

ТЕНДЕНЦИИ И ПРОБЛЕМИ В РАЗВИТИЕТО НА ЕНЕРГЕТИКАТА В БЪЛГАРИЯ

Разгледани са тенденциите и проблемите в българската енергетика след 2000 г. Извършен е анализ както на процеса на либерализация и регулиране, така и на състоянието и развитието на отрасъла и производствата му. Отграничени са приоритетните направления в енергийния микс на България до 2020 г., вкл. в портфейла на възобновяемите и алтернативните енергийни източници.

Направени са сравнения с Централно и Източноевропейските страни-членки на Европейския съюз, които показват изоставане на българската икономика по много от енергийните показатели. Доказана е необходимостта от съществено подобряване на мениджмънта у нас и от ефективна енергийна стратегия.

JEL: P28; Q42; Q48

Българската икономика се характеризира с недостиг на енергийни ресурси, значителна зависимост от вносни такива, голяма енергоемкост на произвежданата продукция и висока енергийна интензивност на брутния вътрешен продукт. Енергийната политика трябва да се насочи към: нарастване дела на комбинираното производство на електро- и топлоенергия; понижаване загубите при преноса, разпределението и потреблението на енергия; използване на възобновяемите и алтернативните енергийни източници като екологично чисти и намаляващи зависимостта на страната от внос; диверсификация и постигане на по-голяма енергийна сигурност на страната.

Главни приоритети на европейската енергийна политика са: либерализация на пазара и ограничена държавна намеса; понижаване разходите на енергия и повишаване конкурентоспособността на икономиката; сигурност на енергийните доставки чрез намаляване на външната зависимост от вносни енергийни ресурси; устойчиво развитие и опазване на околната среда чрез използване на енергия от нисковъглеродни източници.²

¹ Веселина Григорова е ст.н.с. д-р, научен сътрудник в Институт за икономически изследвания при БАН, секция „Регионална и секторна икономика“, email: v.ess.nedeltcheva@iki.bas.bg; v.nedeltcheva@gmx.net.

² Концепция за енергийна стратегия на България до 2020 г. (консултативен документ), ноември 2008.

Целта на изследването е да се разкрият тенденциите в развитието на българската енергетика в контекста на европейските приоритети, директиви, регламенти и потребностите на страната, да се отграничат проблемите, които възпрепятстват тези тенденции и да се предложат мерки за тяхното преодоляване.

Съгласно Електрическата и Газова директива на Европейския съюз (ЕС), от 01.07.2007 г. у нас стартира тенденция към либерализиране на вътрешния енергиен пазар се изразява в предоставяне на свободен избор на доставчик на електроенергия или природен газ от всички потребители и свободен достъп на доставчиците до съответните мрежи. Третият пакет законодателни промени на Европейската комисия също предвижда пълно отваряне на енергийния пазар и навлизане на повече участници в него и предлага мерки за независимост на мрежовите оператори, с оглед повишаване на контрола в мрежите. По-конкретно този енергиен пакет³ включва:

Директиви (2009/72/ЕС и 2009/73/ЕС) за общите правила на вътрешните пазари съответно на електроенергията и на природния газ;

Регламенти №713, 714 и 715 от 2009 г. относно: създаването на Агенция за сътрудничество между енергийните регулатори на страните-членки на ЕС, условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия, до газопреносната мрежа и др. Агенцията е създадена с цел насочване и контролиране функционирането на пазарите на електроенергия и природен газ, либерализирането им и по-голямата им прозрачност, улесняване на трансграничната търговия с енергия, осигуряване на координация на операторите на мрежата и на инвестициите за нея.

Европейската комисия регламентира следните начини за отделяне на производството и доставката от преносните мрежи:

- пълно отделяне на собствеността и управлението на преносната инфраструктура от производството и доставката;
- създаване на системен оператор, който е самостоятелно търговско дружество, независимо от собственика на мрежата;
- въвеждане на независим преносен оператор, който е и собственик на мрежата.

В Третия пакет законодателни предложения са представени и мерки за защита на потребителите и на техните права – да сменят доставчика на електроенергия и природен газ, да имат право на обезщетение и възстановяване на суми в случай на незадоволително качество на енергийните услуги и неточно определяне на сметките. Законът за защита на потребителите

³ Цекова, Ст., Ел. Рангелова, М. Михалева. Третият енергиен пакет и пакет за климатични промени – Екология, 2010, N 1-2, с. 30-35.

и Законът за енергетиката предвиждат: доставката на електроенергия на фиксирани цени да е гарантирана за битовите потребители и малките и средни предприятия; да се предоставят помощи на социално слабите слоеве от населението⁴; потребителите да се ползват от новосъздадената “Харта на енергийния потребител” (2008 г.), която съдържа мерки за справяне с недостига на гориво, информация за потребителите при избора им на доставчик, защита на гражданите от нелоялни практики на продажба.

През периода 1990-2010 г. България е намалила емисиите парникови газове с около 1/3, но това все още е недостатъчно. Европейската комисия изисква от страните членки извършване на законодателни промени в тях в контекста на Протокола от Киото (1988 г.) и Европейските директиви, насочващи към намаляване на вредните емисии и увеличаване на производството на енергия от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ).

Пакетът климатични промени на Европейската комисия поставя на преден план намаляване през 2020 г. най-малко с 20% на емисиите вредни газове в страните-членки и достигане на 20% дял на електроенергията от ВЕИ. С Директива 2003/87/ЕС е въведена Европейска система за търговия с емисии (ЕСТЕ). В отговор на пакета “климатични промени и енергетика”, у нас Законът за възобновяемите и алтернативни енергийни източници и биогоривата (2007 г.) и измененията му (2009 г.) предвиждат усилено насърчаване на производството и потреблението на енергия от възобновяеми и алтернативни енергийни източници. Необходимо е разработването на Национален план за действие за производство на този вид енергия до 2020 г. по източници. Относно производителите на енергия от такива източници, законът регламентира присъединяването им към мрежата и изкупуването в продължение на срок между 15 и 25 години на цялата произведена от тях електроенергия на преференциални цени, които се определят с решение на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР). За биогоривата тенденцията е към нарастването им в транспорта от 4% дял от общоизползваните горива към 2011 г. на 10% към 2020 г.

1. Състояние на българската енергетика

От анализа на показатели, определящи състоянието на енергетиката се установява, че България е с по-неблагоприятни резултати в сравнение с някои Централно и Източноевропейските страни (ЦИЕС):

- потребление на електроенергия на човек от населението (mtoe/млн. човека) – у нас е 2 пъти повече отколкото в Унгария и 1.3 пъти от Румъния;

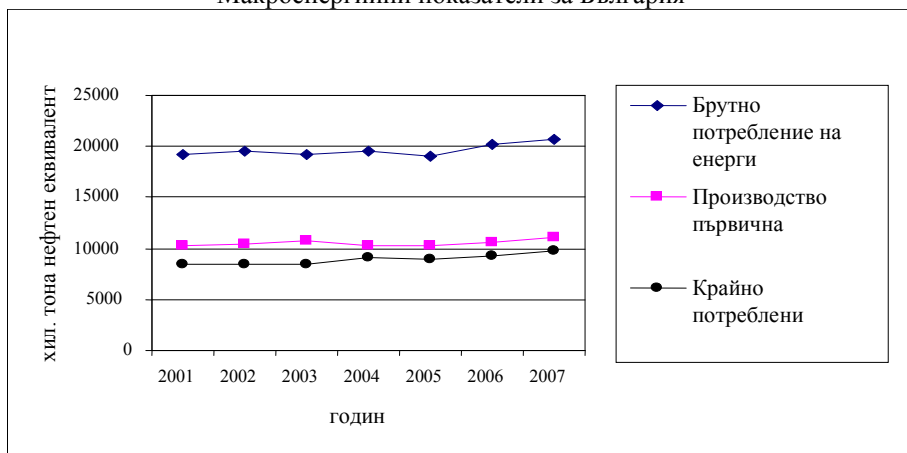
⁴ Григорова, В. Социални аспекти на енергийната политика в Българи. – В: „Икономиката и социалната политика на България в условията на съвременната глобална икономическа криза”, С., ГорексПрес, 2010, с. 148-154.

- емисии на въглероден двуокис, падащи се на човек от населението (кг/човек) – у нас са 1.3 пъти повече от Румъния и 1.1 пъти от Унгария;
- зависимост от внос на енергийни ресурси (процент от общопотребяваните енергоресурси) – България (74.1%) е една от най-зависимите от вносни енергийни ресурси страна в Европа (например над 2.5 пъти е по-зависима отколкото съседна Румъния).

Положителна тенденция е, че крайното енергийно потребление показва стабилизация през 2004-2005 г., дължаща се на диверсификацията им и увеличеното потребление на нефтопродукти, природен газ, възобновяеми и алтернативни енергийни източници.

