



НАЦИОНАЛНАТА ПОЛИТИКА В ОБЛАСТТА НА ЕНЕРГЕТИКАТА

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯТА НА БСК

Февруари, 2013 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

ВЪВЕДЕНИЕ.....	2
ПРЕДЛОЖЕНИЯТА НА БСК.....	3
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯТА НА БСК	5
Относно проекта на Закон за енергийната ефективност (28.10.2008 г.)	5
Относно създаването на Български енергиен холдинг (29.10.2008 г.)	6
Относно приемане на Стратегия за развитието на ВЕИ (12.01.2010 г.).....	7
Относно проект на Закон за енергията от ВЕИ (16.12.2010 г.).....	9
Относно проекта на Национална енергийна стратегия (31.01.2011 г.).....	11
Ползването на енергийните цени като социален инструмент деформира структурата на икономиката и застрашава перспективите за дългосрочното ѝ развитие (27.06.2011 г.)	14
Относно цената на ел.енергията за индустриално потребление (05.01.2012 г.)..	18
Енергетиката трябва да се управлява с икономически, а не с политически аргументи (07.11.2012 г.)	19
ЕКСПЕРТНИ РАЗРАБОТКИ.....	20
Българският електроенергиен пазар: състояние и перспективи (Февр., 2008г.)..	20
Икономика на нисковъглеродната енергетика (2010 г.).....	40

ВЪВЕДЕНИЕ

Ръководена от своите отговорности като национално представителна работодателска организация Българска стопанска камара – съюз на българския бизнес следи с особена загриженост полемиката в публичното пространство по проблемите на енергетиката. Обсъжданията придобиха особено остър характер през последните дни, поради масовите протести на граждани и организации, поставящи редица въпроси, за чието решаване очевидно има обективни и субективни причини.

От страна на индустрията БСК нееднократно е поставяла горещите въпроси на енергийното развитие на България и е предлагала конкретни виждания за тяхното решаване. В синтезиран вид те са показани в приложената справка.

Като цяло, те показват, че ако предложенията на БСК бяха взети предвид през последните няколко години, вероятно нямаше да се стигне до драстичните деформации в ценообразуването, липсата на либерализация на електроенергийния пазар, създаването на среда за монополното положение на големите компании. В резултат на всичко това, налице е намаляване на конкуретните предимства на българската индустрия и т.н.

Считаме, че моментът за поставяне на предложенията на бизнеса на масата на експертните дискусии е повече от актуален. Ние сме готови да предоставим нашите експерти и разработки за тази цел.

ПРЕДЛОЖЕНИЯТА НА БСК

	ЕНЕРГЕТИКА, ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ	изпълнение
1.	23.01.2007 г. - Част от цената на горивата да влиза във фонд за енергоспестяващи технологии	НЕ
2.	02.04.2007 г. – Изменения и допълнения на Закона за нормативните актове, въвеждащи тримесечен период на обществено обсъждане на законопроектите и подготовка на ревизирани (подробни) оценки на въздействие на проектите на нормативни документи.	НЕ
3.	23.05.2008 г. и многократно след това: - Поетапна промяна на регулираната цена на ел.енергията за всички потребители (като функция от реалните разходи) и ликвидиране на кръстосаното субсидиране на битовото потребление за сметка на индустрията;	Частично
4.	- Разработване и приемане на публично достъпна методология за определяне цените на електроенергията;	НЕ
5.	- Преструктуриране на "НЕК" ЕАД, с цел създаване на прозрачни, ефикасно регулирани и гарантиращи равнопоставеност при достъпа до мрежата корпоративни структури, които да работят в интерес на потребителите. НЕК да се раздели на 5 самостоятелни търговски дружества, с отделни лицензи, както следва: Компания за производство на ел.енергия; Преносна компания и системен оператор, Компания – търговец на енергия, Електрическа компания „Обществен доставчик“, Ядрена компания „Белене“;	Регресивно
6.	- Преобразуване на държавните енергийни компании в публични дружества и листване на 15% от акциите им на борсата, с цел осветляване на финансовите им резултати	НЕ
7.	- Създаване на електроенергийна борса	НЕ
8.	- Създаване на пазар на природния газ – фирмите свободно да се договарят с доставчици и отделно за транзит	НЕ
9.	- Ограничаване на стимулите за ВЕИ с оглед контролирането на ръста на цената на електроенергията	ДА, 2011г.
10.	- Бизнесът да бъде допуснат да участва активно в процеса на определяне правилата за свободния пазар на ел.енергия в България.	НЕ
11.	- Да отпадне регулацията на цените на производителите на ел.енергия и цените, по които Общественият доставчик продава ел. енергия	НЕ
12.	10.01.2009 г.: - Бърза реализация на необходимите инвестиции за хранилището в Чирен, осигуряващи дневен добив на природен газ, удовлетворяващ 70% от среднодневното потребление в есенно-зимния период.	В процес
13.	- Изграждане на ново подземно газово хранилище в района на Галата, което да осигури допълнителни резерви за икономиката	НЕ
14.	- Свързване на газовата система на България с тези на Гърция и трите газопровода на Румъния със средства, предоставени от Европейската комисия за справяне със световната финансова криза.	В процес
15.	- Изграждане на терминали за втечнен газ с регионално значение извън акваторията на Черно море.	НЕ
16.	- Системни проверки за наличността на течни алтернативни горива в държавния резерв.	ДА, 2011г.

17.	- Пълна проверка на техническото състояние на газопреносната мрежа и газовите съоръжения за тяхната сигурност и живот за експлоатация с оглед предотвратяване на евентуални аварии.	НЕ
18.	- Анализ на причините за забавяне на концесии за проучване и добив на природен газ и други енергийни ресурси, и обявяване на нови такива с оглед осигуряване на постоянен местни източници на енергийни суровини.	НЕ
19.	- Активизиране на дейността на българските участници за ускоряване на реализацията на международните проекти „Южен поток“ и „Набуко“.	НЕ
20.	14.07.2009 г.: Да се ликвидира монополът в газопреносната дейност и газоснабдяването. Да се намали добавката върху цената на природния газ, която остава в „Булгаргаз“ от 3% на 0.5%	ДА, 2% 2011г.
21.	03.05.2010 г.: - Да се преразгледат договорите с големите въглищни централи;	НЕ
22.	- Да се приеме териториален план за разположение на ВЕИ;	НЕ
23.	- Да се въведе търговия със „зелени сертификати“	В процес
24.	- Да се прилагат равни привилегии за всички видове ВЕИ (а не само за производството на електроенергия от вятър и слънце) - вкл. от биомаса, водна енергия, отпадъци и пр.;	Частично
25.	- Да се въведат привилегии и за ВЕИ за собствена консумация;	В процес
26.	- Изграждането на ВЕИ да става задължително след тръжни процедури;	НЕ
27.	- Разходите за присъединяване и изграждане на резервни мощности да са за сметка на инвеститорите на ВЕИ;	НЕ
28.	- Приходите от търговия с емисии и дерогация да се насочат към модернизация на технологиите в индустрията и енергетиката, както и за енергийна ефективност;	В процес
29.	- Да се премахне субсидирането на цената на електро- и топлоенергията за домакинствата	НЕ
30.	- Спешно да се реализира продажба на квоти CO ₂ , заделени за нови участници в Европейската схема за търговия с емисии, с реализация на обратни покупки при необходимост, от което очакваният ефект е 400 млн.лв.	НЕ
31.	31.01.2011 г.: Предоговаряне на дългосрочните договори с обновените ТЕЦ.	НЕ
32.	06.07.2012 г. :	НЕ
33.	- Справедливо прехвърляне на разходите за ВЕИ върху крайните потребители	НЕ
34.	- Поставяне на горна граница на ВЕИ-мощността на базата на критерии за чувствителност към крайните цени на електроенергията	НЕ
35.	- Необходимо е въвеждане на нови схеми за подкрепа за енергията за отопление и охлаждане от ВЕИ, за децентрализираното производство, за микроенергетиката.	НЕ
36.	- Стартиране на т.нар. дерогация по директивата за търговия с ЕПГ и оползотворяване на свободните квоти (EUA) в периода 2013 – 2020 г. за приоритетни проекти за безвъглеродни и нисковъглеродни технологии и решения с най-висока възвращаемост, на конкурентен, освободен от субсидии, пазар на електроенергия.	НЕ

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯТА НА БСК

Относно проекта на Закон за енергийната ефективност (28.10.2008 г.)

Във връзка с проведените дискусии и протичащото в момента обсъждане на проект на [Закон за енергийната ефективност](#), № 802-01-63, внесен от Министерски съвет на 01.08.2008 г., искаме отново да поставим на Вашето внимание категоричното ни становище срещу неговото приемане.

По същество, в самата основа на проектозакона се залага неправилна философия за енергийната ефективност. Не може с нормативен акт да се регламентира кога собственикът на сграда или предприятие да инвестира подобряване на енергийната ефективност на обекта. На бизнеса се налагат изисквания да предоставя информации, множество видове справки и др. документи, създаващи висока степен на бюрокрация и генериращи условия за корупционни практики. Въвеждат се срокове за провеждане на различни видове обследвания, за които ще се заплаща на параадминистративни структури, вместо да се предвидят адекватни насърчителни мерки за подобряване на енергийната ефективност.

Очевидно, с този проектозакон държавата отново желае да администрира бизнеса. Прави се опит да се налагат срокове и принудителни мерки, при което се създава сложна и тромава система от отговорности и условия за корупционен натиск. Вместо този абсолютно излишен проектозакон, необходимо е да се въведат пазарни цени за електроенергията и природния газ и да не се смесват социалните функции с изискванията за модерно управление на държавата.

Парадоксалното е, че при пазарно определяне на цената на петрола, петролните продукти и твърдите горива у нас, административно се регулира цената на електрическата енергия и на природния газ. В момента философията на пазара е тотално нарушена – цената на първичните енергоносители (нефта и неговите производни) се определя пазарно, а цените на природния газ и на електроенергията се определят административно от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране. Ефектът от такава грешна политика води до деформация на пазарната среда и, което е по-сериозно, до деформация на структурата на икономиката. Наблюдава се интерес от чуждестранните инвеститори към енергоемки отрасли, поради ниската цена на електричеството и на газа. Това от своя страна води до дългосрочно негативно влияние върху нашата икономика.

Изразяваме дълбоката си убеденост, че само по пътя на изграждането на реални пазарни условия предприятията сами ще достигнат до собствените си решения как да прилагат мерки за енергийна ефективност, за да бъдат по-конкурентоспособни. Това обаче няма да произтече от този Проектозакон, докато определянето на цената на енергийните ресурси у нас не следва пазарните правила и европейските практики.

Предвид на гореизложеното, категорично настояваме да не се приема този по същество ретрограден Проектозакон, който не се основава на никакви пазарни правила и е в разрез с многократно изразяваните от настоящото Правителство намерения за подобряване на бизнес средата у нас.

Позиция на УС на БСК относно създаването на Български енергиен холдинг (29.10.2008 г.)

Късно снощи, 29 октомври 2008 г., се проведе извънредно заседание на Управителния съвет на Българската стопанска камара, с две основни дискуссионни теми: Ефектите от световната финансова криза върху българската икономика и решението за създаване на Български енергиен холдинг.

В резултат от проведената дискусия, УС изрази категорична позиция срещу създаването на енергиен холдинг, като счита, че с него се създава свръхдържава и свръхрегулация в енергийния сектор, противоречаща на европейските директиви за либерализация на енергийния пазар. Според членовете на УС, липсват доказателства, че холдингът може да бъде ефективно управляван и полезен за страната. УС на БСК счита, че трябва да се отдели собствеността от отделните министерства – те трябва да провеждат политики, а не да управляват собственост. УС препоръчва да се създаде единен регулаторен орган за управление на държавната собственост с цел намаляване на свръхрегулацията и политическата намеса, създаваща условия за нелоялна конкуренция и отблъскваща в голяма степен потенциалните инвеститори. УС реши да се изготви писмена позиция на БСК по дискутираната тема, която да бъде предоставена на вниманието на министър-председателя, както и на други отговорни фактори в държавата и, при необходимост, да се сезират компетентните европейски институции.

Членовете на УС изслушаха и приеха представения от председателя на БСК Божидар Данев анализ на актуалната икономическа обстановка в страната, с оглед появилата се световна финансова криза, и изразиха остра тревога от спокойствието, с което се отнася изпълнителната власт към тези процеси и липсата на антикризисна държавна програма. Членовете на УС изразиха мнение, че държавният бюджет за 2009 г. трябва да бъде максимално консервативен и рестриктивен, да предвижда възможно най-много публични инвестиции в инфраструктура и ограничаване на социалните разходи, да създава всички условия за оптимално усвояване на финансовите ресурси от европейските фондове. УС на БСК не приема за нормално спокойствието на представителите на изпълнителната власт и политиците, които изразяват становище, че страната е съхранена от ударите на кризисните явления. БСК призовава ръководствата на фирмите своевременно да обмислят и приемат свои антикризисни програми.

Относно приемане на Стратегия за развитието на възобновяемите енергийни източници (12.01.2010 г.)

Във връзка с обявените намерения за временно преустановяване на процедури и проекти за въвеждане на възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) Българската стопанска камара – съюз на българския бизнес изразява следната позиция:

1. Преди всичко, следва да бъде ускорена подготовката, широкото и задълбочено обсъждане със заинтересовани браншови организации и страни, и приемане до средата на т.г. на **ясна дългосрочна енергийна стратегия** на Р. България за периода до 2020 г. (2030г.). Тя следва да обхване:
 - a. прогнози за икономическо развитие и енергийно потребление,
 - b. ограничаване на парниковите газове през 2020г. (до 50% спрямо нивата от 1988г., в съответствие с Пакета „Климат – енергетика”,
 - c. свързани мерки и политики за т.нар. „нисковъглеродно” развитие на индустрията, бита, транспорта, услугите, урбанистичната политика и други основни сектори;
 - d. намаляване на енергийния интензитет на икономиката (подобряване на енергийната ефективност);
 - e. визия за т.нар. „енергиен микс” (в т.ч. развитие на високоефективни нисковъглеродни енергийни технологии, вкл. на нови ядрени мощности и др.).
2. На тази основа и като неразделна част от енергийната стратегия, следва да бъде разработена **концепция за развитие на ВЕИ**. Тя следва да осигури:
 - a. постигане на целите на Пакета „Климат и енергетика” на ЕС за България (мин. 16% дял на ВЕИ в крайното енергийно потребление през 2020г.),
 - b. определяне на потенциала за развитие и планирания „микс” на ВЕИ (използване на хидроенергийния потенциал, потенциала за развитие на ветровата и соларна енергетика, биомасата, биогорива, биогаз, геотермалната енергия и др.)
 - c. рамка за нормативни промени и адекватни преференции (изкупни цени, срочност на договорите за присъединяване и изкупуване и др.).
3. Следва да се осигури ясна рамка за развитие на **ВЕИ в електроенергийния сектор** вкл.:
 - a) постигане на целите на Пакета „Климат и енергетика” на ЕС за България при използване на най-ефективни пазарно достъпни технологии при най-ниски цени на произвежданата ел.-енергия;
 - b) определяне на задължени лица и поетапно достигане на количествени цели (дял на ВЕИ) в общите инсталирани мощности и произвеждана енергия от големите горивни инсталации (над 50 MW) или задължения за изкупуване на съответните контингенти от други оператори (по примера на САЩ);
 - c) осигуряване на резервни (back-up) мощности за осигуряване на временен недостиг спрямо произведената ел.-енергия от ветрови и соларни генератори и на инфраструктура за присъединяване към електропреносната мрежа, както и регламентиране на задължения за поемане на съответните инвестиционни разходи;
 - d) забрана за ползване на земеделски земи и горски фонд за нуждите на соларните и ветрови ВЕИ, като се използват предимно урбанизираните територии и покривните пространства на индустриалните, административни и жилищни сгради;
 - e) промяна на нормативната рамка за ценообразуване в зависимост от промените в технологиите и ефективността на произвежданата ел.-енергия;
 - f) недопускане на огромни маси спекулативен капитал на основа на непазарни цени по подобие на неконтролираното строителство през последните години;

- g) осигуряване на конкурентни цени на ел.-енергията за стопански нужди и бита при възможно най-нисък праг на въглероден и енергиен интензитет на икономиката и общия енергиен микс, променящи се преференциални тарифи за изкупуване, отчитащи техническия прогрес и подобряване на ефективността.
- 4) Развитието на ВЕИ ще окаже значително въздействие върху ценовата устойчивост на електропотреблението, конкурентоспособността на българската икономика и разходите за бита и социалната поносимост. При анализа на тези въздействия следва да бъдат отчетени:
- a) наличието на непазарни договори с гарантирани от държавата цени за основните термични централи, както и очакваното сериозно повишаване на тези цени вследствие на изискванията на ЕС за закупуване на съответни квоти за емисии на въглероден диоксид
 - b) субсидирането на ел.-енергия, произведена от топлофикационните дружества
 - c) административно определените високи цени за ел.-енергия от ВЕИ.

