети като консултанти да извършат финансов анализ на проекта.

¹¹⁹ Световна ядрена асоциация. Икономика на ядрената енергия, 2010.

транни ресурси и технологии. Освен това, различните инциденти с атомни централи в Япония, САЩ, Великобритания, Унгария, Русия, Франция и други¹²⁰ са сериозни основания да се поставя под въпрос устойчивостта на АЕЦ в светлината на все по-често повтарящите се екстремни метеорологични събития. И накрая, от гледна точка на финансовата сигурност, АЕЦ „Белене“ има потенциал да застраши финансовата сигурност на страната поради следните фактори:

- **Значителни инвестиции** (вкл. значителни първоначални разходи), които са изключително чувствителни по отношение на продължителността на фазата на строителство: разходите нарастват с всяка допълнителна година на строителство. Всички АЕЦ, които в момента са в процес на изграждане в Европа, изостават от графика и по този начин в крайна сметка ще бъдат значително по-скъпи от първоначално предвиденото. По същия начин, разходите по договора с „Атомстройекспорт“ за АЕЦ „Белене“ са се увеличили с повече от 2 милиарда евро за две години (от 2008 до 2010 г.).
- Срокът на **възвръщаемост на инвестициите (ROI)** е дълъг (30-40 години) и е трудно да се изчисли в текущата реалност на все по-либерализиран европейски пазар. Последните няколко години показват, че в кратки срокове могат да възникнат значителни промени на енергийните пазари, което би могло напълно да измести фокуса и алтернативите.
- Както бе посочено в **одитен доклад на Европейския съд за извеждане от експлоатация на АЕЦ** в България, Литва и Словакия, процесът на извеждане от експлоатация обикновено се характеризира с огромни преразходи. Според Съда на ЕО, наличните финансови ресурси, от помощите от ЕС и националното финансиране, няма да бъдат достатъчни, за да се изпълни задачата за извеждане от експлоатация, в случая на България, на реактори 1-4 на АЕЦ „Козлодуй“¹²¹.

Проблеми на управлението на ядрени мощности и най-вече на изхвърлянето на високо радиоактивни отпадъци, остават нерешени. Международно известното дълбоко геоложко съхранение на ядрени отпадъци е не само изключително скъпо, но се радва на ограничен напредък не на последно място поради необходимата огромна времева рамка за прогнозиране, която е нужна за дългосрочното решаване на проблема с отпадъците (срокове от 10 хиляди години и повече).

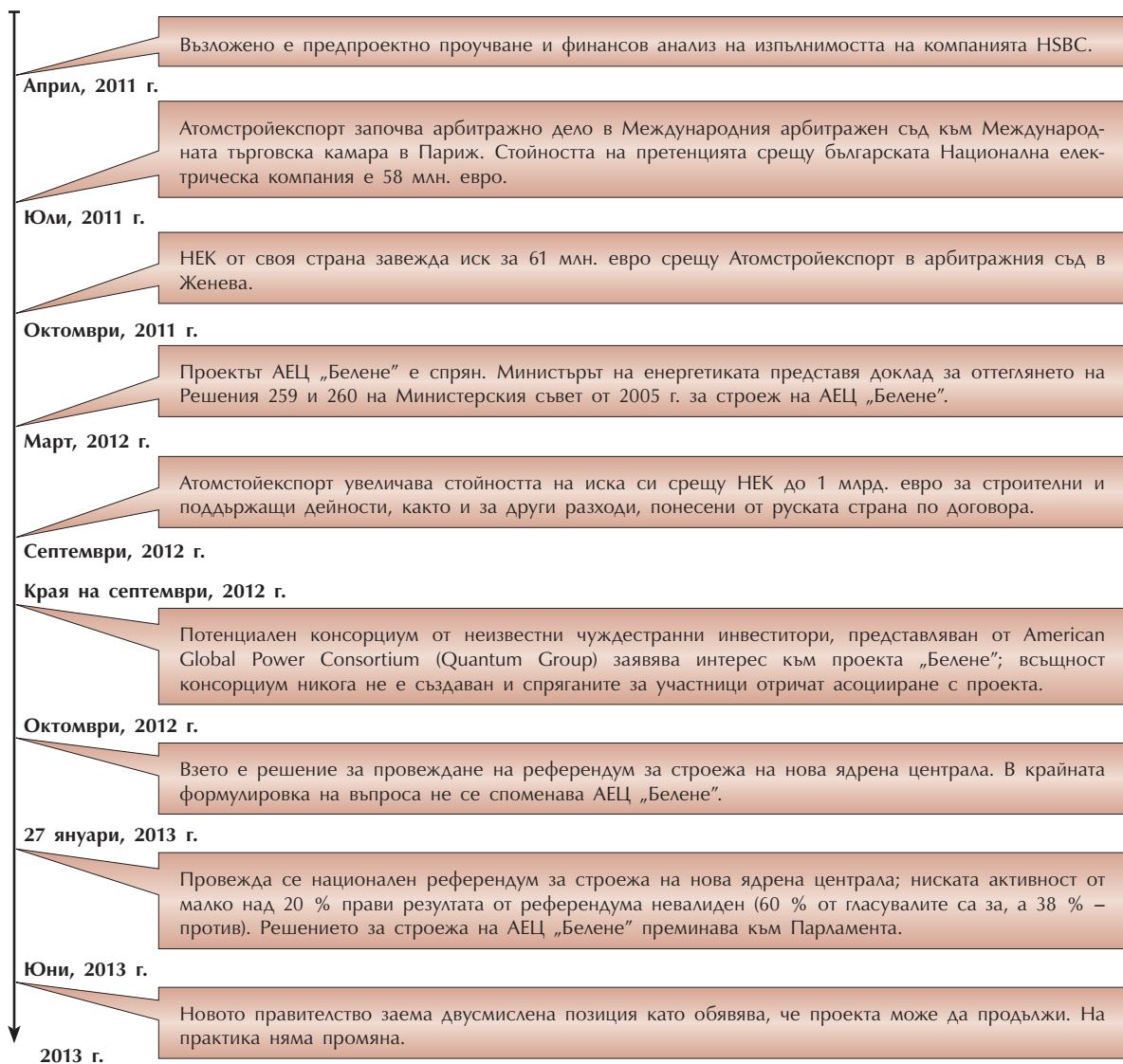
Ходът на проекта АЕЦ „Белене“ е демонстрация на огромния дял на политическите, вместо икономически съображения, които участват при взе-

¹²⁰ Исторически данни за ядрени инциденти са събрани от НАСА през 2011 г. Някои от важните включват: 1) изтичане на преработено гориво или обогатен уран в Ървин и Брейдууд, САЩ (2006 & 2005), Пакс, Унгария, (2003); 2) повреди по реакторите във Фукушима и Онагава, Япония (2011); Томск и Чернобил, Русия (1993 & 1986), Сен Лорен А2, Франция (1980), Остров Три Майл, САЩ, (1979), Ясловске Богунице, бивша Чехословакия, (1977), Уиндскейл Пайл, Обединено кралство, (1975), Чалк Ривър, Канада, (1952) и т.н.