Фигура 1

Макроенергийни показатели за България



Източник: Национален статистически институт, 2008.

Както се вижда на фиг. 1, тенденцията на някои от основните характеристики на енергийния отрасъл като производство на първична енергия, брутно вътрешно потребление на енергия, крайно енергийно потребление е на слабо нарастване след 2005 г. Българската икономика обаче все още не е ефективна – например за производството на 1000 щ. дол. брутен вътрешен продукт се изразходват десетина пъти повече енергия отколкото в западноевропейските страни и 2-3 пъти повече отколкото в централноевропейските държави, в които се наблюдава сравнително устойчива тенденция към намаляване на енергоемкостта му. За да достигне България средните социално-икономически показатели на ЕС е необходимо осигуряване на високо енергоспестяване, технологична и структурна модернизация на икономиката и отраслите ѝ, ефективно управление, развитие на реформите и пазара.

Пазарната реформа в българската енергетика изисква определяне на законова рамка, адекватна на регламентите на Европейската комисия, привеждане на енергийните цени в съответствие с икономическите разходи, създаване на

конкурентоспособни дружества и действащи регулаторни механизми. Най-общо, енергийната политика⁵ у нас е насочена към интензивно развитие на отрасъла, диверсификация на енергийните ресурси и доставки, повишаване на енергийната сигурност на страната, развитие на когенерацията (комбинираното производство на електро и топлоенергия), повишаване на енергийната ефективност в производството, преноса, разпределението и потреблението на енергия и достигане стандартите на ЕС за околната среда. Във връзка с това е необходимо:

- данъчно стимулиране при използването на енергоспестяващи технологии и ресурси (ефективното потребление на енергията е един от източниците на по-висок и устойчив икономически растеж);
- преразглеждане на нормите за допустими емисии, на стандартите за качеството на околната среда и привеждането им в съответствие с европейските нива;
- освобождаване от данък добавена стойност и митнически сборове на вноса на машини и оборудване за енергетиката с екологично предназначение;
- насочване на средствата на предприятията, набрани от санкции и такси, за управление на дейности по опазване на околната среда;
- признаване до 2014 г. на големите предприятия-замърсители на околната среда за разход (за целите на данъчното облагане) на средствата, инвестирани в програми за постигане на съответствие с нормативните изисквания по опазване на околната среда.

2. Регулиране и либерализация на енергийния пазар

Регулирането представлява намеса на изпълнителната власт в дейността на пазара с цел да се постави в определена рамка поведението на участниците в него. То се осъществява главно чрез регулиране на пазара (гарантиране на

⁵ Акцентът в нея се поставя върху подобряване на законодателния процес, определяне на националните приоритети и качествено нови програми за действие. Освен това необходимо е обединяване и пряко обвързване на икономическите, социалните и политическите цели за бърза и ефективна реализация на главните средносрочни приоритети и по-точно:

- достигане на устойчив икономически растеж, по-висок от средния за новите страни членки на ЕС;
- постигане на съгласуваност по дългосрочните стратегически приоритети в развитието на българската енергетиката и тяхното ресурсно осигуряване;
- изграждане на модерна и ефективна система за социална защита на енергопотребителите;
- разработване и приемане на национална програма за действие, съобразно Лисабонската стратегия на ЕС, с конкретни цели, срокове и финансиране.

прозрачен и безпристрастен процес на разплащане) и на конкуренцията (осигуряване на еднакви възможности за действие на участниците на пазара).⁶

Регулирането на енергийния отрасъл има значение за създаването на подходяща законова рамка, пазарни правила и структури, икономически ефективни енергийни дружества, цени на енергията в съответствие с икономическите разходи. То включва стимулиране на инвестициите в приоритетни производства и дейности, опазване на околната среда, сигурност на енергийните доставки, контрол за спазване принципите на конкуренция, осигуряване на социална справедливост.

Тенденцията в развитите европейски страни е към намаляване степента на регулиране след утвърждаване на конкурентен и саморегулиращ се енергиен пазар. По отношение на природния газ, регулирането на преноса и разпределението му в тях се извършва чрез цени, тарифи, данъци и такси и чрез въведените концесионни и лицензионни режими. Процесът на регулиране на газовия пазар в ЕС се извършва на основата на Директива 2003/55/ЕС и Регламент 1775/2005 г. на Европейския парламент и Съвета на Европа и има за цел пълно отваряне на националните газови пазари един за друг поне до равнищата, заложи в Директивата. Основните й изисквания са: гарантиране на сигурност и ефективност на системите за газоснабдяване; гарантиране на конфиденциалност на информацията; даване право на достъп на трети страни до газопреносните и газоразпределителните мрежи и избор на вида на достъп до системата – регулиран (въз основа на фиксирани тарифи за ползване на тази система) или договорен (посредством търговски преговори между участниците); въвеждане на разделно счетоводство за дейностите по съхраняване, пренос и разпределение на природен газ.⁷ През 2008 г. отварянето на пазара в ЕС достигна 42.5% като обхвана крайни потребители с годишна консумация над 5 млн. куб. м. Директивата позволява на страните-членки на ЕС да предоставят достъп до мрежата на газови компании производители на електрическа енергия и големи крайни потребители, както и на газоразпределителни дружества. Предоставянето на право на достъп на краен потребител се определя въз основа на критериите “прагови равнища на потребление” и “общ дял в отварянето на пазара”.

Формите на регулиране са в зависимост от:

- начина на въздействие – пряко и косвено;
- начина на регулиране

⁶ България е член на Регионалната асоциация на енергийните регулаторни органи (ERRA), в която участват регулаторни комисии от 17 страни: България, Полша, Словакия, Румъния, Унгария, Чехия, Албания, Молдова, Украйна, Естония, Литва, Латвия, Русия, Армения, Грузия, Казахстан и Киргизия.

⁷ Структурна реформа в енергетиката. Министерство на икономиката и енергетиката, 2007, с. 427-428.

- а) структурно – например необходимост от създаване на нови структури и инфраструктури;
- б) ценово – пряко (чрез цени или тарифи) и непряко, т.е. косвено (чрез данъци и субсидии);
- използването на стандарти за дейности като контрол на безопасността и контрол на замърсяването.

В резултат на проведените през последните години у нас и в другите ЦИЕС реформи в ценообразуването на енергоносителите, цените на енергията показват тенденция към повишаване. Това наложи прилагането на компенсационни механизми, чрез които държавата да редуцира цените на енергоносителите за най-бедните слоеве на населението.

Все още недостатъчно развитите пазарни отношения в енергетиката налагат регулаторът периодично да извършва ценови регулаторни прегледи в енергийните подотрасли (електроенергетика, топлоенергетика⁸, природен газ). В дейностите по разпределение и снабдяване с електроенергия и природен газ най-подходящи са т.нар. таванни методи на регулиране, които насочват дружествата към оптимизиране на разходите и намаляване на загубите им.

Основна функция на регулаторния орган е да поддържа баланса на интересите между потребителите и енергийните компании⁹. Потребителите се нуждаят от качествени енергийни услуги на приемливи за тях цени, а производителите на енергия и доставчиците на енергийни услуги – от финансови ресурси, които да им гарантират безпрепятствено и устойчиво развитие. В тази сложна система от връзки и интереси регулаторът трябва да намира разумния компромис при взимането на решения.

Регулаторният орган у нас е назначен от Министерския съвет (10.09.1999), тъй като правителството носи основната отговорност за осъществяване на реформата в енергетиката и за изпълнение на поетите ангажменти към ЕС. Регулаторът е автономен при взимане на решения и независим от енергийните институции. На него се дават специфични правомощия, които имат икономически и институционален характер като лицензиране, регулиране на цени и тарифи, контролиране на дейността на дружествата, изисквания за прозрачност на отчетността им. При постигането на реални пазарни условия и конкуренция в енергийния отрасъл, може да се пристъпи към промяна на статута на регулаторния орган и превръщането му в по-мощна и независима от решения с политически характер институция.

⁸ Например ДКЕВР определя цените на топлоенергията на основание Наредбата за регулиране на цените на топлоенергията, в която е показан точен метод за ценообразуване на доставката на топлинна енергия.

⁹ ДКЕВР разреши на Националната енергийна компания да отчита 20% от електрическия ток, постъпил в мрежите му като технологични разходи. У нас делът на електроенергията, която се губи при разпределението е около 12%.

В повечето страни от ЕС има специални енергийни органи, които осъществяват регулаторните функции, вкл. и регулаторния надзор. Например в Белгия – Контролен комитет и Департамент по енергетика към Министерство на икономическите въпроси, в Италия – Министерство на промишлеността, търговията и занаятите, във Великобритания – ОФГАЗ и др.