При отчитане на ръста на енергопроизводството от тези източници в общия микс и гарантираната норма на печалба в електроразпределителните дружества, може да се очаква сериозно повишаване на цените, както за индустрията, така и за бита с произтичащите отрицателни социални и икономически последици.

- 5) Необходима е решителна преоценка на опитите за лобиране в полза на обособени корпоративни интереси и нахлуващия спекулативен капитал, заставащи срещу устойчивото развитие и балансираната, високоефективна енергетика.

БСК се обявява за постигане на широк обществен консенсус по основните направления на развитие на ВЕИ, осигуряващи устойчиво развитие и достъпни конкурентоспособни цени на енергоресурсите за бита и икономиката.

Относно проект на Закон за енергията от ВЕИ (16.12.2010 г.)

Общи предложения от принципен характер, които да се имат предвид при последващата работа по документа:

1. Развитието на ВЕИ не трябва да се извършва за сметка на устойчивото икономическо и социално развитие на страната и на сигурността на електроснабдяването.

2. Един от рисковите фактори при въвеждането на ВЕИ е прекомерното увеличаване на цените на електроенергията за крайните потребители, което може да доведе до загуба на конкурентоспособност, ограничаване на икономическия растеж и достъпа до енергийни услуги. Водещи принципи, заложи в чл. 24(1), т. 3 от Закона за енергетиката, които трябва да спазва ДКЕВР, са принципите за:

- Балансирано изменение на цените до краен потребител;
- Справедливо прехвърляне на разходите за ВЕИ върху крайните потребители;

В тази връзка, един от възможните подходи е да се дадат пълномощия на ДКЕВР да поставя горна граница на ВЕИ-мощностите чрез използване на критерии за чувствителност към крайните цени на електроенергията. Така ще бъде избегнато рязкото и прекомерно увеличаване на цените на електрическата енергия.

3. Препоръчваме, независимо от вида и обхвата на избраната схема за подкрепа, да се въведе конкуренция между инвеститорите при усвояване потенциала на ВЕИ, с което да се намалява натиска върху цените. С оглед стимулиране на конкуренцията могат да се вземат предвид инвестиционните разходи за **„най-добрите“ нови технологии**, инвестиционния климат и добрата международна практика. Това ще стимулира развитието на най-евтините и, същевременно – най-ефективни съществуващи технологии, и ще гарантира усвояването на потенциала на ВЕИ с най-ниски обществени разходи.

4. Въвеждане на **нови схеми за подкрепа**: Без схема за подкрепа са оставени технологиите за производство на топлина (или охлаждане) от ВЕИ в индустрията и бита в области, като например: нискотемпературни индустриални процеси, сушене, отопление, климатизация, децентрализирано производство и др. Потенциалът за намаляване обема на емисиите на парникови газове чрез тези технологии е огромен, което налага разработване на комплексни схеми за подкрепа производството на топлина, независимо дали е за собствена употреба или за търговски цели. Тези схеми за подкрепа (инвестиционна подкрепа, данъчни облекчения и др.) ще създадат инициатива за реструктуриране и оптимизиране на гориво-енергийния баланс на страната, както и тласък за развитие на националната индустрия за комплексно или допълващо производство на: топлинни слънчеви колектори, пиролизни котли, бойлери, топлообменници, термопомпи и др. Специално внимание трябва да бъде обърнато на схемите за подкрепа на **децентрализираното производство за собствени нужди и микроенергетиката**, при което практически се елиминират разходите за развитие на мрежата и техническите загуби при транспортиране на енергията.

5. Сегашното правило за приоритетно присъединяване на ВЕИ-мощностите към мрежата за сметка на съответната мрежова компания на практика води до пренасочване на ограничения финансов ресурс на мрежовите компании от инвестиции за сигурност към инвестиции за присъединяване на ВЕИ-мощности. Това правило следва да се промени – както всички останали производители, така и тези на електроенергия от ВЕИ следва да заплащат разходите за присъединяването на мощността им към мрежата.

6. Въведеното „приоритетно“ присъединяване на ВЕИ-мощности към мрежата не трябва да се тълкува като „незабавно“ присъединяване. Приоритетното присъединяване следва да означава присъединяване, съобразено с плановите за развитие на мрежата, респективно – с техническите и финансови възможности на мрежовата компания. За целта, мрежовите оператори трябва да разработят и публикуват такива планове, които да подлежат на одобряване от ДКЕВР, с които инвеститорите, планиращи реализирането на ВЕИ, да съобразят намеренията си.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ:

1. Относно формирането на цена за присъединяване и поемане на разходите по присъединяване:

Предлагаме всички мрежови разходи (развитие/разширение/реконструкция на мрежата и изграждане на присъединителни съоръжения) да се заплащат от инвеститора на централата. По този начин разходите за присъединяване на централата ще бъдат прозрачно калкулирани и, съответно – възстановявани чрез преференцията за произведената енергия. Така ще се създаде възможност за:

- Постигане на равнопоставеност на всички инвеститори по отношение на разходите, които се налага да извършват за присъединяване на съответната генерираща мощност;
- Равно третиране на потребителите на електроенергия и недопускане създаването на регионални мрежови тарифи поради концентрация или съответно слабо развитие на присъединяването на централи от ВЕИ в отделните региони на страната;
- Възможност за оптимално развитие на мрежата (преносна и разпределителна);
- Възможност за планиране на размера на инвестициите, както от страна на инвеститорите, така и от страна на мрежовите оператори.

2. Проектозаконът не е съобразен с изискването на Правилата за търговия с електрическа енергия и не създава необходимите предпоставки относно балансиране на производствата от ВЕИ за собствени нужди, нито предвижда преференции за производители, които изграждат и балансиращи мощности. **Нашето предложение** е да има допълнителен стимул за такива производители. Всички производители на електроенергия от ВЕИ следва да бъдат в собствена балансираща група, с координатор лицето, което ще изкупува задължително произведена от тях електроенергията (вкл. в случай, че електроенергията се продава на свободния пазар или служи за снабдяване на собствени обекти/клонове). Разходите за балансиране следва да се компенсират от добавката за зелена енергия, която заплащат потребителите към момента и да се предвидят при кандидатстване за преференциална цена/добавка пред ДКЕВР.

3. Липсват текстове, свързани с насърчаване инсталирането на собствени мощности за производство на електро - или топлинна енергия от ВЕИ, както за бита, така и за индустрията.

4. В предложения проект не се предвиждат санкции за държавните институции, особено по отношение на възможността да се удължават срокове при изпълнение на вменените им задължения по изготвяне на становища, съгласувания и т.н.

5. Липсват текстове, свързани с параметрите за последваща поднормативна уредба, която да облекчи инвеститорите и да съкрати сроковете за съгласувателните процедури преди извършването на строително-монтажните работи.

Считаме, че предоставения за обсъждане проект на ЗИД следва да бъде преработен и допълнен на основата на направените бележки и препоръки и предложен за обсъждане от заинтересованите институции и бизнеса в окончателен вид.

Относно проекта на Национална енергийна стратегия (31.01.2011 г.)

Българска стопанска камара – съюз на българския бизнес изразява следното становище по проекта на Национална енергийна стратегия, представен през м. януари 2011г.:

1. Приемането и изпълнението на добре балансирана и амбициозна енергийната стратегия е от изключително значение за развитието на българската икономика в следващите две десетилетия. Тя следва да обслужи достижими национални цели за развитие до 2020 г., вкл. скъсяване на дистанцията до средното икономическо равнище в ЕС, измерено като БВП-ппс¹ на жител при сегашно ниво от около 40%. Същевременно, декарбонизацията на икономиката и нисковъглеродният растеж следва да бъдат постигнати при **най-ниски, икономически и социално приемливи за обществото и бизнеса, разходи.**

Заложеният до 2020 г. по двата сценария (базов и целеви) средногодишен ръст на БВП от 3,0% не обслужва тези цели. Обратно, неговата реализация поставя страната пред риска от енергийна бедност и „проектирано“ отдалечаване от средното ниво на икономическо развитие в ЕС.

Възприемането на т.нар. „целеви енергиен сценарий“ при нисък ръст на БВП, ще ограничи радикално възможностите за устойчив ръст на БВП, за нарастване на потреблението, включително за масирани инвестиции в инфраструктурата, свързани с енергоемки производства – производство на цимент, строително желязо² и др., за устойчиво развитие на отделните сектори, използване на потенциала на туристическия сектор, експорта, селското стопанство и др.

Отстъпките по пакета „Климат – Енергетика“, в т. ч. допълнителен контингент свободни национални квоти за търговия с емисии (EUA), възможност за дерогация за разпределяне на свободни квоти за термичните централи, увеличаване на тавана за емисии в нетъргуемия сектор с около 20% спрямо нивото от 2005 г., не са в състояние да компенсират всички произтичащи негативни последици, чиито общ ефект надхвърля десетки пъти предвидените преференции³.

Категорично настояваме за преработване на целевия сценарий и възприемане на средногодишен ръст на БВП от **минимум 4,5-5%⁴ до 2020 г.** Предлагащата цел е реалистична и минимално приемлива от гледна точка на необходимата производителност, икономическо развитие и равнище на потребление. На тази основа следва да се преизчислят всички допускания за енергиен и въглероден интензитет, енергийна ефективност, скорост на обновяване на мощностите, преносната и разпределителна мрежа, структура на енергийното производство (в т.ч. без емисионна и ниско емисионна енергия, ядрена енергия и ВЕИ) и потребление.

2. **Подкрепяме изключително амбициозната цел за подобряване на енергийния интензитет с 50% през 2020 г., спрямо сегашните нива и свързаната цел за подобряване на енергийната ефективност от 25%.**

¹ ппс = „паритетна покупателна способност“.

² Една проактивна стратегия за масирани инвестиции налага максимално елиминиране на вноса на необходимите основни входящи ресурси, в т.ч. спешно възобновяване и модернизация на стоманодобивното производство в Кремиковци. По някои оценки ежегодният добив на скрап в страната надхвърля 1.5 млн. тона при значителен износ, с които да се натоварят съществуващи и обновени мощности.

³ Част от ефекта на тези преференции следва да бъде насочен към безвъзмездно финансиране на проекти за намаляване на емисиите в развиващи се страни, които и понастоящем са с по-високо равнище от достигнатото от националната икономика, вкл. нива потребление и конкурентоспособност.

⁴ Все още липсва официално определена цел за растеж на БВП за периода до 2020 г. Достъпните официални и неофициални перспективни документи се различават съществено в заложените разчетни стойности. Например, в актюерските разчети към мерките за дългосрочна устойчивост на пенсионната система от юни 2010 г. е включен разчет за около 4.5-5% ръст за същия период.

Същевременно се залага на огромен спад на brutното и крайното енергийно потребление през 2020 г. (съответно, -17.3 % и -6.5%) спрямо прогнозното равнище за 2010 г. Предвижда се рязко подобряване на съотношението „крайно/брутно потребление“ от 48-51% през 2005-2010г. на 58% през 2020 г., при изходно съотношение за ЕС около 64%. Това означава **кардинално снижаване на крайното енергийно потребление на домакинствата**, което през 2007 г. достига 270 кг. нефтен еквивалент на жител (47%) спрямо 575 кг. нефтен еквивалент на жител средно за ЕС-27 (100%). Следва да се прецени дали не се създават предпоставки за **генериране и съхраняване на дългосрочна хронична енергийна бедност**, особено при предвидените скромни темпове на растеж на БВП и потреблението. Това налага да бъде извършена задълбочена оценка за реалистичност, достижимост и целесъобразност на поставените цели в изключително кратката десетгодишна рамка.

- 3. Неприемлив е фокусът върху развитие на ВЕИ над определените национални цели в рамките на ЕС и заявените намерения за износ на електроенергия чрез т.нар. „зелени сертификати“. Това се отнася особено за инсталирането на соларни и ветрови генератори при високи крайни продажни цени за индустриалните и битови потребители и отнемане на значителни масиви от общия поземлен фонд.**

Проектът на енергийна стратегия залага цел за ВЕИ от над 18.8% при национален ангажимент по пакета „Климат – Енергетика“ от 16%. Това допълнително ще увеличи цената на общия енергиен микс и тежестта върху бизнеса и населението, особено като се отчетат разходите по закупуване на емисионни квоти от термичните електроцентрали и високите непазарни цени от обновените мощности. Предлагаме в целевия сценарий да бъде заложен дял на ВЕИ в крайното енергийно потребление от не повече от 16%, за сметка на намалено производството и инсталиране на източници от най-скъпите опции (вятърна и слънчева енергия).

В целевия сценарий следва да се конкретизира делът в тона нефтен еквивалент на основните източници на ВЕИ (долен и горен праг), в т.ч. хидро, вятърна, слънчева и геотермална енергия, биомаса, биогаз, течни биогорива. Допълнително следва да се посочат оценените необходими разходи.

Следва да бъде поставена конкретна национална цел за производство на биогаз, каквато е практиката в Германия, Австрия, Франция. Обявеният технически достъпен потенциал от 280 хил. тона нетна енергия (3256 GWh в електроенергия) е еквивалентен на 800 млн. куб. м. природен газ годишно, т.е. 25% от настоящото потребление на природен газ в България. Ще бъдат оползотворени значителни количества битови отпадъци при допълнителни ползи за околната среда. Паралелно следва да бъдат преоценени намеренията за разработване и добив на шистов газ, предвид неоправдано високите разходи.

Да се предвидят ефективни, в т.ч. ценови стимули за производство на електроенергия от ВЕИ за собствени нужди, като по такъв начин се елиминират инвестиционните разходи за присъединяване към разпределителна система.

- 4. Базовият и целеви енергиен баланс до 2020-2030 г. (раздел VII) следва да бъдат представени в разгънат вид, по формата на модела PRIMES, използван от ЕК.⁵**

По такъв начин ще бъдат структурирани и визуализирани всички ключови управляващи параметри, в т.ч. структурата на енергийното производство и потребление, подобряване на енергийния и въглероден интензитет на икономиката, степен на енергийна зависимост. В целевия и в базовия сценарий следва да се представи въглеродният интензитет и общите емисии на парникови газове (ЕПГ), спрямо базовата за България година по Протокола от Киото (1988). Всички намаления на ЕПГ по базовия и целевия сценарий следва да се преизчислят освен към 1990г. и към 1988г. Допълнително следва да се представят общите ЕПГ от другите сектори по методологията на споменатия модел PRIMES.