¹²¹ Европейска сметна палата, (2011). „Европейска финансова помощ за извеждане от експлоатация на ядрени централи в България, Литва и Словакия: постижения и бъдещи предизвикателства“. Специален доклад № 16.

мането на решения относно големи енергийни инфраструктурни проекти в България. Резултатът от референдума през януари 2013 г., който в крайна сметка не бе валиден поради ниска избирателна активност, показва, че българските граждани са объркани за предимствата на една ядрена електроцентрала. И все пак, поради неясната формулировка на въпроса, питаща избирателите дали те подкрепят развитието на ядрената енергетика в България изобщо, мнозинството каза „Да“, което бе използвано за търсене на политически дивиденди.

Фигура 24. Преглед на развитието на проекта АЕЦ „Белене“



Източник: Център за изследване на демокрацията.

Каре 10. Арбитражното дело срещу България по повод проекта АЕЦ „Белене“

Политическата борба за изграждането на АЕЦ „Белене“ стана международна, когато „Атомстройекспорт“, водещият изпълнител на проекта и филиал на „Росатом“, заведе първоначален иск в размер на 58 милиона евро в базирания в Париж Международен арбитражен съд. По-късно, през септември 2012 г., компанията го повиши на 1 милиард евро. Искът е за обезщетение за спирането на проекта АЕЦ „Белене“ по-рано през 2012 г. НЕК е завела насрещен иск срещу „Атомстройекспорт“ в Съда за помирение и арбитраж със седалище в Женева за над 61 милиона евро за забавени дейности. Случаят е изключително сложен и е свързан с редица заинтересовани страни, което означава, че е малко вероятно да бъде решен в скоро време. Въпреки това, правителството прави противоречиви изявления по случая, включително едно от премиера, Пламен Орешарски, който заяви през юни, че България вероятно ще загуби делото в Арбитражния съд. По-късно опозицията обвини правителството в целенасочено забавяне на подготовката си по случая, позовавайки се на писмо от кантората, която отговаря за българската защита. Тя е успяла да договори отлагане на делото, за да бъдат събрани необходимите експерти, които да представят България. През февруари 2014 г., Българската агенция за ядрено регулиране (АЯР) изготви анализ на проекта АЕЦ „Белене“ и заключи, че неговото завършване може да бъде оценено положително подобно на положителния доклад от мисията на Международната агенция за атомна енергия. Изводът е, че политиката на правителството към проекта АЕЦ „Белене“ остава непоследователна, което не само вреди на шансовете на България при арбитражното дело, но и подкопава нейната способност да формулира независима, дългосрочна енергийна стратегия.

3.2.2. Проекти за международни газопроводи („Южен поток“ и „Южния газов коридор“ на ЕС)**„Южен поток“**

„Южен поток“ е проект за газопровод за транспортиране на руски природен газ през Черно море до България и по-нататък към Гърция, Италия и Австрия, заобикаляйки Украйна. Съгласно споразумение от 2008 г. между българските и руските власти, планът на проекта включва два сегмента: Север (транспортиране на природен газ през българо-сръбската граница към Унгария и Австрия) и Юг (транспортиране на газ през българо-гръцката граница, използвайки сегменти на съществуващата транзитна система в България). През 2011 г. българо-украински консорциум (състоящ се от две дружества, свързани с „Газпром“) бе избран да извърши предпроектното проучване за осъществимостта на проекта. Проучването, извършено през 2011 г., предвижда няколко възможни трасета за газопровода, което дава възможност за грубо изчисление на разходите, но по-точни изчисления на базата на Оценката на въздействието върху околната среда (ОВОС) все още липсват¹²². Процедурата за избор на извършител на ОВОС бе висяща към 2013 година. Въпреки това, беше подписано окончателно инвестиционно споразумение между България и Русия.

¹²² Български енергиен холдинг, „Годишен доклад за дейностите“ и „Финансов доклад“, 2011.

„Южен поток“ се счита за конкурентен проект на плановете за диверсификация на ЕС за доставка на газ от Каспийско море и северен Ирак за Европа през „Южния газов коридор“. България се присъединява към „Южен поток“ от самото му начало. Няма публично достъпен анализ на ползите и разходите по проекта, както в неговата цялост, така и за българската му част. Българският дял в газопровода „Южен поток“ трябва да бъде изграден от дружество с равни дялове от страна на Русия и България, (чрез Газпром и БЕХ), което бе създадено през ноември 2011 г., вследствие на споразумение от 2009 г. за сътрудничество между двете страни. Преговорите по проекта са непрозрачни, характеризиращи се с упражняване на натиск от руската страна чрез поредица от неочаквани посещения на най-високо политическо равнище, а също и от ръководството на Газпром. Въпреки липсата на твърда позиция по проекта, през ноември 2012 г. държавата подписва меморандум, който донякъде изяснява инвестиционната структура на проекта.

Година по-късно, на 30 октомври 2013 г., беше обявено двустранно споразумение, което гласи, че изграждането на „Южен поток“ на българска територия ще стартира до края на 2013 година. Според съобщението, общата стойност на проекта ще е 3,5 милиарда евро, в сравнение с обявената само година по-рано 3,3 милиарда евро и почти два пъти над първоначално планираните разходи през 2008 година. Проектът ще се финансира чрез 30 % собствен капитал и 70 % дългово финансиране за консорциума „Газпром“ – БЕХ. БЕХ ще финансира своето дялово участие чрез заем от банката на Газпром при 4,25 % доходност, но заемът от 625 милиона евро надвишава договорените 50 % от общия размер на дяловата инвестиция (525 милиона евро). Повдигнати са редица допълнителни въпроси по следните спорни аспекти: липсата на публично достъпни парични потоци и действителни прогнози за търсенето на газ; разликата във времето между предвидената дата за начало на транзита на газ (през декември 2015 г.) и плащанията на първите дивидентите (през януари 2018 г.); неясните изисквания дивидентите да са дължими в зависимост от запълването на тръбопровода (най-малко 50 % от 63 млрд. куб. метра); тъй като не може да бъде прогнозирано дали ще има достатъчно търсене, в момента търговската жизнеспособност на целия проект е неясна: около 70 % дългово финансиране; неяснотата за съвместимостта между съществуващите договорености за транзит на газ и „Южен поток“ и потенциалните загуби за БЕХ.

Повишаването на цената на проекта кара мнозина наблюдатели да смятат, че „Южен поток“ може да се превърне в значителна тежест за финансовия баланс на БЕХ и индиректно за националния бюджет, което допълнително изостря тежката финансова ситуация в българския енергиен сектор и като цяло увеличава рисковете пред енергийната сигурност на страната. Проектът също така не дава много надежди за подобрене на аспекта достъпност и енергийна сигурност в страната в бъдещето, тъй като предлага нов маршрут, но не и различен доставчик. През декември 2013 г. Европейската комисия обяви, че двустранните договори за „Южен поток“ (включително договора между „Газпром“ и БЕХ) нарушават законите на ЕС и трябва да бъдат предоговорени. Според Комисията, междуправителствените договори не могат да бъдат основа за изпълнението на „Южен поток“, тъй като съществуват три проблема:

1. Правилата на ЕС за отделяне на мрежова собственост трябва да бъдат съблюдавани, което означава че „Газпром“, който е едновременно производител и доставчик на газ не може едновременно да притежава капацитет за производство и мрежата за пренос и транзит;
2. Трябва да бъде осигурен недискриминационен достъп на трети страни до тръбата. Не може „Газпром“ да има ексклузивното право да бъде единственият ползвател;
3. Тарифната структура не е прозрачна и няма икономическа обосновка за нея, както и гаранции за недискриминационни тарифи за трети страни.