Както беше посочено, регулирането на преноса и разпределението на енергия в европейските страни се извършва чрез въведените концесионни и/или лицензионни режими. При лицензионния режим компаниите трябва да имат лицензия за доставка и за пренос. Концесионният режим предоставя изключителното право на концесионерите¹⁰ да продават енергия (например, природен газ) и задължението да извършват доставки при определени условия. Съществува и смесена система за регулиране - лицензия и концесия, като например в Германия.

Предстоят законодателни промени (провокирани от Третия пакет предложения на Европейската комисия), насочени към осигуряване на: по-голяма независимост на системните оператори на преносни мрежи; модернизация на електропроизводствените мощности и преносни системи; стимулиране на адекватни на потребностите инвестиции в мрежите; висока степен на информираност на пазарните участници; развитие и широко внедряване на информационно-комуникационните технологии; повишаване конкурентоспособността на енергийния отрасъл в условията на общоевропейския либерализиран пазар.

С приемането на Третия пакет законодателни предложения в енергетиката и с предизвиканите промени в нея започна прилагането на нов подход за регулиране на енергийните пазари в страните-членки на ЕС, а именно независим общ национален регулатор следи развитието на пазара и предотвратява евентуални дискриминационни действия между операторите. Както беше подчертано, регулирането се извършва главно чрез цени и данъци (преки и косвени). С цел опазване на околната среда се въвежда екологичен данък върху енергоресурсите, за да се ограничи и регулира използването на такива, които я замърсяват. Регулирането се осъществява и чрез освобождаване от данъци на някои видове енергоносители, за да се стимулира производството и потреблението им.¹¹ Така чрез данъчната система и системата на цените се въздейства за формиране на структурата на потребителското търсене на енергийни ресурси и енергоносители, а също и за приоритетно насочване на инвестициите в енергоефективни производства и технологии.

¹⁰ Повечето концесии са изцяло или в по-голяма степен обществена (държавна или общинска) собственост.

¹¹ Структурна реформа в енергетиката. Министерство на икономиката и енергетиката, с. 477.

Институционалните и структурни реформи¹² в енергетиката на страните от ЕС, започнали главно през 90-те години, са насочени не само към либерализация, т.е. разширяване и постепенно отваряне на пазара за все повече доставчици и потребители, но и към дерегулиране – заместване на регулирането с конкуренция с цел повишаване на производствената ефективност и качеството на услугите. Българската енергетика обаче още не е напълно готова за дерегулиране, защото икономическото регулиране в нея като форма на управление не е напълно изчерпано, а голям брой от енергийните дружества са финансово нестабилни. Необходими са действия в следните насоки: финансово реструктуриране (създаване на финансово стабилни търговски дружества), институционални промени, търговско реструктуриране (отваряне на енергийния пазар за диверсификация на източниците и доставчиците на енергийни ресурси и за конкуренция), законови промени и модернизация на управлението.

Относно газовия пазар, тенденцията е към постепенното му отваряне в съответствие с изискванията на ЕС и създаване на пазар на природен газ с ниско налягане. Факторите, които въздействат върху либерализацията на газовия пазар са: тенденцията към развитие на нискоемисионна енергетика и към диверсификация на доставките; нарастващото търсене на природен газ; увеличаването на вноса му; засилването на взаимозависимостта между пазара на природен газ и електроенергийния пазар.

Особеностите на либерализирания електроенергиен пазар у нас са следните: Около 95% от електроенергията се търгува чрез двустранни договори за доставка. Има два успоредно работещи сегмента: пазар с регулирани цени и пазар със свободно договорени цени като делът на последния е с тенденция към нарастване. Нормативната база за отваряне на пазара за всички участници е определена чрез Закона за енергетиката (ДВ бр. 107, 09.12.2003 г.) и измененията и допълненията му (2004-2010 г.). Право на достъп до електропреносната и електроразпределителната мрежа имат: производителите на електроенергия, общественият доставчик, крайните снабдителите и всички търговци на електроенергия. Сделки могат да се сключват по свободно договорени цени между участниците на пазара, по регулирани от ДКЕВР цени, по цени на организирания пазар (енергийната борса). В съответствие с Директива 2003/54/ЕС дейностите по производство, пренос, разпределение и търговия с електроенергия са разделени.

Процесът на либерализация на електроенергийния пазар отначало показва тенденция към сравнително бързо развитие, но след това настъпи известно задържане по отношение на обемите електроенергия, търгувани на свободния пазар. Причините за това са както следва:

- спирането на 3 и 4 блок на АЕЦ “Козлодуй”, при което генериращите мощности у нас силно намаляха;

¹² Григорова, В. Структурни промени в енергетиката. – Икономика, 2008, N 4.

- изискванията на ЕС да има защитени потребители (а те са битови потребители и малки предприятия с персонал до 50 души и оборот до 10 млн. евро), обаче поради фирмената тайна липсва точна информация колко е оборотът на предприятията, така че критерият “малки предприятия” на практика се оказва неприложим;
- поскъпването на горивата на световните пазари;
- задължителното изкупуване на сравнително скъпата електроенергия от възобновяемите и алтернативни източници.

Резултатите от действието на тези причини са следните:

- 1) В условията на икономическа криза инвестиционният климат в страната се влоши, електроенергията стана стока с непрогнозируема цена, а развитието на икономиката се нуждае от прогнозируема цена на енергията.
- 2) Повечето участници в либерализирания електроенергиен пазар се върнаха сред защитените потребители.
- 3) Много от търговците купуват електроенергия от производителите и обикновено я продават извън България на далеч по-високи цени.
- 4) Необходими са инвестиции за когенеративни мощности, за диверсификация на междусистемните връзки и на доставките на енергийни ресурси.
- 5) Огромни инвестиции се влагат за намаляване/очистване на вредните емисии, както и за опазване на населението и околната среда от въздействията на радиоактивните отпадъци от атомната енергетика (т.е. за изграждане на хранилища за радиоактивни отпадъци).
- 6) Преносната електроенергийна мрежа, която е остаряла инфраструктура същосъздава големи проблеми.
- 7) Необходима е активно функционираща енергийна борса, която да спомогне за определянето на пазарни цени на енергията.

Либерализацията на електроенергийния пазар преминава през няколко стъпки:

- Директива 2003/54 на ЕС от 26.06.2003 г. (за общите правила на вътрешния пазарна електроенергия), която регламентира: крайни срокове за пълно отваряне на пазара (01.01.2007 г. за промишлените и 01.07.2007 г. за битовите потребители); независимост на мрежовите оператори и отделянето им от производството и доставката; постоянно наблюдение на пазара от страна на енергийните регулатори.

- Приемане на Закона за енергетиката, с който беше въведен нов пазарен модел на регулиран достъп на трета страна до електрическите мрежи, заменящ модела “единствен купувач”.
- Приемане на нови правила от ДКЕВР за работа на пазара на електроенергия и за организация на енергетиката, а именно за: условията и реда за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи; за управление на електроенергийната система; за управление на електроразпределителните мрежи; за измерване на количеството електроенергия и за търговия с електроенергия.

Либерализацията на енергийния пазар дава възможност за: развитие на енергийните връзки между страните от Югоизточна Европа (ЮИЕ) и изграждане на единна енергийна инфраструктура в тях; провеждане на политика за диверсификация на енергийните ресурси и доставчици, за да се преодолее проблемът на енергийна зависимост на страните от един доставчик; намаляване на енергийната интензивност, особено в страни като България, в която тя е 6 пъти по-висока от средноевропейската¹³; изпълнение на изискванията на Лисабонската стратегия, насочващи към повишаване на конкурентоспособността на икономиките на страните от ЕС, към по-висок икономически растеж и осигуряване на по-голяма заетост, които са цели и на енергийната стратегия на България.

Следователно пълното либерализиране на електроенергийния пазар, започнало от средата на 2007 г.¹⁴ се характеризира с отпадането на ценовата регулация за потребители, присъединени към мрежата високо напрежение и със съвместното функциониране на регулирания и свободния пазар, при превес на последния. Важно значение в този процес има силната лидерска позиция на енергийния регулатор и сътрудничеството му с всички участници на пазара. При ценообразуването на електроенергията освен икономически показатели се отчитат и редица социални фактори. Необходими са промени в Закона за енергетиката, в смисъл промяна на критериите за определяне (“отсяване”) на защитените потребители. Освен това прилагат се предимно стандартни методи за регулиране на енергийните компании, а въвеждането на насърчаващи ефективността методи и тарифни системи е на начален етап.

Интерес представлява разглеждането на тенденциите и съществуващите проблеми в енергетиката не само общо за отрасъла, но и по видовете производства в него.

¹³ Цветанов, П., Г. Стоилов, Л. Аджарова, Т. Манойлова, Г. Босев. Електроенергетиката на България – развитие и обществена цена. Българска Академия на науките. Академично издателство „Проф. Марин Дринов“, С., 2009.