⁵ Виж Energy Trends to 2030. Dec. 2009, p. 130, http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf

5. Да се включат основни принципи и изисквания към ценообразуването на електро- и топлоенергията, включително:

- на основата на реални икономически разчети и покритие на разходите за битовите потребители;
- прекратяване на кръстосаното субсидиране на битовите за сметка на индустриалните потребители;
- прекратяване субсидирането на топлоенергията чрез цените при комбинирано енергопроизводството;
- целеви характер на социалната политика и подпомагане, като „енергийните“ помощи и субсидии се предоставят целево, при съответен за отделни домакинства и дейности, вкл. за сметка на ДДС.

6. Следва да бъде включен ясен график и отговорни институции за изпълнение на общоевропейските задължения на България, вкл. чрез:

- либерализиране на енергийния пазар и разделяне на преноса от производството на електроенергия;
- либерализация и демонополизация на енергийния сектор при съхраняване на конкурентоспособни мощни структури с относителни предимства на европейския енергиен пазар, изграждане на електроенергийна борса;
- либерализация на газовия пазар, диверсификация в газоснабдяването, присъединителната мрежа и източниците за доставка, включително чрез изграждане на терминали за втечен газ и последваща регазификация;
- разширяване на газоразпределителната мрежа с цел оптимизиране на доставките, намаляване на въглеродната зависимост и радикално разширяване на битовото потребление;
- пълна прозрачност на проучванията, обосновката, проектирането и реализацията на големите енергийни, включително ядрени проекти, в т.ч. икономическа възвращаемост, цени на енергийните доставки спрямо алтернативни ВЕИ и мерки за енергийна ефективност, въглероден интензитет спрямо инвестиционните и експлоатационните разходи;
- промяна в политиката и насърчаване изграждането на източници на електро- и топлоенергия и за климатизация от ВЕИ за преобладаващо собствено потребление, чрез което се осигурява частична енергийна независимост на обектите – каквито са например, хотели, ресторанти и др.;
- ускорена реализация на ключовите енергийни проекти с частно финансиране;
- нови ядрени и хидро мощности, оползотворяване на биомаса и биогаз, геотермични източници, микроенергетика за собствено потребление, битова и промишлена газификация, устойчиво урбанистично и пътно проектиране, намаляващи разходите за енергия в транспорта и др.;
- промени в тарифирането на цените на електроенергията и топлоенергията, прекратяване на практиката за използване на енергийните цени като социален инструмент и осъществяване на социалните функции чрез социалното подпомагане;
- прилагане на широка програма за подобряване на енергийната ефективност на обществените и частни сгради и елиминиране на нормативни проблеми чрез промени на Закона за собствеността, Закона за етажната собственост и други;
- спешно сключване на договори за продажба на емисионни права по Протокола от Киото (AAU) с цел осигуряване на приходи в размер на минимум 1-1.5 млрд. евро, аналогично на действията на Чехия, Словакия, Полша и др.;
- задълбочен анализ за необходимостта от дерогация по директивата за търговия с ЕПГ и оползотворяване на свободните квоти (EUA) в периода 2013 – 2020 г. Средствата следва да бъдат насочени за приоритетни проекти за безвъглеродни и нисковъглеродни технологии и решения с най-висока възвращаемост, на конкурентен, освободен от субсидии пазар на електроенергия.
- прозрачност на разпределението на свободните квоти при въвеждане на нови инсталации;
- предоговаряне на дългосрочните договори с обновените ТЕЦ.

Ползването на енергийните цени като социален инструмент деформира структурата на икономиката и застрашава перспективите за дългосрочното ѝ развитие (27.06.2011 г.)

Химическата, стъklarската, металургичната и хранително-вкусовата промишленост са най-енергоемки, показва изследване на БСК

Изпълнението на ангажиментите на страната ни за намаляването на въглеродните емисии ще доведе до драстично повишаване цените на енергията през 2013 г., прогнозира днес (27.06.2011 г.) изпълнителният председател на БСК Божидар Данев по време на работната среща „*Индустриална политика и енергетика - дисбаланси и либерализация*“, организирана от БСК с финансовата подкрепа на фондация „Фридрих Еберт“.

Предстои ни да реализираме Третия енергиен пакет на ЕС, а все още няма пътна карта, която да очертава времево тази реализация, коментира Божидар Данев. Той допълни, че у нас се наблюдават сериозни дисбаланси, свързани с ценообразуването. България трябва да спре да ползва цените на енергетиката като социален инструмент, защото това деформира макроикономическите показатели, смята изпълнителният председател на БСК. Според него, е време да се разсъждава каква е добавената стойност на българската икономика и защо се получава „изнасяне“ на тази стойност в подкрепа на големите страни от ЕС.

По време на днешната дискусия беше представено **изследване на тема „Индустриална политика и енергетика – дисбаланси и либерализация“**, подготвено от експерти на БСК с финансовата подкрепа на Фондация „Фридрих Еберт“. Ръководителят на експертния екип, изготвил анализа – Камен Колев (зам.-председател на БСК), обобщи основните акценти в изследването, сред които:

► Структурни деформации, водещи до висока енергийна интензивност

По време на 20-годишния преход към пазарна икономика у нас институциите и законодателството не доведоха до успешни и ефективни структурни реформи в основни икономически сфери.

През периода 1998-2009 г. настъпват **промени в структурата на икономиката**, сред които:

- Значително намалява дялът на селското стопанство в брутната добавена стойност (от 26.2% през 1997 г. до 9.4% през 2005 г. и 6% през 2009 г.);
- Запазва се дялът на индустрията в БВП – около 24%;
- Строителството увеличава своя дял - от 2.7% през 1997 г. до 8.6% през 2008-2009 г.;
- Услугите заемат стабилен дял от почти 50% от БВП. Специално секторът „Финанси, кредит, застраховки, операции с недвижими имоти и бизнес услуги“ заема около 24% от БВП.

Налице са фундаментални слабости и задълбочаващи се структурни дисбаланси, в т.ч.: проблеми в бизнес средата и регулациите, дефицит на правов ред и сигурност, ниска цена на труда (особено на квалифицирания), деформации в отрасловата структура, ниско равнище на конкурентоспособност, потребление и производство.

Относително ниските разходи на труд, както и ниските цени при част от тарифните групи за електроенергията, създават обща среда, демотивираща иновациите и ускореното технологично обновяване. Това води до висока енергийна интензивност на БВП, в пъти по-голяма от средната за ЕС-27, а страната ни е лидер в ЕС по този показател. В случай че нивото на енергийната интензивност на българската икономика е близо до средноевропейското, БВП на страната може да бъде произвеждан с два пъти по-малко първични енергийни ресурси.

В първичното енергийно потребление, **потреблението на твърди горива и ядрена енергия в България е до два пъти по-голямо в сравнение със средноевропейското ниво**. По видове енергийни ресурси страната е в **пълна зависимост от вноса на суров нефт и газ**, и относително независима по отношение на въглищата. Отрицателно въздействие могат да се очакват при налагане на ограничения за производството на електроенергия от местни въглища по екологични причини.

През последните десет години България е нетен износител на електрическа енергия. Брутното електропроизводство през 2010 г. достига до 46 ТВтч, което е най-високото за периода от 1990 г., при което износьт достига 20.9% от брутното електропроизводство.

В крайното енергийно потребление на страната индустрията има дял в границите 35-39% за периода 2001-2008 г. В началото на икономическата криза през 2009 г., вследствие спада в индустриалното производство, **индустрията е участвала в крайното енергийно потребление с дял от 28.6%.**

Най-енергоемките дейности в индустрията са: производство на химични продукти – 27,6%, производство на продукти от други неметални минерални суровини – 21.0%, производството и леенето на метали – 18.8%, и производството на хранителни продукти, напитки и тютюневи изделия – 8.5%. В тези дейности са съсредоточени почти **76.0%** от крайното потребление в индустрията.

Наследените и новите проблеми застрашават перспективите за дългосрочно устойчиво развитие на страната. Настоящата икономическа криза изостри още повече натрупаните проблеми и резултира в допълнително влошаване на конкурентоспособността и ниска производителност на труда.

► Прогнозни сценарии за развитие на енергетиката и енергийния профил на България в периода до 2020 г.

В периода 2010-2015 г.

- Извеждане от експлоатация на блоковете на ТЕЦ „Бобов дол“ – 210 МВ (2011 г.), 210 МВ (2015 г.);
- Привеждане в съответствие с екологичните изисквания на блоковете на ТЕЦ „Варна“ при влагане на значителни инвестиции и промяна на горивната база. Планирано изграждане на 880-мегаватова мощност на природен газ за замяна на по-старите три от общо шест блока на централата.
- Извеждане от експлоатация на старите шест блокове на ТЕЦ „Варна“ – всеки един от тях по 210 МВ, ежегодно в периода 2010-2015 г.
- Извеждане от експлоатация и на други мощности, работещи с въглища (например, „Брикел“ 200 МВ през 2013 г., ТЕЦ „Марица 3“ 120 МВ през 2012 г. и др.).
- Въвеждане в експлоатация на ТЕЦ „AES Гълъбово“ – 600 МВ (2010 - 2011 г.), която да продава електроенергия на НЕК по фиксирани цени съгласно дългосрочен петнадесетгодишен договор;
- ВЕЦ „Цанков камък“ – 80 МВ (2011 г.).
- Прогнозно може да се очаква, че при наличните механизми за подкрепа, ежегодно могат да бъдат въведени в експлоатация 200 МВт фотоволтаични мощности и 150 МВт вятърни мощности.

В периода 2015-2020 г.

- Въвеждане в експлоатация на АЕЦ Белене - 2000 МВт (2017-2018 г.)
- Разнообразяване на енергийния микс с изграждане на други ВЕИ – 1700 МВт до 2020 г.;
- Изграждане и въвеждане в експлоатация на компенсиращи газотурбинни ТЕЦ – 200 МВт (2019-2020 г.).

Прогнозен мощностен баланс на страната до 2020 г. в МВт (Източник: НЕК, 2010 г.)

Мощност	2010 г.	2015 г.	2020 г.
ОБЩО, МВт	9 795	9 130	12 290
АЕЦ	2 000	2 000	4 000
ТЕЦ	5 715	4 090	4 290
ВЕЦ и ПАВЕЦ	1 880	2 090	2 300
Други ВЕИ	200	950	1 700

► Либерализация на енергийния пазар на ЕС. Трети енергиен пакет.

Делът на вносните първични енергийни източници в общото потребление на Европейския съюз е около 50%, като се очаква да нарасне до 70% към 2030 г. Нарастващата зависимост на Европа от вноса на енергия и очакваното по-нататъшно повишаване на цените на енергията засилват загрижеността за покриването на енергийните нужди в бъдеще. Гарантирането на сигурни и надеждни енергийни източници на достъпни, стабилни цени е жизненоважно за икономическото и социално развитие.

По време на пролетното заседание на Европейския съвет през 2007 г. бе поставено началото на работата по Третия енергиен пакет, при което бяха поискани допълнителни мерки за:

- Ефективно отделяне на дейностите по доставка и производство от експлоатацията на мрежата;
- По-пълно хармонизиране на правомощията и засилване на независимостта на националните енергийни регулатори;
- Изграждане на самостоятелен механизъм за сътрудничество между националните регулатори;
- Създаване на механизъм, чрез който операторите на преносни системи да подобрят координирането на експлоатацията на мрежите и обезпечаване на тяхната сигурност, както и на трансграничната търговия;
- По-голяма прозрачност на дейностите на енергийния пазар.

Третиият енергиен пакет на ЕС влезе в сила на 3 март 2011 г. Към тази дата страните-членки трябваше да транспонират в националното си законодателство принципите му, но голяма част от тях, в т.ч. и България, не го направиха. Повечето страни-членки показват традиционно слаби резултати при осъществяването на реформите в областта на енергийния пазар. Показателен в това отношение е фактът, **че към 1 февруари 2011 г. Европейската комисия е стартирала повече от 60 процедури срещу правителства от ЕС за неизпълнение** на задължението да се съобразят напълно с втория енергиен пакет на ЕС, който влезе в сила между 2003 и 2005 г.

► Перспективи и необходими стъпки за България.

През месец март 2011 г. българското правителство прие **проект на Национална енергийна стратегия**. Приоритетните направления в нея са: гарантиране на сигурност на енергийните доставки, въвеждане на нови и усъвършенстване на съществуващите механизми за насърчаване на производството и потреблението на енергия от възобновяеми енергийни източници, комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, предприемане на мерки за повишаване на енергийната ефективност, реално пазарно отваряне и развитието на конкурентен енергиен пазар. Сред основните цели са и защита интересите на потребителите и борба с климатичните промени на възможно най-разумна цена.

Стратегията, обаче, не трябва да се приема безкритично, тъй като тя е от изключително значение за развитието на българската икономика в следващите две десетилетия и трябва да обслужи достижими национални цели за развитие до 2020 г., вкл. скъсяване на дистанцията до средното икономическо равнище в ЕС. Същевременно, **преходът към нисковъглеродна икономика трябва да бъде постигнат при най-ниски, икономически и социално приемливи за обществото и бизнеса разходи. В тази връзка, необходимо е да се изготви ясен график и отговорни институции за изпълнение на общоевропейските задължения на България, вкл. чрез:**

- Либерализиране на енергийния пазар и разделяне на преноса от производството на електроенергия;
- Либерализация и демонополизация на енергийния сектор при съхраняване на конкурентоспособни мощни структури с относителни предимства на европейския енергиен пазар, изграждане на електроенергийна борса;
- Либерализация на газовия пазар, диверсификация в газоснабдяването, присъединителната мрежа и източниците за доставка, включително чрез изграждане на терминали за втечен газ и последваща регазификация;
- Разширяване на газоразпределителната мрежа с цел оптимизиране на доставките, намаляване на въглеродната зависимост и радикално разширяване на битовото потребление;
- Пълна прозрачност на проучванията, обосновката, проектирането и реализацията на големите енергийни, включително ядрени проекти, в т.ч. Икономическа възвращаемост, цени на енергийните доставки спрямо алтернативни ВЕИ и мерки за енергийна ефективност, въглероден (емисионен) интензитет спрямо инвестиционните и експлоатационните разходи;
- Промяна в политиката и насърчаване изграждането на източници на електро- и топлоенергия и за климатизация от ВЕИ за преобладаващо собствено потребление, чрез което се осигурява частична енергийна независимост на обектите – каквито са например, хотели, ресторанти и др.;
- Ускорена реализация на ключовите енергийни проекти с максимално частно финансиране;
- Нови ядрени и хидромощности, оползотворяване на биомаса и биогаз, геотермични източници, микроенергетика за собствено потребление, битова и промишлена газификация, устойчиво урбанистично и пътно проектиране, намаляващи разходите за енергия в транспорта и др.;
- Промени в тарифирането на цените на електроенергията и топлоенергията, прекратяване на практиката за използване на енергийните цени като социален инструмент и осъществяване на социалните функции чрез социалното подпомагане;
- Прилагане на широка програма за подобряване на енергийната ефективност на обществените и частни сгради и елиминиране на нормативни проблеми чрез промени на закона за собствеността, закона за етажната собственост и други;
- Спешно сключване на договори за продажба на емисионни права по Протокола от Киото (AAU) с цел осигуряване на средства за схеми за енергийна ефективност с обществена значимост и в обществена полза.
- Задълбочен анализ за необходимостта от дерогация по директивата за търговия с емисии парникови газове и оползотворяване на свободните квоти (EUA) в периода 2013-2020 г. Средствата трябва да бъдат насочени за приоритетни проекти за безвъглеродни и нисковъглеродни технологии и решения с най-висока възвращаемост, на конкурентен, освободен от субсидии пазар на електроенергия.
- Прозрачност на разпределението на свободните квоти при въвеждане на нови инсталации;
- Преговаряне на дългосрочните договори с обновените ТЕЦ.