Каре 11. „Южен поток“ – официално инвестиционно споразумение между Русия и България

- Официално обявената цена за строителството на българския сегмент от „Южен поток“ е 3,5 млрд. евро към 31 октомври 2013 г.
- Първоначално планиран да бъде построен с 30 % общо участие от „Южен поток“ – България (обща проектна компания на „Газпром“ и БЕХ, с 50 % участие на всеки от партньорите) и 70 % проектно финансиране.
- БЕХ ще финансира своите 50 % инвестиция в общото участие със заем за 625 млн. евро от Газпромбанк при 4,25 % лихва.
- Тръбата ще бъде отворена за други транзитни оператори съгласно третия пакет за либерализация на ЕС.
- Строителството ще започне до декември 2013 г., дивидентите ще бъдат плащани от януари 2018 г.

Източник: Изявление на министър-председателя Пламен Орешарски и председателя на УС на „Газпром“ Алексей Милер.

Българският парламент препотвърди политическата си подкрепа за газопровода „Южен поток“, като гласува решение от началото на април 2014 г. да приеме на първо четене поправка в *Закона за енергетиката*, даваща на „Южен поток“ специален статут. Конкретната цел на предложението е да се заобиколи съществуващото законодателство на ЕС за либерализацията на вътрешния пазар на ЕС на природен газ. Решението създава нова законова норма, която позволява строеж на морски газопровод, дефиниран като газопровод, преминаващ едновременно през териториалните води на България и на брега докато достигне „точката на свързване с друга газова инфраструктура в сухоземните граници на страната“. Последното разширява дефиницията за междусистемна газова връзка, така че да включва морски газови тръбопроводи, излизачи на бреговата ивица на която и да е държава членка на ЕС, но „използван само за свързването на газопреносните системи на тези държави от ЕС“. По този начин българският парламент създаде законови условия „Южен поток“ да бъде третиран не като международен газопровод между държави членки на ЕС и трета страна, а като морски газопровод, който представлява серия междусистемни газови връзки на територията на ЕС. Сред обосновката за предложените поправки в енергийния закон, депутатите, които ги предложиха, цитират решението на Европейската комисия от

май 2013 г. да изключи „Трансадриатическия газопровод“ от Третия енергиен пакет, което демонстрира, че решението, свързано с „Южен поток“ подлежи на одобрението на Европейската комисия и следователно увеличава риска от санкции и бъдещи загуби за България.

Независими анализи показват, в няколко случая, че проектът „Южен поток“ не адресира най-важните приоритети и обществени нужди на енергийната сигурност на България и не е от първостепенна спешност за страната. Упоритостта, с която неговото изпълнение е преследвано от българските институции, въпреки повишаващите се рискове, увеличава страховете, че не (единствено) националният обществен интерес ръководи вземането на енергийни решения от правителството.

Тъй като решението на българския парламент получи отзвук в останалата част от Европа и Европейската комисия експлицитно се обърна към България, настоявайки за повече координация и внимание относно „Южен поток“, би било разумно в бъдеще предложените поправки да се съгласуват с партньорите от ЕС. Нещо повече, така предложените изменения изглежда цялят да създадат предпоставки за заобикаляне на общите правила на ЕС за вътрешния пазар на природен газ, като позволят изграждането и експлоатацията на газопровода „Южен поток“ на територията на България, без ефективно разделение на собствеността на природния газ и на системата за пренос. Приетите на първо четене изменения в *Закона за енергетиката* демонстрират още веднъж, че рисковете от завладяване на държавата от частни, вкл. чуждестранни интереси, са реални.

3.3. ОБЩЕСТВЕНИТЕ ПОРЪЧКИ В ЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР¹²³

Въпреки регистрирания относителен напредък по отношение на анти-корупционните мерки и предотвратяването на злоупотребата с публични финансови ресурси като цяло, основните проблеми в управлението на енергийния сектор се повтарят и някои дори се изострят. Повечето големи енергийни проекти като строежа на АЕЦ „Белене“, големите проекти за ВЕИ, ВЕЦ „Цанков камък“ и други по-малки проекти, свързани с рехабилитацията на съоръжения, могат да послужат като примери за злоупотреба с механизмите на обществените поръчки.

Обществените поръчки са инструмент от ключово значение за икономическото развитие и също така средство за преразпределение на обществени финанси. Поради тази причина обществените поръчки често стават поле на прояви на корупция, измами и други форми на злоупотреби с обществени финансови ресурси¹²⁴. Увеличаването на отговорността и отчетността в

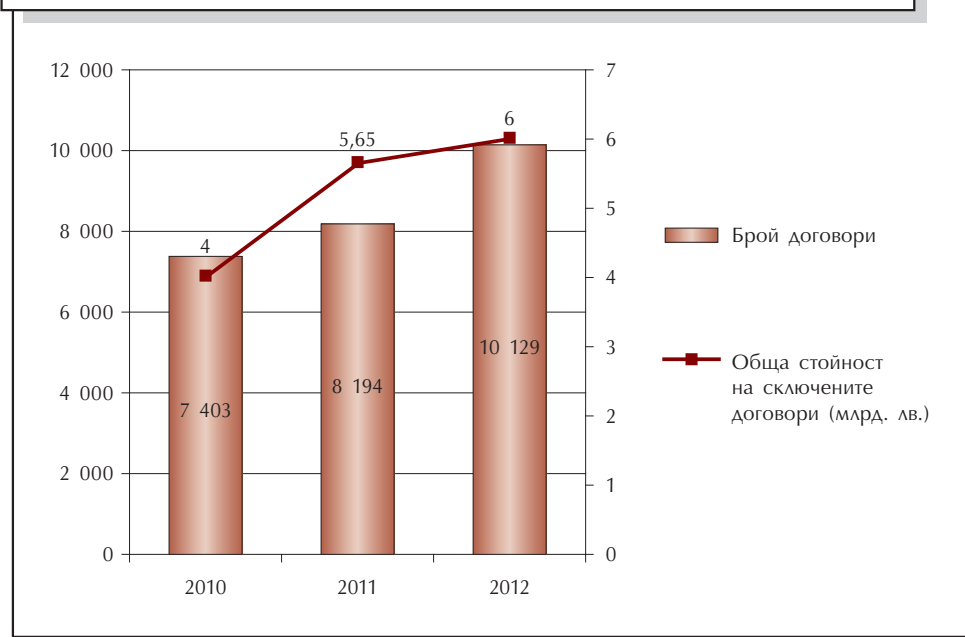
¹²³ Данните, използвани в тази част, се отнасят за периода 2007 – 2012 г., но едва ли могат да се очакват големи различия за 2013 – 2014 г.