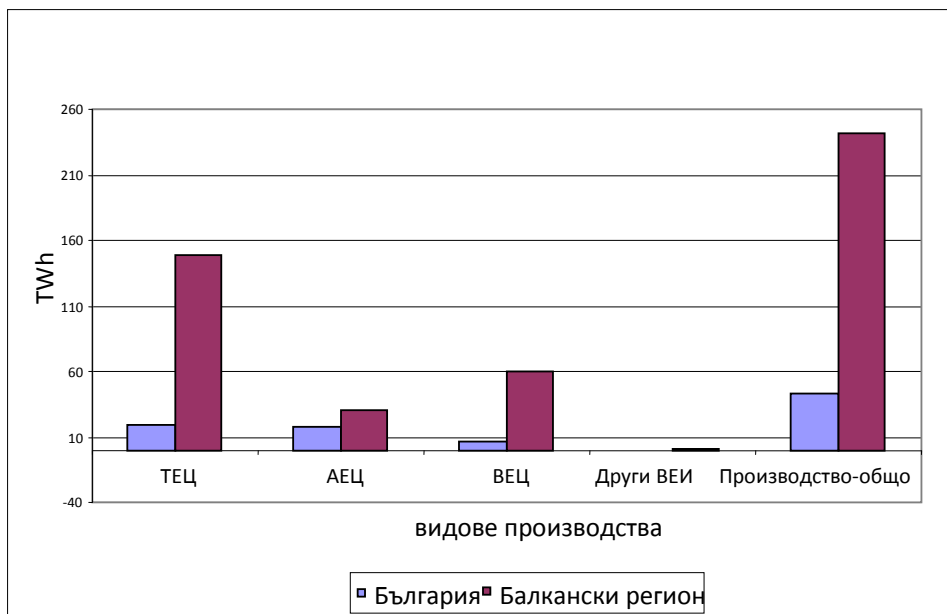
¹⁴ Проблемите на либерализацията и на създаването на енергийна борса в България са разгледани по-подробно от Ангелова, Й. Проблеми на либерализацията на електроенергийния пазар в България. ИК „Белопринт“, С., 2008.

3. Електроенергетика

Най-голяма част от енергийния отрасъл заема електроенергетиката. През последните години настъпиха някои структурно-организационни промени в този подотрасъл, като например разпределението и голяма част от производството на електроенергията бяха приватизирани.

Фигура 2

Производство на електроенергия в България и Балканския регион



Източник: Национална енергийна компания, 2008.

Както се вижда от фиг. 2, у нас по-голямо количество електроенергия се произвежда от топлоелектрическите централи (ТЕЦ) и атомната електроцентрала (АЕЦ), а общо в Балканския регион – от ТЕЦ и водноелектроелектрическите централи (ВЕЦ). Делът на възобновяемите и алтернативни енергийни източници в структурата на производството на електроенергия все още е незначителен за България и за Региона. В тези страни има необходимост от инвестиции¹⁵ за рехабилитация и модернизация на старите централи, за когенеративни мощности, за развитие на ВЕИ, на енергийната и комуникационната инфраструктура.

Изискванията по отношение развитието на електроенергетиката на страните-членки на ЕС са структурно-инвестиционните промени в тях, вкл. и в България, да бъдат съобразени с Директивата на Европейския парламент “За

¹⁵ Григорова, В. Инвестиции и развитие на енергетиката. – Икономика, 2009, N 2, с. 30-32.

общите правила на вътрешния пазар на електроенергия”, насочващи към създаване на условия за плавен и без сътресения преход към свободен пазар на електроенергия.

Таблица 1
Структура на електропроизводството в Централно и Източноевропейските страни (%)

Страни	ТЕЦ	АЕЦ	ВЕЦ	Други
България	59	34	7	-
Полша	98	-	2	-
Румъния	60	12	28	-
Словакия	27	55	17	1
Словения	37	41	22	-
Унгария	58	37	1	4
Чехия	66	30	3	1

Източник: УСТЕ, 2009.

Данните в табл. 1 показват, че: в почти всички разглеждани ЦИЕС повече от 50% от електропроизводството се получава от ТЕЦ, като изключение правят Словакия и Словения, в които приоритет има електропроизводството от АЕЦ (съответно 55 и 41%); в Унгария, България и Чехия само около 1/3 от електропроизводството е от АЕЦ; в Румъния и Словения около 1/4 от електропроизводството е от ВЕЦ. Следователно не само за България, но и за разглежданите ЦИЕС тенденцията в структурата на електропроизводството е към повишаване дела на ТЕЦ, следвани от АЕЦ.

Таблица 2
Прогнозен електроенергиен баланс на България (MWh)

Показатели / Години	2010	2015	2020	2030
Брутно производство	42163	44712	45189	46377
Брутно потребление	36454	37235	37754	38403
Разлика	5709	7477	7435	7974

Източник: Цветанов и колектив, цит. съч., с. 77.

Както се установява от табл. 2, тенденцията е към нарастване на брутното производство на електроенергия през периода 2010-2030 г. Прогнозиран е растеж и на електропотреблението след 2010 г., но изпреварващо е електропроизводството като резултат от въвеждането в експлоатация на мащабни енергийни проекти. Темпът на нарастване на потреблението на електроенергия е далеч по-нисък от прогнозирания за електропроизводството поради политиката ни на повсеместно спестяване на енергия.

Предпоставките за по-нататъшно развитие на електроенергетиката ни са:

- електроенергийната система на страната работи в паралел с енергосистемите на страните от ЮИЕ;

- преносната електромрежа у нас е надеждна и има добра географска структура, а разпределителните мрежи са в процес на модернизиране;
- има сравнително голям интерес за инвестиране в електроенергетиката.

По-важните проблеми в подотрасъла са:

- високата консумация на електроенергия в битовите и административно-търговските сгради;
- отсъствието на достатъчно информация за търговските баланси, резервните мощности и натоварването на електросистемата;
- използването на сравнително скъпи енергоносители в промишлеността, които я правят изключително енергоемка – тя консумира с 40% повече енергоресурси в сравнение с развитите страни от ЕС. Това води до по-висока себестойност на продукцията, до по-неконкурентоспособни стоки на външния пазар, а също и до недостиг на енергия;
- възрастовата структура на електроцентралите показва, че близо 60% от топлофикационните, 50% от заводските и около 30% от топлоелектрическите централи са над 35 години, а само 7, 8 и 15% от съответните централи са под 15 години;
- централите, работещи на базата на ВЕИ се очаква да създадат допълнителни разходи за електроенергийната система, произтичащи от присъединяването им към преносната и разпределителните електроенергийни мрежи;
- липсата на достатъчно инвестиции в развитието на комуникационно-информационните технологии;
- не се изпълняват напълно изискванията за опазване на околната среда, за да се достигнат стандартите на ЕС в това отношение;
- все още у нас е на незадоволително равнище автоматизацията на технологичните процеси, но се очаква европейските фондове да допринесат за нарастване на средствата за тази цел.

Тенденциите в политиката на подотрасъла за преодоляване на съществуващите проблеми са:

- 1) разширяване и модернизация на разпределителните мрежи за средно и ниско напрежение и на техните системи за управление, което ще съдейства за по-ефективното функциониране на електроенергетиката и намаляване енергийната интензивност на brutния вътрешен продукт;

- 2) диверсификация на енергийните ресурси, развитие на когенерацията и реализация на мащабни енергийни проекти, които ще увеличат сигурността и непрекъсваемостта на електроенергийните доставки и в крайна сметка – енергийната ефективност на икономиката;
- 3) завършване на новите инфраструктурни проекти, които ще допринесат за разширяване и модернизация на електропреносната система, а именно приключване на проекта за рехабилитация и модернизация на електропреносната мрежа “Енергия 2”, изграждане на електроенергийните междусистемни връзки на България с Македония (Червена могила – Щип), с Гърция (Марица изток – Комотини) и с Румъния (Белене – Домнет).

4. Топлоенергетика

Тясно свързана с електроенергийния подотрасъл е топлоенергетиката. У нас дялът на топлинната енергия, произвеждана от комбинирани електро- и топлоинсталации заема около 55%. Висок дял в структурата на производството на топлинна енергия заема природният газ (50%), следван от вносните въглища (27.8%), местните въглища (13.5%), течните горива (7.1%) и ядрената енергия (1.6%). В структурата на производителите на топлоенергия с преимуществен дял са заводските ТЕЦ (57.8%) и топлофикационните дружества (40.9%). Структурата на потребителите на топлинна енергия е както следва: с най-висок дял са промишлените и стопанските потребители (67.3%), следвани от домакинствата (28%) и бюджетните организации (4.7%). Централизираното отопление се оказва най-евтината и екологосъобразна възможност за топлоснабдяване и затова заема най-висок дял в структурата на топлофикационните услуги. У нас обаче то има следните слабости: остарели инсталации, невъзможност да се контролира точно потреблението, ниска събираемост на вземанията от потребителите и отгук – влошеното финансово състояние на дружествата.