Относно цената на електроенергията за индустриално потребление (05.01.2012 г.)

Българската индустриална общественост и големите потребители на електроенергия са сериозно обезпокоени от неясната политика по изграждане на свободни пазарни отношения в българския енергиен сектор. Количествата електроенергия, произведени от АЕЦ Козлодуй, предложени на търг за потребление от индустрията през първото полугодие на 2012 година, са намалени съществено спрямо същия период на миналата година. Другият голям производител на ел. енергия – ТЕЦ „Марица изток“ 2, не предложи съответни количества на свободния пазар. Това създава реална опасност от спекулативно завишаване на цените на ел. енергия за индустриални потребители за първото полугодие на 2012 година.

Увеличава се натискът от НЕК за разширяване обемите на регулирана енергия от същите източници за компенсиране завишените цени за електроенергия от топлоцентралите и ВЕИ и съответно реализиране на условно висока ефективност. Последователното прехвърляне към индустрията на всички негативи, следващи от управлението на сектора, създава сериозни опасности за конкурентоспособността на българската икономика.

Подобна политика, провеждана от дружества държавна собственост, създава изкуствен дефицит на електроенергия за вътрешно индустриално потребление и естествено води до очаквано повишение на цената. Реализираните цени на свободния пазар за 2012 година до момента показват повишения между 7-8 %. С това непосредствено се влияе за влошаване на бизнес климата у нас и предприятията от индустрията няма да могат да договорят необходимите им количества електроенергия на приемливи цени.

Предвид на потребяваните от българската индустрия обеми, налице е сериозна промяна. Това повишение, се очаква да окаже сериозно влияние върху цената на продукцията на енергоемките сектори – металургия, химия, рудодобив и др. Същевременно това са отрасли, които в значима степен формират износа на страната ни. Такава рискова среда създава предпоставки за намаляване на обемите на продукцията или дори закриване на определени производства и ликвидиране на работни места. Българската продукция ще бъде под натиска на конкурентите си, което непосредствено ще се отрази на експорта, който е един от основните фактори за преодоляване на продължаващата криза.

Промените в цените на електроенергията са обективен процес. Единственият възможен регулатор е пазарът с неговите две страни – предлагане и търсене, в противен случай са възможни икономически и социални сътресения. На практика обаче, отново поведението на монополистите, чийто принципал е държавата, е непазарно. Това води до създаване на сериозни предпоставки за намаляване на конкурентоспособността на българската индустрия.

Предлагаме да се анализира отново възможността, количествата електроенергия за вътрешния пазар за индустриални потребители от АЕЦ Козлодуй и ТЕЦ „Марица изток“ 2 най-малко да запазят нивата си от миналата година. Очакваме това да не позволи резки флуктуации в цените и да даде повече възможности на българската индустрия да преодолява негативните последици от икономическата криза. Убедени сме, че държавата ще предприеме действия за балансирано вътрешно потребление от индустрията на реални и пазарни цени.

Енергетиката трябва да се управлява с икономически, а не с политически аргументи (07.11.2012 г.)

Във връзка с протичащия за пореден път в публичното пространство диалог относно ценообразуването в енергетиката, Българската стопанска камара отново обръща внимание върху факта, че липсва дългосрочна яснота относно цените на електроенергията и други енергоносители, което е предпоставка за влошаване на инвестиционния климат в страната.

В резултат на обърквана и непоследователна политика в сферата на енергетиката, налице са множество икономически дисбаланси, които вместо да бъдат преодолявани, с всяко ново решение и/или изявление се задълбочават. Този факт, липсата на дългосрочна яснота относно цените на електроенергията и други енергоносители, както и обърканото публично говорене правят инвестиционната среда непредвидима.

Само преди няколко месеца цената на енергията беше повишена за бизнеса с 16 на сто – решение, което беше взето и обявено в рамките на по-малко от седмица. От това повишение енергийната система генерира допълнително 600 млн.лв. приходи, 55 на сто от които бяха насочени към НЕК, 13 на сто – за въглищните и топлоцентралите, и 32 на сто - за ВЕИ, макар именно върху този подсектор да бяха хвърлени обвиненията за увеличението на цените. Малко след това беше въведена такса за включване на ВЕИ към енергийната система и намаление на цените за изкупуване на „зелена“ енергия, което предполага намаляване на въздействието на ВЕИ върху цената на енергията.

През последните дни потребителите на енергия в страната получиха твърде объркваща информация относно перспективите пред ценообразуването в идните периоди. Първо „независимият“ председател на ДКЕВР обяви предстоящо 14-процентно увеличение на цените, а ден по-късно отново той заяви, че те няма да растат и дори може да намалеят. Последва и политическо изказване, че цените няма да бъдат променяни до парламентарните избори през 2013 г.

Положителното в случая е, че се прави опит за навременно информиране на потребителите – 6 месеца, а не 1-2 дни по-рано. Отрицателното, обаче, е че и двете изявления не бяха основани на сериозен анализ и точни разчети, вкл. прогноза за основните ценообразуващи елементи – цени на петрол, газ, въглища, долар, влияние на енергията от ВЕИ и др. Не се отчита и фактът, че от 2013 г. предстои нов ценови удар във връзка с увеличението на инвестициите за намаляване на CO2 по т.нар. План за дерогация.

Притеснително е и обвързването на ценообразуването с политическа мотивация, което създава допълнителна неяснота у бизнеса относно перспективите за следизборния период. Трябва да е категорично ясно, че политическата намеса създава икономически проблеми, тъй като вземането на инвестиционни решения става изключително затруднено.

БСК за пореден път настоява за:

1. Дългосрочност при ценообразуването с цел прогнозируемост и ефективно бизнес планиране, вкл. без изкуствено задържане и последващи шокови увеличения на цената;
2. Въвеждане на пазарни механизми при ценообразуването, стимулиращи оптимизирането на разходите на енергийните дружества при успоредно увеличение на инвестициите в тях;
3. Спиране на непремерените политически изказвания, неосновани на икономически разчети и объркващи допълнително инвеститорите относно техните бъдещи бизнес намерения;
4. Развитие на свободен пазар, като не по-малко от 50 на сто от енергията се търгува на него;
5. Постепенно премахване на кръстосаното субсидиране и прекратяване на ползването на цените на енергията като социален инструмент.

ЕКСПЕРТНИ РАЗРАБОТКИ

Българският електроенергиен пазар: състояние и перспективи (Февруари, 2008 г.)



Надеждното електроснабдяване на приемливи цени е ключов фактор за икономически растеж и конкурентоспособност. През 1995 г. Европейският съюз решава да започне поетапно въвеждане на конкуренция в електроенергетиката с цел подобряване на ефективността на сектора и на икономиката, като цяло. Директива 2003/54/ЕС относно общите правила за вътрешния пазар на електрическа енергия определя график и срокове за отварянето на пазара: от 1 юли 2004 г. - за всички небитови потребители, и от 1 юли 2007 г. - за домакинствата.

От 1 юли 2007 г. българският електроенергиен пазар също е напълно либерализиран. Това означава, че всеки потребител на електрическа енергия получава законово право на избор на доставчик и на свободен и равнопоставен достъп до електроенергийната мрежа за пренос и разпределение на електрическата енергия до мястото на потребление.

Този документ е ориентиран към индустриалните потребители на електрическа енергия и е предназначен да повиши степента на тяхната информираност относно развитието на българския електроенергиен пазар, с оглед своевременната им и успешна адаптация към извършващите се и предстоящи промени.

Препоръките са насочени към постигане на по-сигурно снабдяване на конкурентни цени, за предсказуемост и прозрачност на ценовите промени и за свободен и недискриминационен достъп до мрежата. Разбирането е, че интересите на индустриалните потребители могат да бъдат защитени по-добре в условията на ефективно функциониращ комплексен електроенергиен пазар, какъвто предстои да бъде изграден.

1. ЕНЕРГИЕН ПРОФИЛ НА БЪЛГАРИЯ

1.1. ЕНЕРГИЙНИЯТ БАЛАНС – ОПТИМАЛНО СТРУКТУРИРАН

МАКРОЕНЕРГИЙНИ ПОКАЗАТЕЛИ		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Първично енергийно потребление (ПЕП)	1000 тне	20616	18755	19218	19470	19205	19609	19017	20137
Производство на първична енергия	1000 тне	10641	9411	10282	10507	10761	10210	10271	10539
Енергийна зависимост	%	48,5	50	46,5	46	44	48	48	46
Крайно енергийно потребление (КЕП)	1000 тне	9678	8744	8435	8413	8520	9185	8907	9276

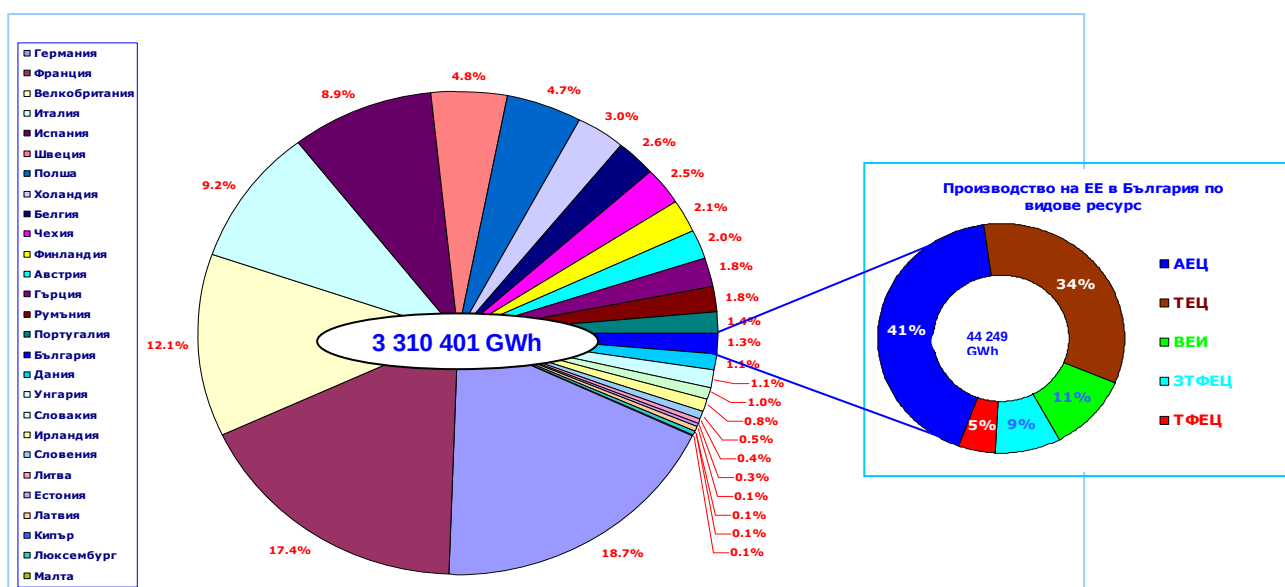
Източник: НСИ, Енергиен профил на България 2005 - Национален комитет на България в Световния енергиен съвет 2007г.

Първичният енергиен баланс на страната е добре структуриран по отношение на разнообразие на енергийните ресурси. Интензивното използване на наличните местни ресурси, основно въглища, допринася за сигурността на снабдяването и за по-стабилни енергийни цени.

Енергийната зависимост на страната е съществена и показва важността на вноса на енергийни ресурси за сигурността на снабдяването. Тъй като ядрената енергия е отнесена към местните ресурси (по правилата на Eurostat), горепосочените параметри на зависимост са значително по-ниски от фактическите, които са около 70%.

Крайното енергийно потребление (потреблението от индустрията, транспорта, услугите и домакинствата), след драматичен спад от 1989г. до 2000г. (с -6.1% средногодишно), показва тенденции на стабилизация и покачване, произтичащи от устойчивия икономически растеж през последните няколко години.

1.2. БЪЛГАРИЯ - НЕТЕН ИЗНОСИТЕЛ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ



До 1993 г. България е нетен вносител на електрическа енергия, а след 1997 г. започва да изнася нарастващи със средногодишен темп над 20% количества електрическа енергия, като постепенно заема позициите на водещ износител за региона. Брутното електропроизводство през 2006 г. достига до 45.8 ТВтч, което е най-високото за периода от 1990 г., въпреки

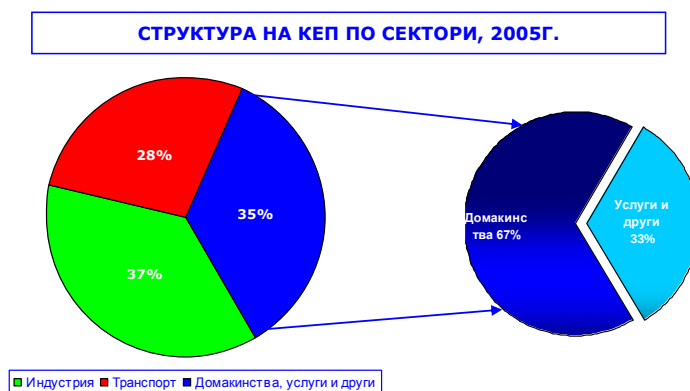
изведените от експлоатация два блока на АЕЦ "Козлодуй" в края на 2002 г. с инсталирана мощност от 440 МВт. Ръстът на брутното електропроизводство след 1999 г. се дължи главно на повишаващия се износ, чийто относителен дял през 2006 г. достига до 19.4% от брутното електропроизводство.

В оптималната по отношение на разнообразие и местоположение на енергийните ресурси структура на електропроизводството доминира АЕЦ "Козлодуй" с 42-процентов дял, следван от ТЕЦ с местни горива – с 32-процентов дял, ТЕЦ с вносни горива – 16-процентов дял, ВЕЦ и ПАВЕЦ – с 10-процентов дял.

1.3. СТРУКТУРА НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

Основните крайни потребители на енергия са индустрията, транспорта, услугите (в това число – обществения сектор, включително – държавната администрация и общините) и домакинствата.

Равномерното разпределение в структурата е относително устойчиво. Нараства делът на транспорта, което води и до нарастваща консумация на течни горива. С изпреварващи темпове расте потреблението на енергията в сектор „Услуги“. Потреблението на домакинствата е стабилизирано при висок дял на електрическата енергия (37% спрямо 10-12% за ЕС-25) и незначителен дял на природния газ (1% спрямо 45% за ЕС-25).



1.4. ЕНЕРГИЙНАТА ЕФЕКТИВНОСТ – КРИТИЧЕН ПРОБЛЕМ ЗА СТРАНАТА

Най-синтезиращият индикатор за енергийна ефективност и същевременно – съществен фактор за конкурентоспособността на икономиката, е енергийната **интензивност** на БВП, измервана като количество първично енергийно потребление за единица БВП или като количество крайно енергийно потребление за единица БВП.