¹²⁴ *Корупция в обществените поръчки: рискове и реформаторски политики*, Център за изследване на демокрацията, 2007 г. *Противодействие на корупцията при обществени поръчки: балансиране на политиките*, Център за изследване на демокрацията, 2011 г.

енергийния сектор е въпрос с особено значение за гражданите на страната. В енергийния сектор, обществените поръчки играят роля в редица дейности, вариращи от строежа на много-милиардни нови електроцентрали и закупуване на материали и консумативи до определяне на консултанти и набавяне на финансови услуги.

Данните за обществените поръчки в България показват, че в периода 2010 – 2012 г. са спечелени общо 25 736 договора на обща стойност от 15,7 милиарда лева във всички сектори на икономиката на страната. Разликите между годините следват цялостния модел на икономическо развитие през периода, през който се наблюдаваше икономическа стагнация и много нисък ръст. В допълнение, увеличаването на броя договори и на размера на похарчените средства се дължи на растящото усвояване на европейски фондове за този период¹²⁵.

Фигура 25. Процедури за обществени поръчки в България (2010 – 2012 г.)



Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, базирани на данни от „Агенцията за обществени поръчки“, 2013 г.

Заедно със здравеопазването, енергийните предприятия са вторият по големина възложител на обществени поръчки в България както по отношение на спечелените договори, така и по отношение на разходите. Между 18 % и 21 % от договорите за обществени поръчки между 2010 и 2012 г. в България са възложени от енергийни предприятия.

¹²⁵ Според данните от Информационната система за управление и мониторинг на структурните фондове на ЕС в България (Министерски съвет), изплатените суми за 2010, 2011 и 2012 г. са били 2,1 милиарда лева.

Таблица 9. Най-големите възложители на обществени поръчки по стойност на договорите (в лева)

Име на възложителя	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	Общо 2009 – 2012 г.
Агенция „Пътна инфраструктура“	н.д.	867 175 125	498 391 522	324 245 017	1 689 811 664
Национална компания „Железопътна инфраструктура“	107 222 720	н.д.	563 712 073	488 000 756	1 158 935 549
„Метрополитен“ ЕАД, София	173 065 926	н.д.	228 899 630	164 469 684	566 435 240
ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД	133 867 475	108 944 822	135 053 699	152 654 682	530 520 678
Държавна агенция „Държавен резерв и военновременни запаси“	н.д.	75 667 461	132 973 987	223 705 358	432 346 806
Община Варна	н.д.	н.д.	н.д.	304 943 223	304 943 223
Мини „Марица Изток“ ЕАД, Раднево	120 164 085	н.д.	н.д.	163 515 169	283 679 254
Министерство на здравеопазването	н.д.	180 803 698	94 276 847	н.д.	275 080 545
„ЧЕЗ Електроразпределение България“ АД	н.д.	н.д.	242 203 105	н.д.	242 203 105
АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД	154 999 501	н.д.	86 063 216	н.д.	241 062 717
Община София	н.д.	н.д.	89 624 658	134 160 469	223 785 127
„Софийска вода“ АД	84 459 629	73 851 644	н.д.	н.д.	158 311 273
„EVN България Електроразпределение“ АД – Пловдив	72 068 374	64 558 536	н.д.	н.д.	136 626 910
Община Бургас	н.д.	н.д.	н.д.	130 168 152	130 168 152
Университетска болница „Св. Георги“, Пловдив	н.д.	н.д.	124 081 721	н.д.	124 081 721
„София автотранспорт“ АД	н.д.	н.д.	н.д.	117 528 585	117 528 585
Холдинг „Български държавни железници“	н.д.	100 772 520	н.д.	н.д.	100 772 520
„Национална електрическа компания“ ЕАД	84 477 102	н.д.	н.д.	н.д.	84 477 102

Таблица 9. Най-големите възложители на обществени поръчки по стойност на договорите (в лева) (Продължение)

Име на възложителя	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	Общо 2009 – 2012 г.
Дирекция „Централно финансиране и договаряне“ (Министерство на финансите)	н.д.	78 008 765	н.д.	н.д.	78 008 765
„Енерго-про“ ЕАД	н.д.	71 391 526	н.д.	н.д.	71 391 526
Болница „Св. Екатерина“	н.д.	70 504 168	н.д.	н.д.	70 504 168
Летище София ЕАД	12 673 150	н.д.	н.д.	н.д.	12 673 150
„ЕНЕЛ Марица Изток“	2 515 800	н.д.	н.д.	н.д.	2 515 800

н.д. Няма данни.

Бележка: Енергийните предприятия са отбелязани с по-тъмен цвят.

Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, базирани на данни от „Агенцията за обществените поръчки“, 2013 г.

По отношение на обществените поръчки в енергийния сектор, общо 4 846 договора са подписани за периода 2010 – 2012 г. на обща стойност 2,9 милиарда лева. През 2012 г. общият брой на договорите е 1 826, достигайки 0,87 милиарда лева. През 2011 г., броят на спечелените поръчки е 1 636 с обща стойност 1,2 милиарда лева, а през 2010 г. – 1 384 договора на обща стойност 0,81 милиарда лева. Няколко важни тенденции могат да бъдат извлечени от данните:

- Присъствието на енергийните предприятия в Топ 10 на списъка на възложителите на обществени поръчки (по стойност на договорите) за периода 2009 – 2012 г. намалява за сметка на по-голямото участие на инфраструктурни предприятия и общини (виж Таблица 9). Показателно е, че през 2012 г. е имало четири инфраструктурни предприятия и три общини, които са възложили седем от 10-те най-големи обществени поръчки. Това би могло да се тълкува като резултат от увеличаване на обществения контрол, в допълнение към фокусирането на правителството върху големите инфраструктурни проекти и проекти за градско развитие в периода 2010 – 2012 г.
- Сред енергийните предприятия, ТЕЦ „Марица Изток 2“ последователно е сред най-големите възложители през последните 5 години (виж Таблица 9).
- Националната електрическа компания (НЕК) изостава в класацията в сравнение с другите големи енергийни предприятия.
- Налице е възходяща тенденция за най-високо класираните три енергийни компании – Електроенергиен системен оператор, „Мини Марица Изток“ – Раднево, АЕЦ „Козлодуй“, тъй като те показват постоянно уве-

личение на броя на възложените обществени поръчки през наблюдавания период между 2007 и 2012 година.

Таблица 10. Брой на договорите, възложени в енергийния сектор (2007 – 2012 г.)

Институции възложители	2007 г.		2008 г.		2009 г.		2010 г.		2011 г.		2012 г.	
	място	Брой договори	място	Брой договори	място	Брой договори	място	Брой договори	място	Брой договори	място	Брой договори
„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД	24	83	16	145	21	112	12	26	5	146	1	296
Мини „Марица Изток“ ЕАД, Раднево	7	187	10	212	10	137	6	97	2	192	2	257
АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД	5	241	7	248	8	177	7	88	3	178	3	227
ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД	8	186	6	306	6	227	1	260	1	309	4	205
„ЕVN България Електроразпределение“ АД – Пловдив	11	168	13	154	7	190	3	166	4	171	5	179
„ЧЕЗ Електроразпределение България“ АД	-	-	-	-	-	-	2	201	6	130	6	126
„Контур Глобал – Марица Изток 3“ АД	9	185	14	150	17	119	4	114	8	73	7	114
„Национална електрическа компания“ ЕАД	16	126	-	118	-	55	10	33	10	47	9	62

Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, базирани на данни от „Агенцията за обществени поръчки“, 2013 г.