След приватизацията, повечето топлофикационни дружества насочиха инвестициите си за въвеждане на мощности за комбинирано производство, защото голям проблем е, че не във всички има изградени такива мощности или ако някъде има, то те са морално и физически амортизирани.

От данните в табл. 3 се вижда, че тенденцията през разглеждания период е на увеличаване на капацитета на централите на биомаса (повече от 3 пъти), следвани от големите газови централи (близо 1.5 пъти) и малките централи на нефт и газ (близо 1.3 пъти).

За разлика от тях, централите на въглища през периода 2010-2020 г. намаляват капацитета си спрямо 2000 г., респ. 1.2 и 1.1 пъти.

Таблица 3

Капацитет на когенерационните централи в ЕС (GW)

Централи / Години	2000	2005	2010	2015	2020
Централи на въглища	47.9	48.0	39.5	43.0	43.2
Големи газови централи	26.0	27.4	30.5	31.3	37.7
Малки централи – на нефт и газ	42.4	47.9	44.3	48.5	52.5
Централи на биомаса	7.2	10.3	12.9	15.7	24.9

Източник: Eurostat, 2008.

Предпоставките за по-нататъшно развитие на топлоенергетиката у нас са:

- централизираното топлоснабдяване е равностоен конкурент на битовата газификация и на отоплението с електрическа енергия;
- цените се регулират от ДКЕВР, като за комбинираното производство на енергия се определят преференциални цени;
- комбинираното производство на топлинна и електроенергия повишава значително енергийната ефективност, защото намалява разходите за производство на двата вида енергия и емисиите парникови газове;
- общата енергийна ефективност на комбинираното производство за всички топлоснабдителни дружества е 67.2%, на централите на природен газ около 75%, а на въглищните централи 33-38% в зависимост от топлотехническите им параметри;
- политиката за развитие на когенерацията се основава на Директива 2004/8/ЕС за насърчаване на комбинираното производство на електро и топлоенергия, регламентирано в Закона за енергетиката;
- прилаганите нашироко ВЕИ технологии, които позволяват диверсификация на ресурсите за производство на топлоенергия, а именно използването за целта на биомаса и отпадъчни продукти.

По-важни проблеми в топлоенергетиката са следните:

- налице е тенденция на влошаващо се финансово състояние на топлофикационните дружества;
- остарели мощности за комбинирано производство (голяма част от тях са на възраст 20-35 години), а новите системи за когенерация са с незначителен дял;
- само малко над половината от произвежданата топлоенергия е от комбинирани инсталации за електро- и топлоенергия – една от причините за недостатъчните инвестиции за когенерация са доскорошните ниски

преференциални цени за изкупуване на електроенергията, произведена по комбиниран начин;

- 20% от произведената топлоенергия представлява технологични загуби в топлопреносните мрежи;
- съществува много ниска събираемост (около 50%) на вземанията от битовите потребители;
- висока задлъжнялост на централизираното топлоснабдяване към обществения доставчик на природен газ “Булгаргаз” ЕАД;
- не са въведени механизми за насърчаване използването на биомаса, отпадъци и други ВЕИ за топлоенергийното производство.

Тенденциите в политиката на подотрасъла за преодоляване на съществуващите проблеми са:

- 1) регулиране на цените за производство и пренос на топлоенергия така, че да дават възможност за финансова стабилност на дружествата и за възвръщаемост на инвестициите;
- 2) стимулиране чрез пазарни механизми нарастването на дела на когенерацията в структурата на енергопроизводството;
- 3) насочване на повече инвестиции за модернизиране на топлопреносната мрежа с оглед намаляване на технологичните загуби;
- 4) насочване на инвестиции към постепенна подмяна на амортизираните и енергонеефективни абонатни станции;
- 5) съчетаване на традиционните първични енергоносители с възобновяемите и алтернативни източници на енергия.

За производството на енергия се използват такива ресурси като въглища, атомна енергия, природен газ, възобновяеми и алтернативни енергийни източници, които по-нататък ще бъдат подробно анализирани.

5. Видове енергоносители

5.1. Енергия от въглища

Нарастващото потребление на електро- и топлоенергия, необходимостта от сигурност на доставките им и увеличаването на цените на течните горива са фактори, определящи използването все още на въглищата като енергиен ресурс.

“Мини Марица-изток” ЕАД, където се разработва най-голямото находище от лигнитни въглища у нас, е главна база за развитие на българския въгледобив, но въглищата там са с ниска калоричност и 28% пепелно съдържание. Приоритетно насочване на инвестициите за използване на българските лигнитни въглища е наложително, защото вносните значително поскъпват. Екологичните проблеми, които генерирането на енергия от въглища поражда, могат да бъдат успешно решени, защото вече има много съвременни технически средства за улавяне на емитираните от това производство вредни вещества. Неблагоприятното е, че тези модерни пречистващи инсталации повишават до голяма степен стойността на мощностите, а оттук и цената на съответната енергия.¹⁶

Общо взето, мините у нас се характеризират с тежко финансово състояние, ниска ефективност, технологична изостаналост и натрупани задължения. За подобряване на развитието им, трябва да се разработят оздравителни програми за дружествата, към които все още няма инвеститорски интерес, а тези които са нежизнеспособни, да се ликвидират.

У нас тенденцията е към увеличаване на енергията от въглища поради следните обстоятелства:

- лигнитните въглища са единственият местен енергиен ресурс за производството на електро- и топлоенергия, намиращ се в по-голямо количество;
- в Маришкия басейн, откритият въгледобив (който е по-ефективен от закрития) е преобладаващ, а “Мини Марица-изток” са с 84% дял от общия добив на въглища за производство на електро- и топлоенергия у нас;
- близостта на въгледобивните басейни до централите за производство на електро- и топлоенергия.

Проблемите, които възникват във връзка с генерирането на енергия от въглища са много: интензивните емисии на сяра, прах, азотни окиси и парникови газове, които могат да предизвикат затварянето на някои въглищни централи големи замърсители на околната среда (например, по екологични причини трите блока на ТЕЦ “Бобовдол” ще бъдат изведени от експлоатация поетапно до 2014 г.); слабата калоричност и ниската енергийна ефективност на местните въглища; неекологичността им, налагаща потребността от големи инвестиции за модерни очистващи технологии, които обаче чувствително увеличават производствените разходи на централите; проблемите на управлението и ефективността на работа на централите.

¹⁶ Поскъпването на въглищата у нас е с около 15% през последните 1-2 години и води до увеличаване със 7-8% на цената на електро- и топлоенергията.

Таблица 4

Емисии на вредни вещества в атмосферата в България (отн. дял)

Източници/Видове	Серни окиси	Азотни окиси	Метан	Неметанови летливи органични съединения	Въглеродни окиси	Въглероден двуокис	Двуазотен окис	Амоняк
2005 г.								
Общо(хил.тонове)	900	234	699	325	750	51683	42	57
Индустриални горивни процеси	0.88	0.28	0	0	0	0.57	0.16	0
Производствени процеси	0.07	0.14	0.76	0.17	0.14	0.10	0.16	0.14
Други източници	0.05	0.58	0.24	0.83	0.86	0.33	0.68	0.86
2006 г.								
Общо(хил.тонове)	877	246	701	338	798	54156	41	55
Индустриални горивни процеси	0.86	0.27	0	0	0	0.56	0.20	0
Производствени процеси	0.08	0.13	0.76	0.17	0.13	0.11	0.12	0.12
Други източници	0.06	0.60	0.24	0.83	0.87	0.33	0.68	0.88
2007 г.								
Общо(хил.тонове)	859	193	622	280	519	50151	36	42
Индустриални горивни процеси	0.92	0.33	0	0	0	0.70	0.19	0
Производствени процеси	0.03	0.17	0.75	0.05	0.12	0.12	0	0
Други източници	0.05	0.50	0.25	0.95	0.88	0.18	0.81	1.00

Източник: Статистически справочник 2009, с. 255.

Данните в табл. 4 могат да се направят следните заключения.

1. Серните окиси (респ. 900, 877, 859 хил. т.), двуазотният окис (респ. 42, 41, 36 хил. т.) и амонякът (респ. 57, 56, 42 хил. т.) намаляват, а останалите вредни вещества в атмосферата варират вълнообразно, т.е. в посока към увеличаване и намаляване.
2. Разглеждани по източници на емисиите, се установява:
 - серните окиси, азотните окиси и въглеродният двуокис се емитират най-вече от индустриалните горивни процеси и други източници;
 - метанът и въглеродните окиси – от производствените процеси и други източници;
 - неметановите летливи въглеродни съединения, двуазотният окис и амонякът – от други източници.