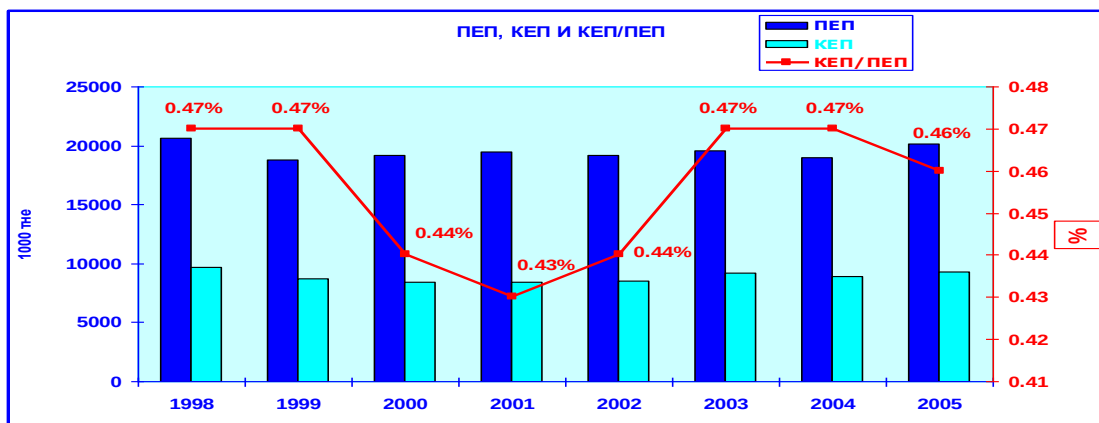
ЕНЕРГИЙНА ИНТЕНЗИВНОСТ - ИНДИКАТОРИ		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Първично енергийно потребление/ БВП*	кне/евро	2,251	1,987	1,931	1,930	1,804	1,769	1,628
Първично енергийно потребление/ БВП*	1998=100	100	86,9	82,5	78,8	74,9	73,5	68,8

Източник: Eurostat, НСИ

*константни цени от 1995г.

Енергийната интензивност на БВП за България е най-високата сред страните от ЕС – над 8 пъти по-висока от средните нива за Общността (0,187 кне/евро) за 2004 г., което е сигнал за неефективно използване на енергията и за значителен потенциал за енергоспестяване в страната. При отчитане на паритета на покупателната способност и наличието на „сива икономика“, които водят до подценяване на БВП, енергийната интензивност ще се установи на по-ниски нива, но ще остане в пъти по-висока от средните нива на ЕС – 25.

Причините за високата енергийна интензивност на БВП се коренят в големите загуби на първична енергия в процеса на нейното преобразуване (производство и транспортиране до крайните потребители). Като резултат, крайното енергийно потребление за страната е под 50% спрямо вложената първична енергия, докато за ЕС тази стойност е над 65%. Тревога предизвиква и фактът, че за България (за разлика от другите страни в преход) няма положителни промени през последните години, което показва графиката по-долу:



От своя страна, тези големи загуби на първична енергия се дължат на следните обстоятелства:

- Прилаганите методи за регулиране и тарифни структури - механичното признаване на всички разходи на регулираните енергийни предприятия, тушират всякакви пазарни стимули за подобряване на ефективността и обричат енергийната система на застой;
- Около 2/3 от първичната енергия и ресурси се използват за производство на електрическа и топлинна енергия, където загубите при преобразуването достигат до 70%. Електрическата енергия се използва неефективно - за отопление и битови нужди, поради липсата на други алтернативи. Ако потреблението на електрическа енергия в тези случаи бъде заместено с пряко потребление на първичните енергийни ресурси (природен газ, биомаса, слънчева енергия), тези 70% могат да бъдат спестени;
- Ниската ефективност на електропроизводствените централи, дължаща се на използването на преобладаващо остарели технологии;
- Ниският дял на високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия;
- Високите загуби при транспортирането на енергията до крайните потребители.

Също така, висок потенциал за спестяване е налице и при крайното енергийно потребление. Специално по отношение на сектор «Индустрия», енергийната интензивност е по-висока от стандартната за ЕС, поради високия относителен дял на енергоемките подсектори, дължащ се на незадоволителното развитие на неенергоемките подсектори, произвеждащи продукти с по-висока добавена стойност.

Съгласно изготвения от страна на Европейската комисия «План за действие по енергийна ефективност» (октомври 2006 г.), пълният потенциал за енергоспестяване в рамките на ЕС-27 за домакинствата е 27%, за услугите – 30%, за транспорта – 26% и за леката промишленост - 25%, и може да бъде оползотворен към 2020г.

За сравнение, първият Национален план за действие по енергийна ефективност, приет от Министерски съвет в края на 2007г., предвижда подобряване на енергийната ефективност при крайното потребление до 2016 г. само с 3%, което ясно индикира необходимостта от нова политика, насочена към мобилизиране на потенциала и съобразяване с настоящите общоевропейски цели.

1.5. СПЕСТЯВАНЕТО НА ЕНЕРГИЯ – НОВИЯТ ЕНЕРГИЕН ИЗТОЧНИК

Изключително високите загуби на енергия в процесите на преобразуване, индикиращи огромен потенциал за спестяване на първична енергия, изискват незабавни комплексни действия в сферата на снабдяването с енергия, основно в следните насоки:

- Заместване на прилаганите регулаторни методи, които механично покриват разходите и по този начин толерират лошо работещите енергийни предприятия, със съвременни

регулаторни методи и тарифни структури, които да създават стимули за насърчаване на ефективността при производството и транспортирането на електрическа енергия;

- Институционална подкрепа на процеса на либерализиране на пазара на ел.енергия и намаляване дела на „защитения“ регулиран сегмент;
- Увеличаване на дела на пряко използваните първични енергийни ресурси (природен газ, биомаса, слънчева енергия) от страна на крайните потребители;
- Делът на природния газ в общото потребление на енергия от домакинствата е около 1% спрямо 45% за страните от ЕС-25. При ускорена газификация на страната чрез развитие на газоразпределителна мрежа може да бъде постигнато значително спестяване на първична енергия. Газификацията ще предложи на потребителите нова, евтина и екологична алтернатива, заместваща използването на електрическа енергия в редица индустриални процеси, за отопление и други битови нужди.

За илюстрация, 30-процентовата газификация на бита ще доведе до приблизително 15% спестяване на първични енергийни ресурси, поради подобряване на съотношението между крайно енергийно потребление и вложената първична енергия (до 60%). Това е еквивалентно на приблизително 2 800 х.тне/годишно по-малко енергиен внос или увеличаване на възможностите за износ на електрическа енергия.

2. ПОСЛЕДНИТЕ ПРОМЕНИ В ЗАКОНА ЗА ЕНЕРГЕТИКАТА

Прегледът по-долу е насочен към последните промени в Закона за енергетиката (ЗЕ) от м. септември 2006 г., чрез които се доразвиват законовите регламенти, основно насочени към преходния период на поетапна либерализация на пазарите на електрическа енергия и природен газ, и се създава законова рамка за функциониране на националната енергетика в условията на напълно либерализиран енергиен пазар след 1 юли 2007 г.

Пазарният модел на вътрешния пазар на електрическа енергия (и природен газ) е основан на регулиран достъп на трета страна до мрежата, при който сделките се осъществяват чрез директни двустранни договори между производители/ търговци и потребители и балансиращ пазар (на който се купуват недостигащите количества и се продават оставащите излишъци по двустранните договори). В преходния период на поетапна либерализация взаимоотношенията между пазарните участници се осъществяват на регулиран и на свободен пазар на електрическа енергия. Двата сегмента работят при различни условия, но съвместно, като връзката между тях се осъществява от Оператора на електропреносната система, в чийто функции попадат включително администрирането на сделките по свободно договорени цени и организацията на балансирането на пазара на електрическа енергия.

Промените в ЗЕ са съобразени с критиките и препоръките на ЕС и са насочени към хармонизиране на националното законодателство с директивите на ЕС в областта на енергетиката в следните основни насоки:

2.1. ПРЕСТРУКТУРИРАНЕ НА «НЕК» ЕАД С ОГЛЕД ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ИЗИСКВАНИЯТА НА ДИРЕКТИВА 54/2003/ЕС

Изискванията на Директивата за отделяне на операторите на преносната и на разпределителните мрежи (в юридическо и организационно отношение, и при вземането на решения) от всички останали дейности, с изключение на преноса и на разпределението, са отчетени в ЗЕ (от 2003 г.). Предвидени са симетрични изисквания по отношение на реструктурирането на всички оператори (преносни, разпределителни, газови и електроенергийни), като се регламентира модел, при който преносното, респективно - разпределителното предприятие, се отделя юридически от всички останали дейности. Преносното предприятие е собственик на мрежата и притежава лицензия за пренос и лицензия за системно управление, чрез което се осигурява финансова независимост на операторите, от една страна, и развитие на мрежата в съответствие с общосистемните планове и изисквания, от друга.

С промените в ЗЕ от 2006 г. е въведен различен модел за реструктуриране на «НЕК» ЕАД, при който се отделя само електроенергиен системен оператор, а мрежата като активи и лицензията за пренос остават във вертикално интегрираната голяма компания. Също така, промените в ЗЕ дават възможност на «НЕК» ЕАД да възложи с договор експлоатацията и поддържането на преносната мрежа на електроенергийния системен оператор.

2.2. МЕРКИ ЗА ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ В УСЛОВИЯТА НА ПЪЛНА ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ ПАЗАР

Във връзка с ангажимента на страните-членки на ЕС да гарантират правото на всеобщо обслужване на всички битови потребители и по преценка – на малки предприятия по дефиниция, Обществените снабдители чрез промените в ЗЕ са натоварени да изпълняват функцията на крайни снабдители.

Крайните снабдители снабдяват при публично оповестени общи условия потребителите, присъединени към съответните мрежи, които не са сменили своя доставчик, ако същите са битови потребители или са предприятия с по-малко от 50 души нает персонал, или до 19,5 млн. лв. годишен оборот. Цената на електрическата енергия, продавана от крайните снабдители, подлежи на регулиране от ДКЕВР. Над 99% от потребителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, продължават да се снабдяват от крайните снабдители по регулирани цени.

Във връзка с това, правомощието на ДКЕВР да определя пазарни квоти за свободна търговия за производителите е заменено с ново – Комисията, считано от 1 юли 2007 г., вече определя разполагаемостта, в съответствие с която всеки производител е задължен да сключва сделки с Обществения доставчик и с крайните снабдители, по регулирани от ДКЕВР цени.

С друга промяна в ЗЕ правото за износ на електрическа енергия от страната се обвързва с предварително условие, а именно, битовите потребители и малките предприятия да са осигурени с необходимата им електрическа енергия с определени качествени показатели, при прозрачни и разумни цени.

2.3. ЦЕНОВО РЕГУЛИРАНЕ

Съгласно изискванията на европейските директиви, цените, които задължително подлежат на регулиране в условията на либерализиран пазар, са мрежовите цени, т.е. цените за пренос и разпределение на електрическа енергия. Регулирането на другите цени по веригата «производство – снабдяване», в това число – цените за крайните потребители, се приема като възможна опция, но за преходен период и със затихваща сила, ако такова се налага с оглед на защитата на уязвимите потребители и ако липсват условия за конкуренция. Тези изисквания са имплементирани в ЗЕ чрез коментираните промени.

2.4. ОГРАНИЧАВАНЕ НА ИЗКЛЮЧИТЕЛНОТО ПРАВО НА ОБЩЕСТВЕНИЯ ДОСТАВЧИК ЗА ВНОС И ИЗНОС НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

От датата на влизане в сила на Договора за присъединяване на Република България към ЕС (т.е. от 1 януари 2007 г.) производителите, търговците, общественият доставчик, обществените снабдители, крайните снабдители и привилегированите потребители могат да сключват сделки с местни лица в държава-членка на ЕС или регистрирани в държава, с която има постигната договореност за взаимно признаване на съответното право на Европейските общности. С тази разпоредба се премахва изключителното право на «НЕК» ЕАД, в качеството му на Обществен доставчик, за внос и износ на електрическа енергия.

2.5. ИЗИСКВАНИЯ ЗА НЕЗАВИСИМОСТ НА ОПЕРАТОРИТЕ НА МРЕЖИ

Изискванията за независимост на операторите се прилагат в случаите, когато те са част от вертикално интегрирано предприятие. С измененията в ЗЕ са въведени минималните задължителни изисквания за независимост, предвидени в Директива 54/2003/ЕС.

2.6. НАСЪРЧАВАНЕ НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ЕНЕРГИЙНИ ИЗТОЧНИЦИ И ПО КОМБИНИРАН НАЧИН

С направените промени се удължават сроковете за задължително изкупуване и за прилагане на преференциални цени по отношение на електрическата енергия, произведена от ВЕИ и по комбиниран начин. Министърът на енергетиката се задължава до края на 2011 г. да изготви и внесе за одобряване в Министерския съвет законопроект, въвеждащ пазарен механизъм за насърчаване на тази енергия. За известен период от време двата механизма ще се прилагат паралелно.

2.7. СТЕПЕН НА СЪОТВЕТСТВИЕ И СТЕПЕН НА ДОСТИЖЕНИЯ

По принцип, националното законодателство съответства на европейското, доказателство за което е и подписването на Договора за присъединяване на България към ЕС.

Същевременно, обаче, Законът не създава ясна и точно регламентирана рамка, която да ориентира всеки един от участниците на енергийния пазар по отношение на неговите права и отговорности. ЗЕ представлява сбор от трудни за разбиране (а често – и противоречиви) разпоредби, които са:

- Механично пренесени от европейските директиви,
- Отнасящи се за периода преди 2007 г.,
- Насочени към развитието на сектора след 2007 г. (пълната либерализация),
- Трансферни между периодите преди и след 2007 г.,
- Ориентирани приоритетно към енергийните предприятия за сметка на потребителите,
- Генериращи конфликти между енергийните предприятия-лицензианти.

Съществен е и въпросът, свързан със степента на достижения и с идентифициране на основните различия между европейската и българска енергийна политика. Същите ще бъдат предмет на анализи и препоръки в последващите раздели. По-долу са идентифицирани някои законови регламенти, които като текстове не противоречат на изискванията на европейското законодателство, но като практика биха могли да забавят въвеждането на ефективно работещи пазарни механизми в полза на потребителите:

ОЦЕНКА НА ПРОМЕНЕТЕ В ЗЕ (2006г.) В СЕКТОР “ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА” ПОЗИТИВНИ, НО....