Въпреки известния напредък по отношение на анти-корупционните мерки и превенцията на злоупотреби с обществени финансови средства като цяло, основните проблеми в енергийния сектор, наблюдавани в периода 2007 – 2009 г.¹²⁶, продължават да се повтарят, а някои дори се задълбочават. Повечето големи енергийни проекти като изграждането на АЕЦ „Белене“, големите проекти за ВЕИ, ВЕЦ „Цанков камък“ и други по-малки проекти, свързани с рехабилитацията на съоръжения, могат да служат като примери за

¹²⁶ Енергетика и добро управление: тенденции и политики, Център за изследване на демокрацията, 2011.

злоупотреба с механизмите за възлагане на обществени поръчки. Основните фактори, които допринасят за повишените рискове от корупция в енергийния сектор могат да бъдат обобщени, както следва:

- наличието на значителни икономически интереси, силни лобита и разпределението на съществени национални и международни финансови ресурси;
- липсата на ясни механизми на отчетност, неефективно държавно регулиране, недостатъци на нелиберализирания пазар и вклиняването в сектора на няколко големи приватизирани електроразпределителни монополи;
- липсата на реална конкуренция и силно монополизирание на отделните сегменти в сектора;
- наследството на големи инвестиционни проекти с несъразмерно голяма стойност за сектора и за икономиката като цяло;
- високият дял на електроенергията, изнасяна чрез посредници;
- липса на прозрачност, обществена информираност и независима експертна оценка, съчетана с ограничения достъп до информация с мотив защита на националната сигурност;
- техническата сложност на енергийния сектор;
- належащата необходимост от укрепване на капацитета на инспекторатите в енергетиката;
- необходимостта от въвеждане на антикорупционно обучение на персонала;
- необходимостта да се разработи политика за увеличаване на възнагражденията на служителите, като средство за намаляване на корупционния риск.

От гледна точка на конкуренцията между участниците, процедурите за възлагане на обществени поръчки се различават значително. Те попадат в три основни категории:

- **Неконкурентни процедури**, в които на ограничен брой участници в търга се позволява да подадат оферта, след което се провеждат преговори. Те включват процедури на договаряне със или без публикуване на обявление за обществена поръчка по ЗОП, процедура на конкурентен диалог, процедура по договаряне след покана и процедура за избор между три оферти.
- Полу-конкурентни процедури, отворени за наддаване към ограничен брой заинтересовани страни само след специална покана от възлагащите органи (т.е. така наречената ограничена процедура по ЗОП).
- Конкурентни процедури, отворени за подаване на оферти към всички заинтересовани страни, включително открити процедури по ЗОП, борсовите сделки и до известна степен, конкурси за проекти (от които е имало само няколко през 2011 и 2012 г., никой от които в енергийния сектор).

Специфичният характер на енергийния сектор благоприятства заобикалянето на конкурентните процедури. Неяснотата в средата на обществените поръчки в енергетиката се основава главно на залагането на изключващи крите-

рии за достъп и за безопасност на съоръженията за производство на (ядрена) енергия, на ефективния технологичен монопол на микро ниво на ограничен брой доставчици, на неясния правен характер на сделките за износ на енергия, на липсата на ефективен вътрешен финансов одит, както и на липсата на мониторинг и контрол по отношение на ефективността на обществените поръчки, упражняван от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране или всеки друг контролен орган. Делът на открити процедури, в които е подавана една оферта, е показателен за постепенното установяване на дискриминационни изисквания. Откритите процедури по принцип привличат широк интерес, а броят на подадените оферти обикновено е възможно най-висок. В енергийния сектор обаче предпочитание се дава на неконкурентни процедури по възлагане на договори за обществени поръчки. Приблизително 40 % от всички процедури по възлагане на обществени поръчки в енергийния сектор за 2012 г. са неконкурентни, обхващащи различни процедури на договаряне със или без публикуване на обявление за обществена поръчка по ЗОП, както и процедурите на договаряне след публична покана. Ако договорите, възложени без процедура за обществена поръчка се добавят към тази бройка, става ясно, че избягването на пазарната конкуренция е по-скоро правило, отколкото изключение в енергийния сектор.

Таблица 11. Видове процедури за обществени поръчки, използвани в енергийния сектор (2008 – 2012 г.)

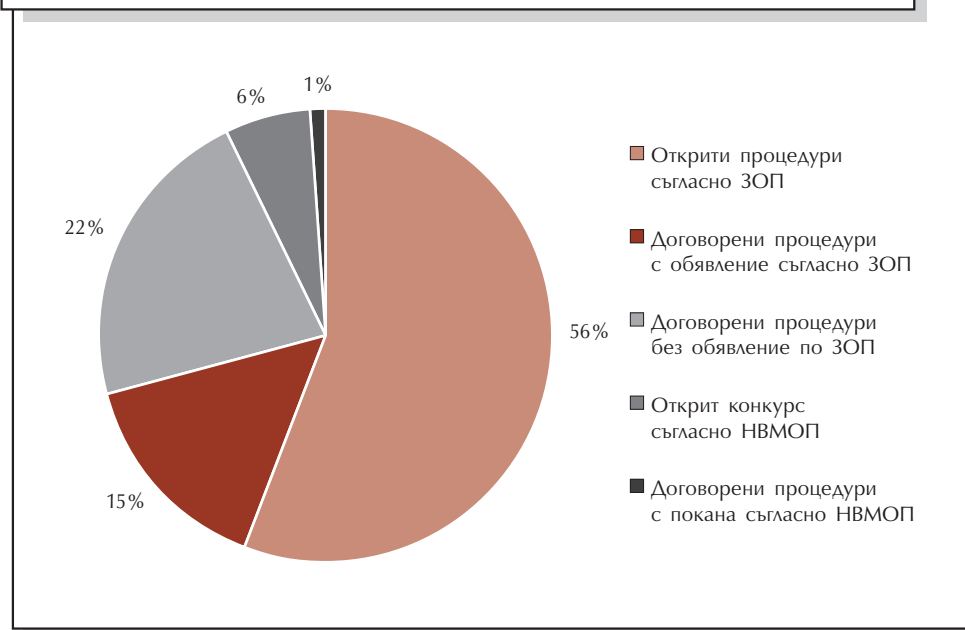
Вид процедура	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Отворена процедура по ЗОП	578	348	158	287	626
Ограничена процедура по ЗОП	74	38	-	2	-
Договорена процедура с публикация на договора по ЗОП	856	534	322	318	164
Договорена процедура без публикация на договора по ЗОП	580	464	130	172	241
Отворен конкурс по НВМОП	782	354	272	220	64
Договорена процедура, вследствие на покана по НВМОП	204	84	44	55	15
Завършени проекти	2	0	0	0	0
Общ брой на сключени договори за обществени поръчки	3 076	1 822	926	1 054	1 110

Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, базирани на данни от „Агенцията за обществени поръчки“, 2013 г.