С инвестирането в нови технологии и с увеличаването на пречистващите инсталации в централите и особено в тези, които използват като основен

енергиен ресурс въглищата¹⁷, се очаква тенденция към чувствително понижаване на количеството на емитираните вредни вещества в околната среда. Пример в това отношение са централите в комплекс „Марица изток”, където се извършва мащабна модернизация, значителна част от която са инсталациите за десулфатизация на димните газове, които съществено намаляват емисиите на вредни вещества в региона.

Таблица 5
Емисии на въглеродни окиси в Централно и Източноевропейските страни (хил. тонове)

Страни / Години	2001	2002	2003	2004	2005	2006
България	619	700	716	755	740	785
Полша	3528	3410	2626	3426	3333	2800
Румъния	-	-	-	-	1407	1417
Словакия	315	292	308	310	299	290
Словения	90	85	81	82	83	109
Унгария	-	620	600	587	587	569
Чехия	-	546	579	572	511	484

Източник: Статистически справочник 2009, с. 313.

Данните сочат, че сред ЦИЕС най-ниски са емисиите на въглеродни окиси в Словения, Словакия и Чехия, а най-високи – в Полша, Румъния и България, които използват активно въглищата като енергоресурс. За разлика от Полша, в която тези емисии намаляват през разглеждания период, в България тенденцията е към нарастването им до 2006 г., което се дължи не само на използването на въглищата като основен ресурс за генериране на електроенергия, но и на факта, че няма пречистващи инсталации в голяма част от въглищните централи. През 2007 г. обаче емисиите на въглеродни окиси у нас намаляват до 519 хил. тонове¹⁸ и тази тенденция се запазва и занапред.

С оглед ключовата цел на ЕС за редуциране на емисиите парникови газове към 2020 г. с над 20%, проблем би възникнал, ако българските въглищни централи трябва да закупуват/заплащат разрешителни за всички емитирани от тях емисии, което ще увеличи значително производствените им разходи и ще понижи конкурентоспособността им. За преодоляването на тези проблеми се предлага въглищните централи да получат “безплатни” разрешителни за емисии като квотите се намаляват ежегодно през 2013-2020 г. с едни и същи количества, достигайки нулев процент през 2020 г.

5.2. Ядрена енергия

Политиката на страната ни в областта на използването на ядрената енергия в енергетиката е непоследователна - първо бяха затворени някои от блоковете на

¹⁷ Тошева, Г. За България са важни местните лигнитни въглища и ядрената енергия. – Ютилитис, 2008, N 1.

¹⁸ Национален статистически институт. Статистически справочник 2009, с. 255.

АЕЦ „Козлодуй“, след това започнаха дискусии за отварянето им, после се инвестираха огромни средства за модернизиране на старите блокове на централата¹⁹ и за изграждане на площадката на новата АЕЦ „Белене“²⁰ (строителството на която е спряно до намирането на стратегически инвеститор). Независимо, че вложенията инвестиции за модернизираните и новоизграждащите се ядрени мощности са големи, все пак може да се очаква конкурентна цена на произвежданата от тях електроенергия, поради дългия период върху който се разпределят капиталовите разходи.

В енергетиката конкуренция има не само между ядрената и другите видове енергия, но и в самата атомна енергетика при насочването на инвестициите (между съществуващи и новоизграждащи се мощности). Следователно открояват се две тенденции на инвестиционната динамика в ядрената енергетика: повишаване ефективността на работа и безопасността на съществуващата атомна електроцентрала и стартиране на ново строителство. От особена важност са и инвестициите за извеждане от експлоатация и унищожаване на отпадъците от ядрените инсталации, както и размерът на съответните разходи. Последните трябва да са точно определени от компетентните органи и включени в цената на енергията, която ще бъде генерирана от атомната централа след построяването и въвеждането ѝ в действие.

Атомни електроцентрали в ЦИЕС функционират в Словения, Унгария, Чехия, Словакия и Румъния. Словакия ще построи два атомни реактора в АЕЦ „Моховце“ и един в АЕЦ „Бохунице“, които ще задоволяват 27% от консумацията на електроенергия в страната. В Западна Европа такива централи има във Франция и Англия. Общо на територията на ЕС функционират повече от 200 ядрени реактори от различен тип и с различен срок на експлоатация. Изследване на Световната банка през 2005 г. показва, че в страните от ЮИЕ мощностите за генериране на енергия трябва да бъдат увеличени с около 1/4, за да покрият растящите енергийни потребности в тях през следващите години.

Европа генерира 35% от електричеството си от атомни централи като предпочитанията към енергията от тях са, че тя не увеличава вредните газове в атмосферата, намалява зависимостта на страните от внос на въглища, нефт, природен газ и съдейства за повишаване на ефективността на икономиката.

От началото на своето приложение (отпреди пет десетилетия) ядрената енергетика премина през периоди на бурно развитие и застой. Сега в 35 страни в света работят около 400 атомни реактора и произвеждат електроенергия

¹⁹ Принципно експлоатацията на трети и четвърти блок на АЕЦ „Козлодуй“ може да се удължи чрез модернизация с още около 20 години. За целта обаче е необходимо да се поиска от Агенцията за ядрено регулиране лицензиите им да бъдат удължени, защото засега те са съответно до 2011 и 2013 г.

²⁰ На 7 декември 2007 г. Европейската комисия официално одобри и даде положително становище на проекта за АЕЦ „Белене“. Първата плоча от строежа на централата е положена през второто полугодие на 2008 г.

колкото е било общото електропроизводство на земята през 1960 г. Очаква се по-нататъшно усъвършенстване на атомните реактори и развитие на ядрената енергетика, защото според Energy Information Association до 2030 г. общо консумацията на енергия в световен мащаб ще се повиши с 44%, което изисква адекватно увеличаване на производството на енергия. Ето защо нарастването на дела на ядрената енергия в енергийния микс има важно значение за задоволяване на енергийните потребности, но при условие, че се спазват изискванията за сигурност, безопасност и рационално управление на производството и на отпадъците от него (в смисъл, съхраняването им в специално изградени и максимално обезопасени хранилища за радиоактивни отпадъци).

Проблемът със съхраняването на отработеното гориво и радиоактивните отпадъци от ядрената енергетика у нас все още не е напълно решен – влизането в експлоатация (2015 г.) на хранилището за ниско- и средно радиоактивни отпадъци е частично решение на проблема със защитата на населението и околната среда от въздействието на йонизиращите лъчения от тези отпадъци. Необходими са огромни инвестиции за изграждане на хранилище за високорадиоактивни отпадъци, както и на съвременна информационно-комуникационна система за сигнализиране и предотвратяване на инцидентни негативни въздействия на ядрените централи върху околната среда. И не на последно място - инвестиции за подготовка и преподготовка на кадри за ядрената енергетика в контекста на съвременната ѝ степен на развитие и на високите екологичните изисквания.

5.3. Природен газ

Процесът на либерализация на пазара на природен газ у нас започна през 1999 г., а с въвеждането на Директива 55 на ЕС от юни 2003 г. (чиято цел е да се създадат равни условия на конкуренция за всички дружества) стартира важен етап от създаването на интегриран европейски енергиен пазар, за който първостепенна роля играе развитието на инфраструктурата, в т.ч. на газовата инфраструктура. Природният газ за битовите потребители у нас е по-скъп от този, предназначен за обществено-административните, търговски и промишлени клиенти. Той е по-евтин от промишления газът и от дневната електроенергия, но по-скъп от топлинната енергия и от въглищата. Ето защо, битовите потребители все още предпочитат централизираното отопление и твърдото гориво.

Относно газовия пазар, етапите му на развитие са следните:

Първи етап (1991-1996 г.) – създаване на първите частни газови компании и първи опити за регулация.

Втори етап (1996-1999 г.) – приемане на първите закони за целта.

Трети етап (1999-2001 г.) – опит за териториално окрупняване на дейностите „разпределение” и „снабдяване”.

Четвърти етап (2001-01.07 2007 г.) – продължаване на опитите за териториално окрупняване.

Пети етап (от 01.07.2007 г. досега) – изготвяне на дългосрочен план за развитие на преносната мрежа като за целта е необходима координация между плана и издаваните лицензии от ДКЕВР, създаване на предпоставки за информиран избор на потребителите и за мотивиран избор на инвеститорите за вложенията от тях средства в разпределителните мрежи.

До април 2002 г. цените на природния газ у нас за разпределителните дружества се определяха административно и по начин, който не стимулира инвестициите в газопреносните и газоразпределителните мрежи. С Наредбата от 2004 г. за регулиране на цените на природния газ се постави изискването те да се образуват така, че да отразяват разходите за предоставяне на услугата от енергийното предприятие на съответните групи потребители, т.е. да включват цена за природен газ, цена за капацитет и цена за доставка.