ПОЗИТИВНИ	НО...
ЗАЩИТА НА УЯЗВИМИТЕ ПОТРЕБИТЕЛИ – ЧРЕЗ ДОСТАВКИ ОТ КРАЕН СНАБДИТЕЛ И ПО РЕГУЛИРАНИ ЦЕНИ	...НО КРАЙНИТЕ СНАБДИТЕЛИ КУПУВАТ САМО ОТ ОБЩЕСТВЕНИЯ ДОСТАВЧИК, КОЕТО НА ПРАКТИКА ЗАПАЗВА МОДЕЛА “ЕДИНСТВЕН КУПУВАЧ”
ОБЩЕСТВЕНИЯТ ДОСТАВЧИК КУПУВА ЕНЕРГИЯ ПО РЕГУЛИРАНИ ЦЕНИ ЗА НУЖДИТЕ НА КРАЙНИЯ СНАБДИТЕЛ	... НО ПРИХОДИТЕ ОТ ИЗНОС НА ЕНЕРГИЯ, КУПЕНА ПО РЕГУЛИРАНИ ЦЕНИ, НЕ СЕ РЕГУЛИРАТ
ПРЕКРАТЕНО ИЗКЛЮЧИТЕЛНОТО ПРАВО НА ОБЩЕСТВЕНИЯ ДОСТАВЧИК ЗА ВНОС И ИЗНОС НА ЕЕ	...НО МОЖЕ ДА СЕ ТЪРГУВА САМО С ОСТАТЪЧНИТЕ КОЛИЧЕСТВА ЕЕ, СЛЕД ОСИГУРЯВАНЕТО С ЕЕ НА КРАЙНИТЕ СНАБДИТЕЛИ
ВЪВЕДЕНИ МИНИМАЛНИ ИЗИСКВАНИЯ ЗА НЕЗАВИСИМОСТ НА ОПЕРАТОРИТЕ НА МРЕЖИ	...НО Е ВЪВЕДЕН МОДЕЛ ЗА ПРЕСТРУКТУРИРАНЕ НА “НЕК” ЕАД, КОЙТО ГЕНЕРИРА ЗАВИСИМОСТ НА ОПЕРАТОРА
ВЪВЕДЕНИ ЕФЕКТИВНИ МЕХАНИЗМИ ЗА НАСЪРЧАВАНЕ НА ВЕИ	...НО ЛИПСА НА ЕФЕКТИВНИ МЕХАНИЗМИ ЗА НАСЪРЧАВАНЕ НА КОГЕНЕРАЦИОННОТО ПРОИЗВОДСТВО
РЕГУЛИРАНЕТО НА ЦЕНИТЕ СЕ ОГРАНИЧАВА САМО ДО ТЕЗИ ЗА ПРЕНОС, РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ И ЗА УЯЗВИМИТЕ ПОТРЕБИТЕЛИ	...НО САМО АКО РЕГУЛАТОРА ПРЕЦЕНИ, ЧЕ Е НАЛИЦЕ КОНКУРЕНЦИЯ
ДКЕВР НЕ ОПРЕДЕЛЯ ВЕЧЕ КВОТИ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ ЗА СВОБОДНА ТЪРГОВИЯ	... НО ОПРЕДЕЛЯ РЕГУЛИРАНИ КВОТИ ЗА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ, ЕЕ ОТ КОИТО ЗАДЪЛЖИТЕЛНО СЕ ПРОДАВА НА ОБЩЕСТВЕНИЯ ДОСТАВЧИК
ПЪЛНА ПАЗАРНА ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ, СЧИТАНО ОТ 1 ЮЛИ 2007Г., НАРАВНО С ДРУГИТЕ СТРАНИ-ЧЛЕНКИ	... НО САМО АКО Е ОСИГУРЕНА ЕЕ ЗА КРАЙНИТЕ СНАБДИТЕЛИ
КРАЙНИЯТ СНАБДИТЕЛ МОЖЕ ДА КУПУВА ЕЕ ЗА УЯЗВИМИТЕ КЛИЕНТИ КАКТО ОТ РЕГУЛИРАНАТА КВОТА НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ, ТАКА И ОТ ОБЩЕСТВЕН ДОСТАВЧИК	... НО ВЪЗМОЖНОСТТА ДА КУПУВА ОТ ОБЩЕСТВЕНИЯ ДОСТАВЧИК СЕ ПРЕВРЪЩА В ЗАДЪЛЖЕНИЕ ДА КУПУВА САМО ОТ НЕГО

С оглед създаване на прозрачна, ясна и дългосрочно ориентирана законова рамка, която недвусмислено да ориентира компаниите и потребителите на енергия в променящата се среда, необходимо е да се започне **изпреварващо разработване на изцяло нов Закон за енергетиката**.

3. ПРАКТИКАТА НА РЕГУЛАТОРА

Регулирането в енергетиката се осъществява от Държавната комисия по енергийно и водно регулиране (ДКЕВР). Функциите на ДКЕВР по отношение на регулирането на водния сектор бяха допълнително добавени с оглед извличането на ползи от вече натрупания административен и професионален капацитет в сферата на енергетиката. Това доведе до нежелани ефекти, изразяващи се в:

- Прекомерна численост на ДКЕВР, водеща до затруднени административни процедури и усложнен процес на вземане на решения,
- Затруднено изграждане на необходимия професионален капацитет за въвеждане и развитие на съвременни регулаторни практики в енергетиката.

Възстановяването на специализирания енергиен регулатор – ДКЕВР, ще подпомогне отстраняването на установените недостатъци на регулирането и ще бъде предпоставка за успешното посрещане на новите изисквания към енергийните регулатори от страна на Европейската комисия.

3.1. МЕТОДИТЕ ЗА ЦЕНОВО РЕГУЛИРАНЕ ГЕНЕРИРАТ НЕЕФЕКТИВНОСТ

От съществен интерес на потребителите е наличието на ефикасен контрол върху разходите на регулираните предприятия от страна на регулаторната институция, защото това оказва пряко въздействие върху цените на електрическата енергия. Регулаторната практика в други страни доказва, че въвеждането на методи за регулиране със стимули за ефективност е по-успешният подход за намаляване на разходите и цените на енергията отколкото дори най-засиления, регулаторния контрол. При тези методи енергийните дружества са мотивирани да работят по-ефективно, тъй като имат възможността да реализират допълнителна възвръщаемост, ако "преизпълнят" целевите показатели, зададени от регулатора. От своя страна, това се отразява като ефект за потребителите при определяне на горната граница на приходите / цените за следващия регулаторен период – поради постигнатата по-висока ефективност, необходимите ценови равнища ще са по-ниски.

Въвеждането на по-модерни и насърчаващи ефективността методи за ценово регулиране на българските енергийни дружества е на съвсем начален етап. Прилаганите понастоящем регулаторни методи „награждават“ неефективно работещите енергийни предприятия и „наказват“ ефективно работещите, поради механичното покриване на фактическите индивидуални разходи, без оглед на постигнатата степен на ефективност.

Нещо повече – налице е нелогичен подход при ценовите корекции. Би трябвало, всяка индивидуална корекция да се отразява върху цените на предприятията по цялата верига „производство – снабдяване“ до краен потребител. Това, обаче, не се случва – ДКЕВР повишава цени за дадени предприятия – частично и в произволно време, създавайки „ефект на доминото“, при който други енергийни дружества (едно или повече) поемат финансов удар. Пример в това отношение е определянето на цените при комбинирано производство, осъществявано в отделни предприятия или от топлофикационни дружества, при което се получава кръстосано субсидиране, ощетяващо индустриалните обекти. Този подход е неприемлив и икономически нелогичен, създава финансово напрежение и дестабилизира цялата система на снабдяването, поради което трябва да бъде преустановен.

Наред с това, европейската практика се характеризира с прилагане на широк спектър от тарифни цени, чрез които се заплащат различните компоненти на електроенергийните цени. Степента на комплексност и разнообразие на тарифните структури е в синхрон със степента на пазарно развитие. Наличието на комплексни и разнообразни тарифни системи е от полза за потребителите, поради това, че същите са разходноориентирани и по-справедливи – доближават се максимално до индивидуалните разходи и се избягва кръстосано

субсидиране. Освен това, потребителите получават по-големи възможности за избор на предпочитана тарифа при наличието на разнообразни алтернативи.

Най-широко използваните тарифни цени в страните от ЕС са тези за енергия и за разполагаемост, с които се замества пълната цена за производство на енергия (лв./ кВтч). Най-общо, чрез цената за енергия се заплащат горивните (променливи) разходи за производство, а чрез цената за разполагаемост – останалите разходи (постоянни и възвръщаемост). Чрез тази двукомпонентова цена потребителите се насърчават да използват по-интензивно енергия в рамките на своята индивидуална разполагаемост. Разнообразни тарифни системи, в това число – и многокомпонентови, позволяващи индивидуален избор на потребителя, успешно се прилагат във всички държави от Западна Европа, а също така, добра практика е налице и в Румъния, Словения, Чехия и Унгария.

Двукомпонентови цени в България се прилагат единствено при продажбата на електрическа енергия от независимите производители на „НЕК“ ЕАД. По веригата от „НЕК“ ЕАД до крайните потребители се прилага еднокомпонентова цена за енергия (лв./кВтч.). Така, ценовите сигнали за ефективност не достигат до крайните потребители. Единственият прецедент на прилагане на двукомпонентова тарифа при крайни потребители съществуваше до 2006 г. за цените на топлинната енергия. Впоследствие, двукомпонентовата тарифа беше забранена с изрични текстове в ЗЕ.

Друг вид тарифи за енергия са времевите тарифи: сезонни, дневни, нощни, върхови. Тяхната цел е да дадат верни сигнали за ценовите вариации във времето и да насърчат използването на енергия в по-евтините зони, което има благоприятен ефект и за системата. Този тип тарифиране се прилага в България за цените на всички крайни потребители, но не и за цените, по които централите продават на „НЕК“ ЕАД, а „НЕК“ ЕАД – на обществените снабдителите. При тази ситуация, тарифните сигнали се насочват единствено към крайните потребители, но не и към производителите и снабдителите, което ограничава потенциала за ефективното им въздействие.

По принцип, тарифните цени за енергия би трябвало да са съпоставими (и дори еднакви) между отделните групи потребители. При действащите времеви тарифи в България, обаче, се наблюдават драстични различия като например - нощната енергия за потребителите на ниско напрежение е с 44% по-евтина в сравнение с нощната енергия за потребителите на средно напрежение. Подобни отклонения са необясними и нелогични и водят до извода, че настоящите тарифни цени за енергия създават кръстосано субсидиране между различните категории потребители.

България прилага опростени еднокомпонентови тарифи за пренос и разпределение на електрическа енергия, които се заплащат от потребителите. Наложителна е последователна еволюция в тарифите и поетапно въвеждане на времеви, алокационни и локационни елементи, чрез които съществено ще се увеличи ефективността на ползването на мрежата. Повечето от първите държави – членки на ЕС прилагат комплексни тарифни системи, които създават стимули за инвестиции и ефективност. За разлика от тях, новите държави – членки на ЕС са в процес на развитие на подобни системи, чието въвеждане изисква значителни финансови разходи и технически предпоставки. Добри резултати в това отношение са постигнати в Румъния (алокационен тарифен модел), Унгария, Чехия и Словения, чиято практика може да бъде успешно приложена и в България.

Ускореното въвеждане на съвременни методи за ценово регулиране и комплексни тарифни системи е задължителна предпоставка, без която не може да се очаква подобряване на ефективността на работата на сектора, която понастоящем генерира необосновано високи разходи, заплащани чрез крайните цени от всички потребители.

3.2. НЕЯСНОТАТА НА ЛИЦЕНЗИОННИТЕ ЗАДЪЛЖЕНИЯ ПРЕДИЗВИКВА КОНФЛИКТИ И РАЗМИВА ОТГОВОРНОСТИ

Една от основните функции на регулаторите е да наблюдават по-комплексно - както дейностите на преносната компания и на разпределителните компании, така и техните

планове за развитие, за да направят оценка за тяхната адекватност и рационалност, което в крайна сметка се отразява на цените за потребителите.

Регулаторът не само не изпълнява тази си функция, но и предпоставя конфликти между отделните компании, поради допускането на неясни и припокриващи се законови дефиниции на преносна и разпределителна мрежа. Не е налице ясно разграничение между функциите и отговорностите на отделните мрежови компании за електрическа енергия и за природен газ и това създава редица сериозни проблеми:

- Елементи на електроразпределителните мрежи, които обслужват единствено потребители, присъединени към мрежата на електроразпределителните дружества (ЕРД), са включени в състава на електропреносната мрежа. Това застрашава сигурността на електроснабдяването на тези потребители, тъй като ЕРД са възпрепятствани да извършват адекватна поддръжка и да развиват електроснабдителната мрежа, макар че носят отговорност за това съгласно своите лицензи;
- Потребители на средно напрежение (СН) сключват договори с „НЕК“ ЕАД, с което се увеличава относителния дял на технологичните разходи за разпределение и се влошават технико-икономическите резултати на ЕРД;
- В цената за пренос се включват разходи на „НЕК“ ЕАД за трансформация на енергия от високо на средно напрежение и за поддържане на електрически уредби за трансформация, което води до кръстосано субсидиране: потребителите на ВН заплащат разходи, които се отнасят към друга категория потребители;
- По отношение на газовата мрежа, неяснотите в дефинициите създават конфликти между преносното и газоразпределителните дружества, свързани с инвестиционните отговорности за развитие на мрежата, а това, от своя страна, възпрепятствува газификацията на някои региони.

Проблемът може да се реши чрез:

- Уточняване на законовите дефиниции за преносна и разпределителна мрежа на принципа на лицензионните функции и отговорности (например – възстановяване на дефинициите от Закона за енергетиката от 2003 г.), както и от Директива 54/2003/ЕС;
- Въвеждане на по-гъвкави възможности за разпореждане с активите, необходими за осъществяване на лицензионната дейност (не само чрез тяхното задължително изкупуване)
- Въвеждането на нова разходноориентирана тарифна категория за потребители, присъединени директно към електрически уредби за трансформация на напрежението.

3.3. СВРЪХРЕГУЛАЦИЯ ВМЕСТО ПОДКРЕПА НА КОНКУРЕНЦИЯТА

Обект на ценово регулиране на вътрешния пазар са всички цени по веригата «производство – снабдяване» до краен потребител, а именно:

- Цените на производителите на електрическа енергия – приблизително 90% от нетното количество електрическа енергия е предмет на ценова регулация (чрез квоти за регулирания пазар, преференциални цени, собствено производство на „НЕК“ ЕАД или дългосрочни договори),
- Цените за пренос и за разпределение на електрическа енергия,
- Цените за достъп до електропреносната мрежа,
- Цените, по които Общественият доставчик продава електрическа енергия на разпределителните предприятия за покриване на технологичните им разходи,
- Цените, по които Общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители,
- Цените, по които крайните снабдители продават енергия на потребители, присъединени към мрежата СН и НН.

Същевременно, ценовото регулиране има задължителен характер единствено по отношение на мрежовите услуги поради невъзможността да бъдат създадени условия за конкуренция при тяхното предлагане.

В условията на пълна либерализация и с оглед защита на уязвимите потребители може да бъде продължено и регулирането на крайните цени на електрическата енергия, каквато практика се прилага и в България. Това, обаче, се отнася само за крайните цени за уязвими потребители - като преходна мярка с ограничен период на действие.

Директива 2003/54/ЕС изисква усилията на регулаторните органи да се съсредоточат преди всичко върху създаването на условия за ефикасна конкуренция, с което да се намали нуждата от регулирането и неговият обхват.

С оглед на горепосоченото, би трябвало да отпадне регулацията на:

- Цените на производителите на електрическа енергия,
- Цените, по които Общественият доставчик продава електрическа енергия.

3.4. ДЕФИЦИТ НА ЕНЕРГИЯ НА СВОБОДНИЯ ПАЗАР

Всички независими производители са задължени, чрез съответно решение на ДКЕВР, да продават определени количества електрическа енергия на регулирания пазар.

Тези количества са определяни от ДКЕВР за всяко полугодие и в противовес с логиката на отваряне на пазара, **електрическата енергия за свободния пазар намалява прогресивно след неговото пълно отваряне.**

Като резултат, едва 10% от произведената в страната електроенергия може да се търгува по свободнодоговорени цени. Всички други цени и количества по веригата производство – продажба на крайни потребители са предмет на регулация.

В допълнение, решенията на ДКЕВР за квотите се публикуват дни преди съответния период, за който се отнасят. Така например, промяната на цените, в сила от 1 юли 2007 г., беше обявена на 29 юни 2007 г. Може да се направи заключението, че **в България е налице свръхрегулация и липса на конкуренция в електроенергетиката.** От своя страна, дефицитът на електроенергия и липсата на конкуренция генерират възможности за налагане на монополни цени от големите производители и рекет спрямо индустриалните потребители, поради липсата на алтернатива. Такъв подход, несъмнено, спъва инвестиционните намерения на предприемачите, като неслучайно през третото тримесечие на 2007 г., ръстът на БВП спадна от 6,4% до 4,2%. Липсата на технологично време за договаряне и ограниченията по отношения на продължителността (6 месеца) очевидно затрудняват и възпират подписване на двустранни споразумения между независими производители и потребители и/или търговци.