Данните за 2012 г. показват, че 56 % от договорите са били възложени чрез откритата процедура по ЗОП, и 6 % – чрез открит конкурс по НВМОП. Следователно, общо 62 % от договорите са били възложени чрез процедури

с явно наддаване. Останалата част включва 15 % процедури с договаряне с публикуване на известие и 22 % – без публикуване на известие, както и 1 % след покана по НВМОП. Следователно, общо 38 % от договорите са били договаряни след неконкурентни процедури (Фигура 26). Като прибавим към тези всички договори, които са били възложени без използване на процедура за отдаване на обществена поръчка, се потвърждава извода, че в енергийния сектор на България избягването на пазарната конкуренция е правило, а не изключение.

Фигура 26. Процедури за обществени поръчки в енергийния сектор през 2012 г.



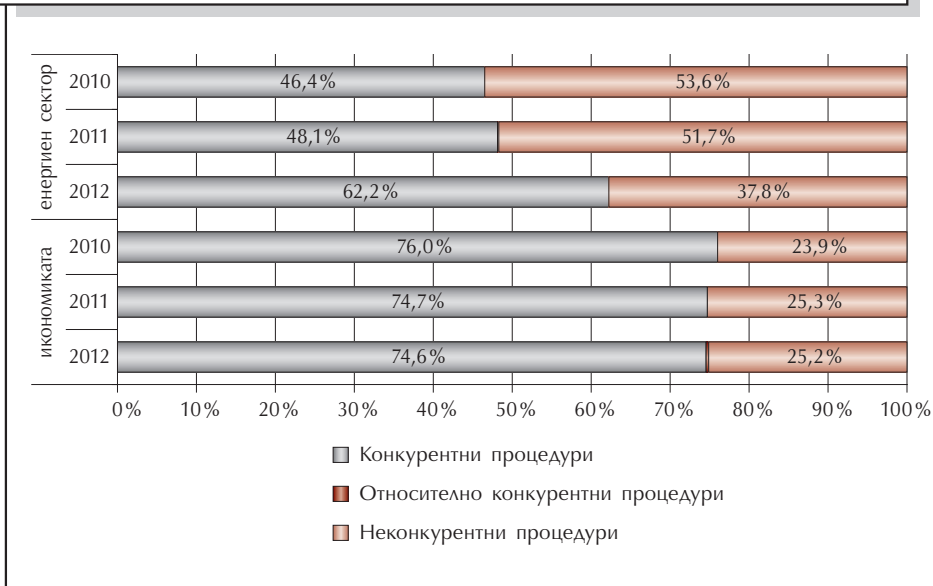
Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, базирани на данни от „Агенцията за обществени поръчки“, 2013 г.

Две основни тенденции се оформят при анализ на данните на процедурите по обществени поръчки в област енергетиката спрямо обществените поръчки в останалите икономически сектори:

- Делът на неконкурентните процедури за обществени поръчки в енергетиката е системно по-висок, отколкото този в останалата част от икономиката за годините между 2010 и 2012.
- Броят на конкурентните договори в енергийния сектор, **въпреки това, се е подобрил в сравнение с предишните години**. През 2012 г. процентът на поръчките, възложени на конкурентна основа за икономиката като цяло, сравнено с енергийния сектор е бил 75 % и 62 % съответно. През 2011 г. и 2010 г., разликата е много по-значителна, тъй като делът на договорите, сключени въз основа на конкурентни процедури за цялата икономика е бил с около 30 % по-висок от конкурентните договори в енергийния сектор.

Относителното подобрене по отношение на договорите за обществени поръчки в енергийния сектор за периода 2010 – 2012 г. може да се тълкува като резултат от повишения обществен контрол и социална чувствителност, изразявани от различни заинтересовани страни.

Фигура 27. Брой процедури за обществени поръчки по предмет на поръчката (2010 – 2012 г.)



Източник: Изчисления на Центъра за изследване на демокрацията, базирани на данни от „Агенцията за обществени поръчки“, 2013 г.

Каре 12. Процедурата за обществена поръчка за АЕЦ „Белене“

Процедурата по възлагане на обществената поръчка (т.е. договарянето с публикуване на обявление за обществена поръчка) за избор на изпълнител, който да проектира, достави, изгради и да започне експлоатацията на блокове 1 и 2 на АЕЦ „Белене“, е открита през 2005 г. Прегледът на известието за обществената поръчка разкрива някои технически проблеми със самия търг, като например предоставянето на различни методологии за оценка в различните раздели на документа, или неяснотата около гаранциите, които трябва да бъдат платени от изпълнителя. По-важното обаче е, че са допуснати сериозни нередности на етапа на избор на изпълнител. Например, преговорите с единия от двамата кандидати – „Атомстройекспорт“ (другата наддаваща страна е „Шека Алаиънс“) не са завършени, дълго след като решението за избор е направено. По-конкретно, не е постигнато съгласие относно индекса за ескалация (при липса на който общата цена на проекта не може да бъде определена), дълго след процедурата за подбор и реалното започване на дейностите по проекта. В допълнение, избраният вариант (известен още като А92) на Атомстройекспорт първоначално е бил класиран по-ниско от друг вариант на същия изпълнител (А87). Въпреки това той е избран на първо място от комисията за подбор. Още по-важното е, че

Каре 12. Процедурата за обществена поръчка за АЕЦ „Белене“ (Продължение)

е подписано временно споразумение на 29 ноември 2006 г., имащо за цел да служи като насока през първите 12 месеца, докато бъде изготвен и подписан окончателен договор. Въпреки това, към днешна дата, окончателен договор не е подготвен или подписан. Вместо това има 14 изменения и допълнителни споразумения, които позволиха започването на дейностите по проекта при липса на окончателен договор, което е в противоречие със ЗОП. Преговорите между възложителя (НЕК) и изпълнителя (Атомстройекспорт) за ключови характеристики на проекта (най-вече, индексът за ескалация на цената, при липсата на която, обща цена не може да бъде определена) продължават дълго след като работата по проекта вече е започнала. Докато това е нелогично (т.е. по този начин НЕК се включва в проект с неизвестни разходи), то също е в пряко нарушение на ЗОП. А именно, *Законът за обществените поръчки* не дава възможност за преговори по условията на договора след като процедурата по подбор на изпълнител е завършена. Освен това, законът не дава възможност за започване на дейности по проекта преди всички условия да са били договорени¹²⁷.

¹²⁷ Агенция за държавна финансова инспекция. „Доклад за финансовата инспекция, проведена на Националната електрическа компания“, 2012.