Във връзка с либерализацията на газовия пазар е необходимо: отпадане на монопола върху доставката на природен газ; осигуряване на равнопоставеност на енергийните предприятия; създаване на условия за свободна търговия; предоставяне на възможност за договаряне между две разпределителни дружества или между вносител и разпределително дружество.

Очакваните резултати от либерализацията на газовия пазар са:

- създаване на общ вътрешен енергиен пазар;
- повишаване на сигурността на газоснабдяването и ефективността на преноса, разпределението и използването на природния газ;
- развитие на газопреносната мрежа в национален и регионален план и достигане на природния газ до максимален брой потребители (битови и стопански).

Продажбите на природен газ за потребителите в страната ни се извършват главно от “Булгаргаз” (89%) и от множество лицензирани газоразпределителни дружества (11%). Сега от промишлените отрасли със значителен дял в структурата на потреблението на природен газ са химическата промишленост (49%), металургията (18%) и строителството (8%). В структурата на потребителите от енергетиката с преобладаващ дял са топлофикационните дружества, осъществяващи централизирано топлоснабдяване (68%) и заводските централи (32%).

През последните години в газовия подотрасъл у нас предстоят за решаване много проблеми²¹, като например:

- топлофикационните дружества, които са най-голямата група клиенти на „Булгаргаз“ не се издължават навреме поради тежкото си финансово състояние;
- газоснабдяването чрез мрежи за ниско налягане още не е добре развито, въпреки икономическите и екологичните предимства;
- липсата на диверсификация на доставките (а тя е една от главните предпоставки за либерализация на газовия пазар) и оттук, съществуващата им несигурност, поради което в началото на 2009 г. се стигна до газова криза у нас;
- договорените количества руски природен газ до 2010 г. са значително по-ниски от действително необходимите за потреблението в страната;
- отсъствието на подходяща регулаторна рамка, което е бариера пред инвеститорите за разработване на пазара на природен газ на ниско налягане, а както е известно, основните фактори за привличане на инвестициите са безпристрастният и стабилен регулаторен режим, възможността за достъп до мрежата на равни начала, приемливата данъчна основа.

Таблица 6
По-важни параметри на газоснабдителните системи в някои Централно и Източноевропейски страни

Страни/Показатели	Брой потребители	Брой заети в газовите фирми	Преносна мрежа (км)	Газоразпределителна мрежа (км)
България	35000	2900	2700	2400
Полша	6418157	19000	17274	103177
Унгария	3428000	5643	5278	80825
Чехия	2823102	4811	3650	70787

Източник: Eurogas, 2008.

Данните в табл. 6 показват, че по всички разглеждани в нея показатели на газоснабдителните системи в някои ЦИЕС, България е на последно място. За преодоляване на това състояние на газовия подотрасъл у нас е необходимо:

- опростяване на административните процедури относно инвестициите в мрежи с ниско налягане с цел приоритетно развитие на последните;

²¹ Николов, Г. Разпределение и използване на природен газ. „Икономика“, С., 2007.

- даване право на достъп до газопреносните и газоразпределителните мрежи в страната;
- действие на Национална програма с комплекс от мерки, насочени към ускоряване на газификацията на страната, включващи поощряване на инвестициите в мрежи с ниско налягане, главно чрез намаляване на бюрокрацията и администрирането, премахване на субсидиите и поставяне на природния газ при равни условия с другите източници на енергия;
- засилване на тенденцията за автоматизирано отчитане на енергийното потребление, в т.ч. за въвеждане на мобилно радиоотчитане на битовите газови разходомери. Във връзка с това търсенето на услугата газоснабдяване може да се стимулира чрез отпускане на кредити на съответните потребители.

У нас вътрешният пазар на потенциалните потребители на газ расте бавно, битовият сектор все още не е добре развит (близо 2% от домакинствата използват природен газ) и е далеч от стандартите в Западна Европа.

Необходими са инвестиции: за развитие на газовата инфраструктура като газопроводи и регазификационни терминали; за модернизация и ремонт на остарелите съоръжения; за проекти за алтернативни доставки на природен газ като нови инфраструктурни връзки в страната, а именно: “Добрич-Силистра” и “Чирен – Козлодуй – Оряхово”; междусистемни връзки “България – Румъния” (и по-специално “Русе – Гюргево”, “Силистра – Калараш” и “Видин – Калафат”), “България – Гърция” (за които ЕС отпуска 10 млн. евро на България и 40 млн. евро на Гърция) и междусистемна връзка на България с газопровода “Турция – Гърция” с капацитет 11.6 млрд. куб. м годишно. Всички те ще допринесат за по-тясно енергийно сътрудничество между балканските държави, за повишаване сигурността на газоснабдяването на страната ни и намаляване енергоинтензивността на икономиката.

Основен приоритет в енергийната политика на България е ускоряване изграждането на газопреносната и газоразпределителните мрежи и развитието на пазара на природен газ. Засега обаче на пазара на природен газ у нас все още не са налице всички необходими предпоставки за формиране на конкурентна среда поради:

- отсъствието на реална диверсификация на доставките на природен газ;
- липсата на добре организирани и поддържани връзки с газовите системи на съседните държави;
- незначителният размер на местния добив на природен газ и недостатъчен хранилищен капацитет;

- необходимостта от подобряване на правната рамка за природния газ по отношение на процедурите по лицензиране.

Мерките за създаване на по-голяма атрактивност на българския газов пазар за инвеститорите са:

- 1) насочване на енергийната политика към приоритетно инвестиране за развитие на мрежи с ниско налягане поради преимуществата на използването на природния газ в домакинствата (икономичност, енергийна ефективност, опазване на околната среда и др.);
- 2) завършване счетоводното разделяне на функциите по доставката, преноса, съхранението и разпределението на природния газ като предпоставка за въвеждане на подходящи тарифи;
- 3) ускоряване отварянето на пазара на природен газ и даване право на големите потребители да договарят пряко доставки, включително от чужбина;
- 4) въвеждане на диференцирани продажни цени за различни категории консуматори на природен газ (например, пределни цени за потребителите, присъединени към мрежите с ниско налягане);
- 5) утвърждаване на България като надеждна страна за осигуряване транзит на природен газ при въведена подходяща регулаторна система, пазарна структура и инфраструктура;
- 6) отпускане на конкурентен принцип на разрешителни за ускорено разработване на пазара на газ на ниско налягане;
- 7) централизиране на ремонтната дейност, тъй като в този случай средната продължителност на аварийния ремонт на газопроводите е два пъти по-малка отколкото при децентрализирания, а оттук – и общите разходи.

Тенденцията е след 2015 г. в резултат на изграждането на газопроводите “Южен поток” и “Набуко” потреблението на природен газ в България да изпревари това на енергия от въглища и подотрасъла да заеме едно от първите места при ранжирането по значимост на енергийните производства.

В обобщение, главните проблеми в газовия подотрасъл у нас са следните:

- липсва диверсификация на източниците за доставка на природен газ (засега основен доставчик ни е Русия, но се очаква до 2015 г. да се включат и Казахстан, Иран, Ирак, Египет);
- недостатъчни инвестиции за модернизация на мрежата, която в много участъци има стари и амортизирани тръби;

- липса на своевременни и адекватни инвестиции за развитие в необходимата степен на газовата инфраструктура в страната и особено тази за газ на ниско налягане;
- вътрешното потребление (а оттук и пазара на природен газ) расте бавно поради относително високите за стандарта на българина цени на природния газ;
- наличие само на едно действащо хранилище на природен газ, чийто капацитет е недостатъчен (техническите характеристики на съществуващите надземни съоръжения на газохранилище “Чирен” не позволяват максималния дневен добив от него да надвишава 4.3 млн. куб.м в продължение на максимум 160 дни) и на едно новоизградено хранилище – „Галата” (с очакван капацитет 1.7 млрд. куб.м природен газ, в което британската компания за добив на нефт и газ “Melrose Resources” инвестира 90 млн. щ. дол.);
- изграждането на газоразпределителната мрежа на територията на страната още не е завършено – само около 2% от българските домакинства имат достъп до природен газ, докато в Европа този дял е 55%, освен това около 40% от използваната енергия в домакинствата е електроенергия, докато в Европа е 11%.