Това, от своя страна, може да бъде третирано като неспазване на изискването на Директива 2003/54/ЕС, която вменява задължение на страните-членки да гарантират, че са създадени подходящи условия, така че привилегированите потребители да могат и на практика да преминат към нов доставчик.

3.5. ПРИНУДИТЕЛЕН ИЗБОР НА „НЕК“ ЕАД КАТО ДОСТАВЧИК

При наличието на ситуация, при която търсенето надвишава предлагането, потребителите, присъединени към преносната мрежа, имат следните варианти за действие:

- Сключване на договори с горепосочените независими производители при нарастващи цени до изчерпване на предлаганите количества,
- Сключване на договори за електрическа енергия с „НЕК“ ЕАД след изчерпването на предлаганите количества на свободния пазар. С решение на ДКЕВР е определено, че цените, по които „НЕК“ ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, които не са избрали друг доставчик, са „не по-ниски от цената, по която „НЕК“ ЕАД продава електрическа енергия на крайните снабдители“.

Така ДКЕВР, определяйки долна граница на цените, на практика насърчава обществения доставчик да продава по високи цени, при което тези негови извънредни приходи не са предмет на регулиране, а представляват чиста печалба.

Пълната либерализация на вътрешния електроенергиен пазар от началото на м. Юли 2007 г., поставя небитовите потребители на електрическа енергия, които не отговарят на изискването за малки предприятия, пред значителни затруднения, предизвикани от съществуващия в момента дефицит на електрическа енергия на свободния пазар и неяснотата на количествата, които ще бъдат предлагани през 2008 г. В контраст с целите на либерализацията, а именно - създаване на възможности за избор между конкуриращи се помежду си доставчици на електрическа енергия, потребителите са принудени да се връщат към „НЕК“ ЕАД като към единствена съществуваща алтернатива за доставки. До голяма степен, „НЕК“ ЕАД запазва монополната си позиция на „Единствен купувач“ и доставчик, при това - без регулаторно ограничаване на цените на електрическата енергия, която се предлага на привилегированите потребители.

3.6. ПРОДЪЛЖАВАЩ МОНОПОЛ НА „НЕК“ ЕАД ВЪРХУ ИЗНОСА И ВНОСА

От началото на 2007 г., нормативно е премахнато изключителното право на „НЕК“ ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, за внос и износ на електрическа енергия.

Осъществяването на практика на законовите възможности за внос и износ на електрическа енергия, изисква да са налице правила за разпределяне на наличния междусистемен капацитет. Съгласно Регламент 1228/2003/ЕС, правилата трябва да са справедливи, отразяващи разходите, прозрачни и директно приложими. Такива за момента не са налице.

Количествата електрическа енергия, надхвърлящи обемите на вътрешното потребление, са съсредоточени при „НЕК“ ЕАД, която и през 2007 г., на практика запазва изключителните си права върху вноса и износа.

3.7. ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА БОРСА И ЛИКВИДЕН ВЪТРЕШЕН ПАЗАР

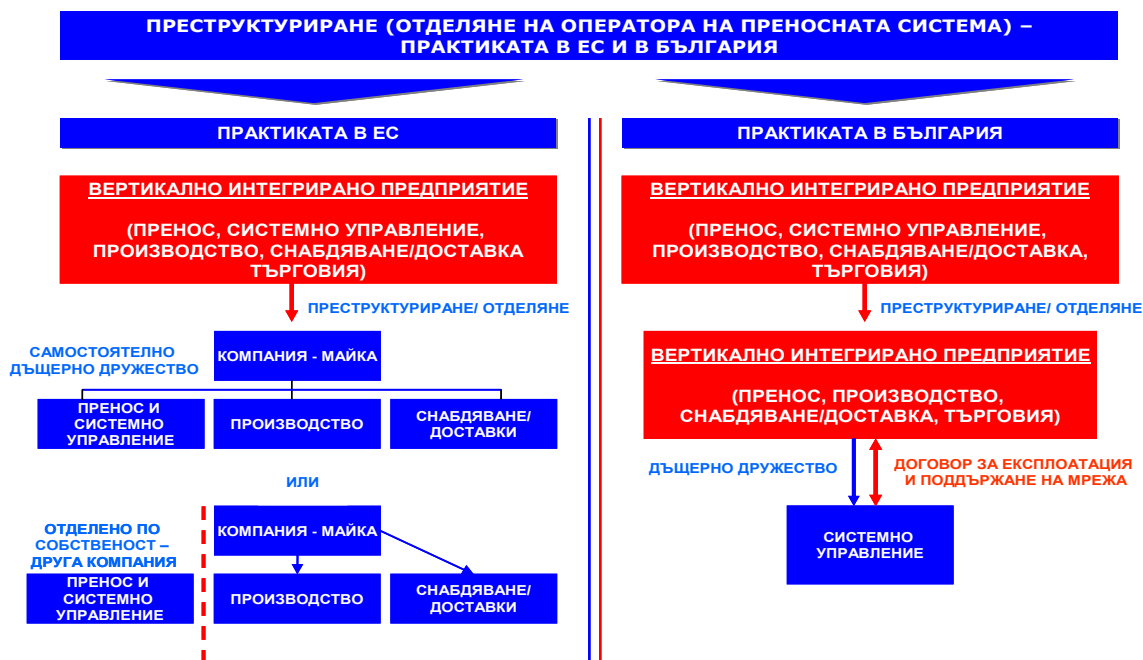
Тъй като първостепенна задача на всяка държава-членка на ЕС представлява постигането на конкурентен, сигурен и екологично устойчив пазар на електрическа енергия (съгласно Директива 2003/54/ЕС и ЗЕ), основните отговорности на националните регулаторни органи, съответно - и на ДКЕВР, би трябвало да се пренасочват от сферата на регулирането към осигуряването на недискриминация, ефикасна конкуренция и ефективно функциониране на пазара.

Ликвидността на пазара се определя, както от търгуваните свободно количества електрическа енергия, така и от броя на участниците на пазара на едро. Създаването на електроенергийна борса на базата на интеграция с вече работещите борси за електроенергия в региона и с борсите в България по естествен начин ще създаде липсващите до момента предпоставки за ликвидност. **Съществено важно е на борсов принцип да се определят количествата и цените отделно за вътрешни потребители и за износ.**

4. КОРПОРАТИВНИ СТРУКТУРИ

4.1. ОРГАНИЗАЦИОННИЯТ МОДЕЛ НА „НЕК“ ЕАД СЪЗДАВА ПРЕДПОСТАВКИ ЗА ДИСКРИМИНАЦИЯ НА ПАЗАРНИТЕ УЧАСТНИЦИ ПРИ ДОСТЪПА ДО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Българският модел, при който електроенергийният системен оператор е отделен от всички дейности, вкл. и от преноса, в рамките на дъщерно дружество на вертикално интегрирана структура, няма истински аналог в Европа. Вследствие на някои от последните директиви на ЕС в областта на енергетиката, посочените по-долу европейски структурни решения, вече са в известна степен остарели. Независимо от това, обаче, те очевидно са по-прагматични от решенията в България.



Друга съществена разлика между националния модел на реструктуриране и европейската практика е в йерархично отношение. Електроенергийният системен оператор (ЕСО) е дъщерно дружество на „НЕК“ ЕАД, която притежава лицензите за производство, пренос, обществени доставки и търговия. Обичайният модел на вертикално интегрираните компании на страните от ЕС се характеризира с това, че съответните дружества за производство, за пренос и системно управление, и за снабдяване, са на едно и също йерархично ниво.

Поради това, националният модел не създава достатъчна независимост и автономност на системния оператор, съответно – не са налице необходимите предпоставки за свободен и равнопоставен достъп до преносната мрежа на всички пазарни участници, което е целта на реструктурирането.

Фактът, че ЕСО е дъщерно дружество на голяма компания, която притежава лицензия за производство на електрическа енергия, лицензия за пренос, лицензия за търговец, лицензия на Обществен доставчик и доминиращи позиции по отношение на износа, създава възможности за влияние на производителите/доставчика върху оператора и съответно – съмнения за обективността на решенията му.

Не може да се пренебрегне и обстоятелството, че законовите разпоредби, позволяващи сключване на договор за поддържане и експлоатация на преносната мрежа между „НЕК“ ЕАД и ЕСО, създават и допълнителни предпоставки за финансова обвързаност и зависимост на ЕСО от „НЕК“ ЕАД.

Води се дискусия на европейско ниво за осигуряване на допълнителни гаранции за независимост на системните оператори чрез отделянето им и по собственост, ведно с мрежата, от дейностите по производство, обществена доставка и търговия. Очаква се това изискване да бъде въведено на общоевропейско ниво.

Позицията на България би трябвало да бъде в подкрепа на тези предложения, тъй като само отделянето по собственост може да гарантира ефективно функциониране на пазара и стабилно развитие на преносната мрежа. Това ще предпази оперирането и планирането на мрежата от влиянието и надмощието на интересите на производителите/доставчиците във вертикално интегрираната компания.

4.2. ДОМИНИРАЩАТА РОЛЯ НА „НЕК“ ЕАД Е ПРЕДПОСТАВКА ЗА ЗЛОУПОТРЕБА С ГОСПОДСТВАЩО ПОЛОЖЕНИЕ ВЪВ ВРЕДА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ

„НЕК“ ЕАД притежава някои пазарни характеристики, които я определят като компания със значима пазарна сила. „НЕК“ ЕАД е вертикално интегрирана компания, която има лицензи за: производство на електрическа енергия; пренос на електрическа енергия; обществени доставки; търговия; системно управление (чрез ЕСО), при което:

- „НЕК“ ЕАД е собственик на големите ВЕЦ в страната, чиито дял в общото производство на електрическа енергия е около 5% и ще се запази на това ниво в перспектива;
- „НЕК“ ЕАД е страна по дългосрочни договори за изкупуване на енергия, чиито дял в общото производство варира от 25 до 40%;
- „НЕК“ ЕАД ще бъде мажоритарен собственик на бъдещата АЕЦ „Белене“, чиито дял в общото производство се очаква да достигне до 24%;
- „НЕК“ ЕАД, в качеството си на производител и на обществен доставчик, произвежда/изкупува и продава в страната и извън нея близо 90% от наличната електрическа енергия през второто полугодие на 2007 г.

4.3. КОНСОЛИДАЦИЯ ИЛИ ПРИВАТИЗАЦИЯ?

Повече от година плановете за окрупняване и създаването на голяма по мащаби национална енергийна компания са предмет на публична дискусия. Плановете включват обединяването в холдингова структура на държавните енергийни дружества Мини «Марица Изток», «Булгаргаз – Холдинг», «НЕК», ТЕЦ «Марица Изток 2» и АЕЦ «Козлодуй».

Тази идея промени фокуса на енергийната политика, при което процесите за подобряване на енергийната ефективност, за въвеждане на нови методи за опазване на околната среда, за приватизацията с цел финансово и професионално укрепване на енергетиката, бяха изместени от плановете за консолидация.

Проблемите на държавните енергийни дружества са свързани най-вече с осигуряването на инвестиции и ефективното позициониране при либерализацията на енергийните пазари. Такъв тип проблеми могат да бъдат решени по-скоро чрез привличане на частния сектор, в лицето на опитни и работещи вече повече от 10 години на европейския либерализиран пазар инвеститори. Добър пример в това отношение е приватизацията на електроразпределителните дружества, която доведе до подобрен мениджмънт, оптимизация на персонала и разходите и успешно реструктуриране.

Консолидацията не е решение, съобразено с тенденциите в развитието на европейските енергийни пазари. По-скоро, би могла да задълбочи съществуващите проблеми, поради усложняването на управленска йерархия, съответно – ограничаване лостовете за пряко влияние на държавата върху енергийните компании – нейна собственост; пренебрегване на приоритетите на отделните компании в полза на тези на консолидираната структура; размиване на лицензионни отговорности и загуба на корпоративни стимули, и като резултат – изостряне на проблемите с ефективността. Консолидацията може да се приеме за подходяща, само ако говорим за производството на електрическа енергия.

Освен това, ефикасното регулиране на голяма вертикално интегрирана компания от рода на планираната, която концентрира разнообразни лицензионни дейности, е предизвикателство за всяка регулаторна институция и изисква значителен административен и професионален капацитет, за да се предотврати кръстосано субсидиране между отделните дейности.

4.4. ПРЕСТРУКТУРИРАНЕ НА „НЕК“ ЕАД ЧРЕЗ РАЗДЕЛЯНЕ

Във връзка с горепосоченото и с оглед на създаване на прозрачни, ефикасно регулирани и гарантиращи равнопоставеност при достъпа до мрежата корпоративни структури, необходимо е архаичната структура на „НЕК“ ЕАД, която продължава да бъде „Единствен купувач и продавач“ на вътрешния пазар на електрическа енергия, да бъде трансформирана чрез създаване на нови, напълно самостоятелни компании, а именно:

- **Водно-електрическа компания**, която ще позволи на големите водно-електрически централи в структурата на „НЕК“ ЕАД да излязат на светло, да увеличат конкуренцията в сектора и да станат ориентир за реалната пазарна цена на електрическата енергия в страната;