4. ИЗВОДИ И ПРЕПОРЪКИ

През 2011 г. Центърът за изследване на демокрацията публикува доклада *„Енергетика и добро управление – тенденции и политики“*, който разглежда корупционните практики, лошото управление на държавните енергийни компании и множеството нередности при обществените поръчки в енергетиката като основни предизвикателства пред развитието на българския енергиен сектор. Настоящият доклад, констатира **продължаващата липса на прозрачност и добро управление в българската енергетика** през периода 2011 – 2014 г. Докладът илюстрира нагледно основни структурни и управленски проблеми в енергийния сектор от гледна точка на енергийната сигурност. Той стига до заключението, **че липсват визия и стратегическо мислене при опитите за разрешаване на структурните и управленските проблеми, свързани с енергийната сигурност на страната**. Вместо това, непрекъснатите неуспехи в опитите за противодействие на дългосрочните енергийни рискове пред страната водят до антисоциалност на енергийната политика, произлизаща от наличието на политическа корупция и превземането на държавата от частни интереси. В държавната енергийна политика липсва яснота относно националните особености, регионалните специфики (на Югоизточна Европа и Черноморски регион) и позицията на страната в енергийната стратегия на ЕС. Адекватното реализиране на националните приоритети и стабилното развитие на българския енергиен сектор са възпрепятствани от непоследователни решения, които повдигнат въпросителни относно мотивацията на българското правителство да се справи с проблемите, и опасността от **ощетяване на националните интереси за сметка тези на трети страни и на спекулативно-рентиерски стремежи**.

Заключения:

- Основните **заплахи за енергийната сигурност на България** са високата степен на **енергийна бедност, липсата на диверсификация на енергийните доставки и ниската енергийна ефективност**, в резултат от остарялата енергийна и жилищна инфраструктура. Трудният достъп до енергийни ресурси подкопават ефективността и независимостта на вземаните политически решения, свързани с енергийния сектор на България.
- Най-мощните дейности, извършени през последните 10-15 години в българската енергетика, като например реализацията на големи инвестиционни проекти и/или развитието на нови възобновяеми енергийни източници, не бяха управлявани добре и доведоха до **загуби на национално богатство**. Това често бе резултат от стремежа за облагодетелстване на частни интереси за сметка на държавните.
- Българското правителство пренебрегва националните нужди и интереси, за да реализира проекти, инициирани от трети страни, и по този начин отрежда **второстепенна роля на приоритетни от гледна точка нацио-**

налната енергийна сигурност и инициативи, като например изграждането на газови хранилища и междусистемни газови връзки със съседните страни, създаването на работеща енергийна борса, стимулирането на енергийната ефективност и енергоспестяването и т.н.

- **Законодателната несигурност** (честата промяна на основни енергийни закони) и **завладяването на държавната енергийна политика от частни интереси** станаха причина за неоптимални политически решения и създадоха сериозна инвестиционна несигурност в сектора. **Независимостта на държавния регулатор бе компрометирана**. Вмешателството на политическото ръководство в дейността на държавните енергийни компании се превърна в ежедневие и на практика блокира нормалното икономическо развитие на предприятията.
- Въпреки наличието на съществен **излишък на генериращи мощности** в електроенергийния сектор и ниските равнища на търсене в периода 2009 – 2014 г., както и въвеждането на нови „зелени“ и други мощности, българското правителство продължава упорито и нелогично да фокусира своето внимание върху проекти за нови мегамощности.
- Държавните предприятия не са готови да се справят с предизвикателствата на либерализирания енергиен пазар. През последните години **финансовото състояние на БЕХ се влошава**. Дъщерното дружество НЕК се намира във фактическа несъстоятелност, а финансовото състояние на „Булгаргаз“ е силно притеснително от гледна точка обслужването на краткосрочните задължения на компанията.
- Установилият се **политико-административен централизиран модел на управление** в енергетиката, както и липсата на силен независим регулатор, съчетани с наличието на сериозен излишък на електроенергия създават силни предпоставки за корупция и финансови злоупотреби за сметка на държавните предприятия и крайните потребители. Настоящият модел трябва да отстъпи място на по-децентрализирани методи на производство, либерализация на пазара и създаването на адекватни механизми за подпомагане на енергийно бедните.
- Въпреки известното подобрене в това отношение, делът на обществените поръчки в енергийния сектор, възложени непрозрачно или без конкурс, е системно по-висок отколкото в другите сектори на икономиката.
- Решенията по стартирането на големи инфраструктурни проекти в енергетиката продължават да се взимат без достатъчно публично достъпни фактологични анализи (вкл. предпроектни проучвания, проучвания за съответствие с околната среда, анализ разходи – ползи, анализ на възвръщаемостта на инвестицията и т.н.). Трябва да бъде прекратена практиката за **подписване на договори и споразумения по големи енергийни проекти без яснота за крайната цена, за поеманите държавни гаранции и/или за задълженията по евентуални неустойки** (както при „Южен поток“ и АЕЦ „Белене“).
- За да бъде намалена енергийната зависимост на България, правителството трябва да **стимулира местното производство на газ и нефт и възобновяеми енергийни източници**, включително чрез подкрепа за местните общности и общини.
- Всеки нов държавен енергиен проект трябва да бъде оценяван на база потенциала му да спомогне за разрешаването на най-спешните енер-

гийни въпроси на страната. За целта е необходимо изработването **на приложима и широко съгласувана национална енергийна стратегия** с ясно подредени приоритети и инструменти за действие, съобразени с местната специфика. Стратегията следва да включва ясното рамкиране на рисковете за енергийната сигурност на България – като например намаляване на зависимостта от вноса на енергийни ресурси и/или подобряване на устойчивостта и стабилността на електроенергийната система, или рискът големите държавни енергийни проекти да подкопаят финансовата сигурност на страната.

- На повечето енергийни пазари в страната, включително и на някои напълно либерализирани такива, се наблюдава **преплитане на частни политически, административни и икономически интереси за сметка на обществените**. Например, невъзможността на Агенция „Митници“ адекватно да приложи правилата за наблюдение и измерване на акцизните стоки при горивата е особено притеснителна и показва, че наличието на либерализиран пазар само по себе си не е достатъчно за гарантирането на свободна конкуренция.
- **Дискусиите за диверсификация в сектора все още не са подкрепени с достатъчно конкретни действия**, като в редица случаи българските политици показваха, че не са в състояние да се противопоставят на частни интереси, вкл. такива на трети страни и да защитят крайните потребители и данъкоплатците. Сред многото примери за това са изборът на големи транзитни газопроводи за сметка на интерконекторите със съседни страни, забраната върху проучванията за неконвенционален газ, предоставянето на прекалено големи и нерегулирани субсидии за възобновяеми енергийни източници и т.н.