Тенденциите в развитието на газовия подотрасъл са следните:

- 1) изграждане на терминали за регазификация на втечнен природен газ;
- 2) насочване на усилията и инвестициите за разкриване на находища на природен газ на територията на страната;
- 3) реструктуриране на енергопотреблението в бита чрез заместване на електроенергията с природния газ за отопление и за домакински нужди, което ще повиши трикратно спестяването на първична енергия;
- 4) разширяване на газохранилище “Чирен”;
- 5) развитие на дейностите, свързани с доставката на компресиран природен газ като много икономичен, практичен и иновативен начин;
- 6) изпълнение на Националната програма за ускоряване на газификацията на страната, която изисква газификация на съществуващите индустриални и обществено-административни сгради във всички населени места до третата година от изграждането на местната газопреносна и газоразпределителна мрежа и газификация на всички нови индустриални мощности и нови жилищни сгради;

- 7) с оглед преодоляването на ситуации на газова криза като например тази от началото на 2009 г., е необходимо да се извърши: диверсификация на доставките на газ; разработване на подзаконови нормативни актове в контекста на Закона за управление при кризи; развитие на междусистемните енергийни връзки; създаване на стратегически запаси от твърди и течни горива; изграждане и поддържане на резерв от инсталирани мощности с цел гарантиране на непрекъснатото и сигурно функциониране на електроенергийната система; изграждане на хранилища за природен газ; търсене на възобновяеми и алтернативни енергийни източници.

5.4. Възобновяеми енергийни източници

Съвременните тенденции в енергопроизводството са насочени към активно използване на енергията от възобновяеми и алтернативни източници.²² Тя не е по-евтина от произведената от конвенционални източници, но е по-екологична. Ето защо Европейската комисия взе решение 16% от общото крайно потребление на енергия в България през 2020 г. да бъде от такива източници. Очакването е, с увеличаване на обема на ВЕИ да се редуцира зависимостта на страната от вносни енергийни ресурси, да нарасне енергийната ѝ сигурност, да се намалят вредните емисии в атмосферата.²³

В страните от ЮИЕ, вкл. България има голям потенциал за развитие на всички видове ВЕИ, нужно е обаче да се извършат промени в законодателството в посока към намаляване на бюрокрацията и въвеждане на мерки за насърчаване производството на екологична енергия и на инвестициите в нея. Основен проблем е, че стимулирането на ВЕИ увеличава крайната цена на енергията, защото е съпроводено с допълнителни разходи като например за включване на съответните централи към електроразпределителните дружества. Независимо от това, производството на “зелена” енергия, особено от вятърни и слънчеви централи е приоритетно и трябва да се развива.²⁴ Така, през 2009 г. инсталираните мощности на вятърни централи са повече от всяка друга електрогенерираща технология, т.е. 39 % от всички новоинсталирани мощности през годината, а соларните и фотоволтаичните – 16%.²⁵

Засега по инсталирани мощности фотоволтаици в PV (пиквата) България е на едно от последните места сред разглежданите ЦИЕС. Явно производството на енергия от слънчеви централи все още не е добре развито главно поради

²² Керенска, Г. Развитие на технологиите за възобновяеми енергийни източници. – Ютилитис, 2008, N 4.

²³ През януари 2008 г. Европейската комисия прие пакет предложения „Енергетика/Околна среда” за борба с вредните емисии в атмосферата и въобще за борба с изменението на климата и в тази връзка, за насърчаване широкото използване на ВЕИ.

²⁴ Григорова, В. Развитие на възобновяемите енергийни източници в България. – Икономическа мисъл, 2010, N 4, с. 50-65.

²⁵ Киряков, В. Актуално състояние на сектора на ВЕИ в България. – Екология, 2010, N 1-2, с. 23.

липсата на достатъчно инвестиции.²⁶ За изграждането на такива централи се изисква не само определянето и въвеждането на преференциални цени за изкупуване на енергията от тях, диференцирани в зависимост от вида на прилаганата ВЕИ технология, но и на норма на възвръщаемост на инвестициите, като бъдат отчетени всички рискове, като технологичен, свързан със сезонния характер на първичния енергиен източник или бизнес риск, свързан с евентуални неблагоприятни промени в пазарните условия, в които действа съответната централа. Освен това проблеми възникват с точното определяне на местоположението на ВЕИ централите – те трябва да са минимално отдалечени от мястото на консумация, за да се намалят загубите при преноса на енергията. Значение има и определянето от страна на правителството на зони за развитие на ВЕИ (каквато е практиката в някои европейски страни) и на защитени зони, с цел при изграждането на централите те да не попадат на плодородни земи (I-IV-та категория) или такива по „Натура 2000”. Очаква се Министерство на икономиката, енергетиката и туризма заедно с Министерство на околната среда да съставят географска карта на районите в България, които са защитени територии и строителството на ВЕИ проекти в тях не е разрешено.

Таблица 7
Енергия, генерирана от възобновяемите енергийни източници в Централно и Източноевропейските страни (% от БВПЕ)

Страни/Години	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ЕС-27	14.4	12.9	12.9	13.9	14.0	14.6	15.6	16.7
България	4.7	6.0	7.8	8.9	11.8	11.2	7.5	7.4
Полша	2.0	2.0	1.6	2.1	2.9	2.9	3.5	4.2
Румъния	28.4	30.8	24.3	29.9	35.8	31.4	26.9	28.4
Словакия	17.9	19.2	12.4	14.4	16.7	16.6	16.6	15.5
Словения	30.5	25.4	22.0	29.1	24.2	24.4	22.1	29.1
Унгария	0.8	0.7	0.9	2.3	4.6	3.7	4.6	5.6
Чехия	4.0	4.6	2.8	4.0	4.5	4.9	4.7	5.2

Източник: Eurostat, 2010.

Както се вижда от табл. 7, по показателя енергия, генерирана от ВЕИ през разглеждания период, над средното равнище за ЕС-27 са Словения, Румъния и Словакия, но в последната през 2008 спрямо 2007 г. процентът намалява от 16.6 на 15.5%. През разглеждания период (2001-2008 г.) Полша, Чехия, Унгария и България са с най-нисък дял на енергията, генерирана от ВЕИ в брутно вътрешно потребление на енергия (БВПЕ). Тези страни се нуждаят от мерки за внедряване в необходимата степен на ВЕИ технологиите в енергетиката им и по този начин, намаляване на зависимостта им от вносни енергийни ресурси и повишаване на енергийната сигурност на икономиките им.

²⁶ Кънчев, Й. Поддръжката на фотоволтаични централи. – Maintenance Review, декември 2008.

В контекста на ВЕИ, голямо значение се отдава на използването на биомасата, в т.ч. на битовите отпадъци за генериране на енергия.

Таблица 8

Битови отпадъци през 2004-2007 г.

№ по ред	Видове	Мярка	2004	2005	2006	2007
1	Образуван битови отпадъци	хил. т	3673	3688	3446	3583
2	Събрани битови отпадъци на човек от населението	кг/чов/год	472	476	448	469
3	Събрани битови отпадъци в депа за битови отпадъци, в т.ч.:	хил. т	3092	3237	3103	3324
	депонирани	хил. т	3092	3144	2751	2980
	временно съхранени	хил. т	-	93	353	344
	предадени за рециклиране	хил. т	-	-	0.35	0.17
4	Дял на обслужваното население от системи за организирано сметосъбиране	%	84.2	87.8	90.0	92.5
5	Депа за битови отпадъци	Брой	633	537	482	435
6	Селища, обхванати от системи за организирано сметосъбиране	Брой	1801	2388	2861	3128

Източник: Статистически справочник 2009, с. 263.

Данните в таблицата показват, че:

- образуваните битови отпадъци (хил. тонове) у нас през разглеждания период, падащите се на човек от населението и тези, събирани в депа за битови отпадъци имат вълнообразна динамика, но сравнена крайната с началната година на периода сочи тенденция към намаляването им;
- броят на депата за битови отпадъци намалява, вероятно защото голяма част от тези отпадъци се изгарят;
- положителен резултат е, че делът (%) на обслужваното население в страната ни от системите за организирано сметосъбиране и броят на селищата, обхванати от тези системи нараства.

Има много чуждестранни фирми като EVN, Polar Photovoltaics, Wiscom и др., които проявяват интерес за развитие у нас на проекти за ВЕИ (в случая вятърни и слънчеви централи). Препоръчително е обаче инвеститорите да ползват за целта не само банкови кредити, но и собствени средства (например, около 60% от вложенията в даден проект средства да са собствени). Необходимо е българското законодателство да бъде прецизирано в това отношение. Има още проблеми както от административно-юридически, така и от структурно-технологичен, ресурсен, екологичен и социално- управленски характер, които предстоят в скоро време да бъдат решени.

Въз основа на извършеното изследване, се очертават някои тенденции в развитието на българската енергетика. В структурата на конвенционалните горива и енергии до 2015 г. приоритетни все още са изкопаемите горива, а след 2015 г. – природният газ и атомната енергия. В енергийния микс голямо значение се отдава и на възобновяемите и алтернативни енергийни източници (биоенергия, водна, вятърна, слънчева и геотермална енергия) с цел диверсификация на енергийните доставки, повишаване на енергийната ефективност, екологичността, устойчивостта и конкурентоспособността на българската икономика. Инвестициите и енергийната политика трябва да следват именно тези обективни тенденции.