Препоръки:

За да бъде подобро управлението в енергийния сектор в България, включително функционирането и мениджмънта на държавните енергийни дружества, трябва да бъдат предприети най-малко следните мерки:

- **Намаляване на намесата на политическото ръководство** в текущото управление на държавните енергийни дружества и заместването ѝ с разработването на работещи политики, предоставянето на (достъп до) информация и осъществяването на ефективен стратегически контрол върху дейността на предприятията. За да се постигне съответствие на националната енергийна политика с целите на ЕС, е необходимо **фокусът да се измести** от настоящия прекомерен стремеж за изграждане на нови производствени мощности **към осигуряване на сигурност и стабилност на енергийните доставки**, намаляване на енергийната бедност и подобряване на енергийната ефективност.
- Въвеждане на **задължителни стандарти за корпоративно управление на държавните дружества в енергийния сектор** в съответствие с най-добрите международно признати принципи, като например Насоките за корпоративно управление на държавните предприятия на Организацията за икономическо сътрудничество и развитие. Тези стандарти включват докладване и оповестяване на данни и информацията относно:

- Финансовите резултати, съгласно съществуващите практики и методи, използвани от публичните (търгуваните на фондовата борса) дружества;
- Ключови финансови индикатори за наблюдение и оценка на текущото управление на дружествата;
- Изпълняваните програми и провежданите политики в предприятията, които да позволяват предварителна, междинна и последваща оценка на въздействието им чрез въвеждане и отчитане на ключови индикатори в краткосрочен, средносрочен и дългосрочен план.
- Изместване на фокуса от предприемането на конфронтационно – наказателни действия спрямо предприятия, възползвали се от държавни субсидии или гаранции към **консенсусно разработени мерки с позитивен социален ефект**. Например, средствата от въвеждането на 20 % такса върху печалбата на производителите на енергия от ВЕИ, въведена от януари 2014 г. следва да бъдат използвани за финансирането на програми за развитие във ВЕИ сектора, които имат положителни ефекти за всички участници (напр. технологично развитие, научна дейност, иновации и т.н.), а не към осигуряване на финансов ресурс за държавните предприятия или за държавния бюджет.
- Преразглеждане на всички възможности за **разрешаване на проучванията за добив на неконвенционален газ** при процедури на засилен контрол, съгласно най-високите екологични стандарти на ЕС. Стимулиране и увеличаване на проучванията за **конвенционален добив в Черно море**.
- Възлагане на външен, **независим годишен преглед на енергийните политики** от българския парламент. Прегледът следва да разглежда най-малко следните аспекти:
 - а) Оценка на резултатите от енергийните политики спрямо заявените за годината цели, програмен бюджет и стратегически приоритети;
 - б) Оценка на финансовото състояние на държавните енергийни дружества и идентифициране на рисковете за развитието на сектора, включително изискваните държавни гаранции и рисковете от скрита приватизация;
 - в) Рамка на приоритетните области в енергийната политика за следващата година.
- Въвеждане на дългосрочни програми за **подпомагане на газификацията и енергийната ефективност в домакинствата**, които заедно с диверсификацията на източниците на природен газ да облекчат социалното напрежение в процеса на ценообразуване на пазара на електроенергия за бита.
- Въвеждане на **приоритизация и предварителен подбор на големи инвестиционни проекти**, базирано на ясни и прозрачни процедури и анализи, основани на факти, в съответствие с целите на ЕС.
- Комисията за защита на конкуренцията и българските административни съдилища трябва да осигурят **пълна прозрачност при разследването на картелни практики** на пазарите на горива, природен газ и електроенергия.
- **Укрепване и развитие на административния капацитет на националния енергиен регулатор (ДКЕВР)**, неговата независимост от политически и икономически интереси, както и прозрачността и отчитането на дейността му пред Народното събрание и пред обществеността.

- Постигане на консенсус относно дългосрочните приоритети в областта на енергетиката и обвързването им в национална енергийна стратегия, която да бъде одобрена от основните политически партии в страната, при осигуряване на съответствието ѝ с целите в ЕС. Разпоредбите на Третия енергиен пакет трябва да бъдат въведени в сила възможно най-скоро, както що се отнася до промени в регулацията, така и до дейността на регулиращите органи и регулираните субекти.

Фигура 28. Основни фактори за вземане на решения от гледна точка на енергийната сигурност



Източник: Център за изследване на демокрацията.

CSD АНАЛИЗИ/REPORTS

1. България и структурните фондове на Европейския съюз, С., 1999.
ISBN 954-477-050-X
2. Структурните фондове на Европейския съюз: кратко ръководство, С., 1999.
ISBN 954-477-036-4
3. Социални проблеми на присъединяването на България към Европейския съюз, С., 1999.
ISBN 954-477-052-6
4. Подготовка за преговори за членство на България в Европейския съюз, С., 1999.
ISBN 954-477-056-9
5. Присъединяването на България към Европейския съюз: ролята на политическите партии, С., 1999.
ISBN 954-477-054-2
6. Българският капиталов пазар в контекста на присъединяването към Европейския съюз, С., 1999.
ISBN 954-477-058-5
7. Корупция и контрабанда: мониторинг и превенция, С., 2000.
ISBN 954-477-077-1
8. Корпоративно управление и контрол в България, С., 2000.
ISBN 954-477-083-6
9. Корупция и контрабанда: мониторинг и превенция. Второ преработено и допълнено издание, С., 2000.
ISBN 954-477-086-0
10. Контрабандните канали в Югоизточна Европа, С., 2002.
ISBN 954-477-098-4
11. Корупция, контрабанда и институционална реформа, С., 2002.
ISBN 954-477-100-X
12. Пазарът на наркотици в България, С., 2003.
ISBN 954-477-111-5
13. Партньори в престъпността: рисковете от симбиозата между сектора за сигурност и организираната престъпност в Югоизточна Европа, С., 2004.
ISBN 954-477-114-X

14. Българският износ на оръжие: оценка на контролния механизъм върху експорта на малки оръжия и леко въоръжение, С., 2004.
ISBN 954-477-116-6
15. Транспорт, контрабанда и организирана престъпност, С., 2004.
ISBN 954-477-118-2
16. Корупцията при данъчното облагане. Предизвикателства пред данъчната политика и администрация, С., 2005.
ISBN 954-477-131-X
17. Полицейски проверки и използване на етнически профили в България, С., 2006.
ISBN 13 978-954-477-141-6
ISBN 10 954-477-141-7
18. Корупцията при обществените поръчки. Рискове и противодействие, С., 2007.
ISBN 987-954-477-148-5
19. Корупцията в здравеопазването в България, С., 2007.
ISBN 978-954-477-153-9
20. Организираната престъпност в България: пазари и тенденции, С., 2007.
ISBN 978-954-477-151-5
21. Гражданското общество в България: тенденции и рискове, С., 2010.
ISBN 978-954-477-165-2
22. Енергетика и добро управление: тенденции и политики, С., 2011.
ISBN 978-954-477-166-9
23. Пенитенциарната политика и система в Република България, С., 2011.
ISBN 978-954-477-165-2
24. Управлението на зелената енергетика в България: на кръстопът, С., 2011.
ISBN 978-954-477-175-1
25. Динамика на скритата икономика в България по време на криза, С., 2011.
ISBN 978-954-477-182-9
26. Противодействие на организираната престъпност в България: оценка на правната рамка, С., 2012.
ISBN 978-954-477-184-3
27. Подкрепа и реинтеграция на децата – жертви на трафик в България: законодателство, институционална рамка и политики, С., 2013.
ISBN 978-954-477-195-9

28. Европейският опит в противодействието на корупцията в полицията, С., 2013.
ISBN 978-954-477-197-3
29. Гражданското общество в България: социално предприемачество или за-
владяване от държавата, С., 2013.
ISBN 978-954-477-217-8
30. **Управление на енергийния сектор и енергийна (не)сигурност в Бълга-
рия, С., 2014.**
ISBN 978-954-477-216-1

ANZAM 311 *Reports*