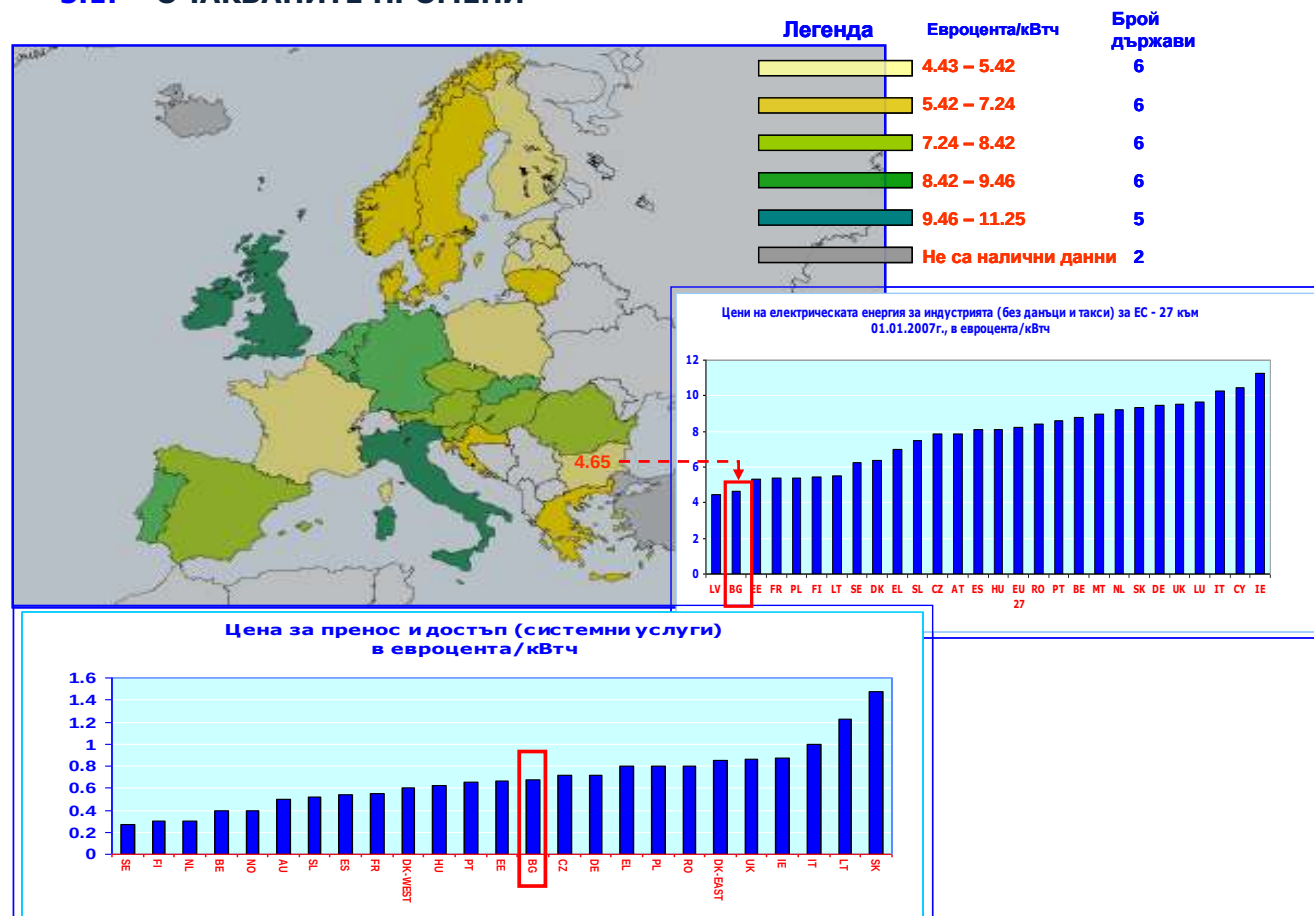
- **Електрическа компания „Обществен доставчик“**, която да концентрира и да реализира всички непазарни сделки с електрическа енергия, а именно: изкупуване на енергията по дългосрочни договори; изкупуване по преференциални цени на енергия, произведена от ВЕИ и от когенерация. По този начин ще се облекчи и ангажиментът на ДКЕВР за въвеждането на ясен и прозрачен за всички потребители механизъм за компенсиране на непазарните разходи, произтичащи от тези сделки. Основен принцип в европейската практика е социализирането на този тип (невъзстановяеми) разходи, т.е. заплащането им от всички потребители – например, чрез цената за пренос;
- **Преносна компания и системен оператор**, чиято автономност ще гарантира свободния и равнопоставен достъп до мрежата на всички пазарни играчи, купувачи/продавачи енергия по свободнодоговорени цени;
- **Ядрена компания „Белене“**, която да създаде прозрачна среда за развитие и осъществяване на проекта;
- **Компания – търговец на енергия**, която да продължи дейностите по внос и износ на електрическа енергия при използване на наличния професионален и технически потенциал.

Това разделяне на „НЕК“ ЕАД трябва да бъде последвано от трансформиране на електропроизводствената и мрежовата компании в публични дружества и привличане на частния сектор, с оглед финансовото им и управленско оздравяване.

По този начин ще се постигне заместването на „НЕК“ ЕАД, който носи характеристиките на „сенчеста“ компания, с прозрачни, ефикасно регулирани и гарантиращи равнопоставеност на достъпа до мрежата корпоративни структури, които да работят в интерес на потребителите.

5. ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ

5.1. ОЧАКВАНИТЕ ПРОМЕНИ



Източник: Eurostat

Очакваните промени в цените на електрическата енергия се обуславят от следните обстоятелства:

- Промени в цените на горивата – нарастващите цени на течните горива и несигурността на прогнозите за техните бъдещи нива, както и рисковете в социално и политическо отношение страни-доставчици, са предмет на особена загриженост на глобално ниво. В това отношение за България е налице известно предимство, предвид факта, че цените на електрическата енергия в страната са под доминиращото влияние на цените на местните лигнитни въглища и ядреното гориво. Очаква се незначително нарастване на цените и за двата вида енергийни ресурси в по-дългосрочен план, определяно от постепенното намаляване на запасите. Що се отнася до електрическата енергия, произвеждана по комбиниран начин, както и до топлинната енергия, техните разходи и цени ще бъдат силно повлияни, както от неблагоприятната конюнктура на пазара на течните горива, така и от по-бързото и по-значимо покачване на цените на природния газ в страната, които в средносрочен план – до 2012 г., трябва да достигнат пазарните нива предвид новите договорености с „Газпром“;
- Значителен размер на инвестициите (около 8 млрд. евро) в електроенергетиката за рехабилитация, за привеждане в съответствие с екологичните изисквания на ЕС на близо 4 000 MWt електропроизводствени мощности, за изграждане на 3 000 MWt нови мощности за производство на електроенергия (АЕЦ, ТЕЦ и ВЕЦ). Това ще доведе до повишаване на цените на електрическата енергия (капиталов компонент), които в средносрочен план ще доближат стандартните цени за новите централи;
- Създаването на общ енергиен европейски пазар ще доведе до постепенно сближаване на ценовите нива на електрическата енергия между страните-членки на ЕС, като отражение на общата енергийна политика, сходните технологии и идентичните енергийни ресурси. При тези обстоятелства, България не би могла да остане за продължителен период от време «ценови остров» - нито в Региона, нито в рамките на ЕС. Различията между България и ЕС-27 по отношение на цените на електрическата енергия са следните: с около 50% по-ниска цена за домакинствата; с около 40% по-ниска цена за индустрията; с около 20% по-високи цени за домакинствата спрямо 43% за ЕС-27, което е показател за кръстосано субсидиране на населението от страна на индустрията. Важно е да се отбележи, че сближаване между местните и европейските цени е постигнато единствено по отношение на цената за пренос и достъп (системни услуги). Остър недостиг на приходи е налице за централите и за разпределителните дружества;
- Новата енергийна политика на ЕС за намаляване на емисиите на CO₂ и за повишаване на дела на енергията, произведена от ВЕИ, ще доведе до значително поскъпване на електрическата енергия в диапазон от 20-35% в реално изражение до 2030 г. спрямо сегашното ниво в рамките на Общността, тоест и в България. Предвид решението на ЕК от м. октомври 2007 г., регламентиращо намаляване с 37% на предложението от България таван на емисии за периода 2008 г. – 2012 г., увеличаването на цените на електрическата енергия, произвеждана от въглищните централи, ще стане факт през настоящата година.

5.2. РЕШАВАЩАТА РОЛЯ НА РЕГУЛАТОРА

- Тъй като горепосочените инвестиционни проекти се осъществяват последователно и ще бъдат приключени в по-голямата си част до 2014-2016 г., налице са възможности покачванията на цените (които не могат да бъдат избегнати) да бъдат управляеми, плавни и по предварително оповестен график, на основата на законово регламентиран период. Това е от критично значение - както за индустрията, така и за домакинствата, чиито регулирани цени трябва да нарастват ускорено, с оглед сближаването им с пазарните нива, респективно – преустановяване на съществуващото кръстосано субсидиране;
- Въздействието на вътрешното търсене върху ценовите равнища на електрическата енергия се очаква да бъде благоприятно, поради това, че електроенергийната система разполага с възможности не само за достатъчно, но и за свръхпроизводство, предназначено за износ. Тоест, за задоволяване на вътрешното потребление, няма да

се наложи внос на електрическата енергия от други държави, което би довело до рязко и неуправляемо повишаване на местните цени;

- Решаваща по отношение на управлението на ценовите промени ще бъде ролята на ДКЕВР - независимо от подхода, който ще бъде предпочетен от регулатора, важно е предварителното оповестяване на намеренията и на очакваните ценови параметри. Информираността на потребителите за очакващата ги допълнителна ценова тежест ще им позволи да адаптират своевременно действията си към планираните промени. Поради това, сроковете за информиране при изменения на цените би трябвало да бъдат законово определени (например, 3 до 6 месеца);
- ДКЕВР трябва да въведе по-прозрачни регулирани тарифни цени за крайните потребители, които да ги ориентират за какво и на кого плащат, като например: екологична тарифна компонента, включваща разходите за развитие на възобновяема енергия; компонента „невъзстановяеми разходи“, произтичащи от подписаните дългосрочни договори за изкупуване на енергия от лигнитните централи в Комплекса „Марица Изток, и др.

6. ЕНЕРГИЯТА ОТ ВЕИ – СТАТУС И ЦЕЛИ

Съгласно Договора за присъединяване на България към ЕС, страната е поела ангажимент за достигане на 11-процентов дял на производството на електрическа енергия от ВЕИ в общото производство на електрическа енергия в държавата през 2010 г.

Съгласно новата енергийна политика на Европа, една от трите обвързващи цели за ЕС е постигане на 20% дял на енергията от ВЕИ в общия енергиен микс до 2020 г.

Насърчаването на производството на енергия от ВЕИ се постига чрез задължително изкупуване по преференциална цена и въз основа на 12-годишни договори, които могат да бъдат сключвани до края на 2010 г.

Финансовата подкрепа на ВЕИ по линия на европейските фондове и програми е силно ограничена, единствено при използване на ВЕИ за нуждите на предприятията. Възможност за известна безвъзмездна помощ за ВЕИ е налице и посредством Международен фонд „Козлодуй“.

Делът на ВЕИ през 2005 г. е около 10% от общото производство на електроенергия в страната, практически дължащо се на големите ВЕЦ и ПАВЕЦ в рамките на „НЕК“ ЕАД, а не на нови проекти за производство на енергия от ВЕИ. За момента техният дял в производството на енергия от ВЕИ е пренебрежимо малък, което означава, че засега резултати от провежданата политика все още не са налице. **Налагат се допълнителни, прагматични усилия, които да улеснят инвестиционния процес в неговата цялост, а именно: облекчаване на административните режими, подобряване на информационната среда, включително по отношение на екологичните ограничения, осигуряване на целева финансова подкрепа.**

Необходимо е и своевременно разработване на пазарни механизми, съобразени с европейските намерения в това отношение, така че да се избегнат отрицателни ефекти след 2010 г., когато такива механизми трябва да са вече действащи.

Предварителните виждания на ЕК в това отношение са за създаване на механизми за трансфер на гаранции за произход на енергията между държавите-членки, което изисква унифициране на механизмите за подкрепа, прилагани на национално ниво – въпрос на предстоящи европейски дискусии.

7. КОГЕНЕРАЦИЯТА – ПРЕНЕБРЕГВАН ЛОСТ ЗА ЕФЕКТИВНОСТ

Изграждането на когенерационни мощности е важен лост за повишаване на енергийната ефективност, от една страна, и намаляване на вредните емисии, от друга.

Въведена е законова и регулаторна рамка за насърчаване и развитие на когенерацията - чрез задължително изкупуване по преференциални цени на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин.

Налице е съществено различие между подхода за определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВЕИ и на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. Инвеститорите, желаещи да инвестират в производство на електрическа енергия по комбиниран начин, не получават гаранции за базовите цени, за надбавките и за тяхното дългосрочно развитие. Понастоящем, при определянето на цените на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, се наблюдават тенденции на кръстосано субсидиране на населението за сметка на бизнеса. В допълнение, подходът на одобряване на индивидуалните разходи на отделните енергийни дружества изисква значителни ежегодни усилия от страна на регулатора, внася допълнителен риск от субективизъм на регулаторните решения и би трябвало да бъде заместван с други, по-лесни за администриране и по-ефективни подходи.

Електрическата енергия, произведена по комбиниран способ, представлява 12% от brutното производство на електрическа енергия в страната през 2006 г. В съответствие с наличния потенциал и стандартите на европейските държави, делът на комбинираното производство на електрическа енергия в страната може и трябва да достигне до 35-40% до 2020 г., предпоставка за което представлява създаването на по-благоприятна регулаторна среда.

8. ЕНЕРГИЙНА ЗАВИСИМОСТ ИЛИ ЕКОЛОГИЯ – ОМАГЬОСАНИЯТ КРЪГ

Енергетиката е източник на над 70% от общите емисии на парникови газове в страната. Като резултат от извеждането на ядрени мощности, респективно - от увеличаването на производството на въглищни централи и преориентиране на част от потреблението за отопление към биомаса и органични горива, се очаква нарастването им в абсолютен размер в близка перспектива.

Разходите за производство на електрическа енергия, при осигуряване на пълно съответствие с Директивата за емисии на серен двуокис, азотни окиси и прахови емисии и след въвеждане на Схемата за търговия с емисии на парникови газове (при цени на CO₂ около 20-30 Евро/тон), се променят, както следва:

- Намаляват се разходите за производство на електрическа енергия от ВЕИ (поради възможността за продажби на спестени емисии);
- Не се променят разходите за производство на ядрена електрическа енергия (поради практически нулевите емисии на CO₂);
- Незначително се увеличават разходите за производство на електрическа енергия по комбиниран начин от природен газ;
- Драматично се увеличават разходите за производство на електрическа енергия от въглища – с 40-50% (поради много високите емисии на CO₂).

Екологични ангажименти и отражението им върху енергийните цени

Енергиен ресурс	Разходи без CO ₂ 2005 (€/МВтч)	Разходи с CO ₂ при цени на CO ₂ € 20-30/т CO ₂	Емисии (кг. CO ₂ екв./МВтч)	Енергийна зависимост ЕС 2005г.	Енергийна зависимост ЕС 2030г.	Чувствителност към цените на ресурса	Резерви (години)
Газ/ комбинирано производство	35-45*	40-45	400	57%	84%	Много висока	64
Въглища	30-50	45-70	800	39%	59%	Средна	155
Ядрена	40-45	40-45	15	100% от уран	100% от уран	Ниска	85
Биомаса	25-85	25-75	30	-	-	Средна	ВЕИ
Вятър	35-150	28-120	10-30	-	-	-	ВЕИ
Хидро	25-95*	25-90**	-	-	-	-	ВЕИ

Източник: European Commission

При това положение, **централите на природен газ ще се окажат по-изгодния икономически избор**, от гледна точка на цени на електрическата енергия. Подобно решение, обаче, би увеличило значително зависимостта на страната от внос на енергийни ресурси.

Печелившото за страната решение е намирането на баланс между екологичните цели и сигурността на снабдяването, който може да бъде постигнат при прилагането на чисти въглищни технологии, чието индустриално приложение е предстоящо.

В ЗАКЛЮЧЕНИЕ ...

Либерализацията на националния електроенергиен пазар е в своето начало. Поради това, българските потребители, в частност – индустрията, все още са далеч от ползите на отворения пазар – по-ниски цени и свободен избор на доставчик и услуги.

Три основни **структурни проблема** пречат развитието на либерализацията – прекалено високата пазарна концентрация, създаваща възможност за манипулация на цените; незадоволително разделяне на мрежовите дейности от тези по производство и обществена доставка, което прави невъзможна конкуренцията, поради дискриминация; липсата на трансгранична интеграция и конкуренция, което прави невъзможно свободното движение на енергията от една държава към друга. По тази причина е наложителна промяна на политиката – вместо окрупняване с цел създаване на мегахолдинг, разделяне на функциите на «НЕК» ЕАД, с оглед създаване на прозрачни, ефикасно регулирани и гарантиращи равнопоставеност при достъпа до мрежата корпоративни структури, които да работят в интерес на потребителите, последвано от трансформиране на електропроизводствената и мрежовата компании в публични дружества.

Драматичните различия между България и останалите държави-членки на ЕС по отношение на показателите за **енергийна ефективност** са критично препятствие пред успешното интегриране на страната в единния европейски пазар. Това налага преминаването от екстензивна към интензивна политика, ориентирана към енергоспестяване, вместо към увеличаване на производствени мощности. Неоползотвореният до момента потенциал за газификация ще допринесе за икономия на първична енергия, ограничаване на емисиите на парниковите газове и ще предложи нова енергийна алтернатива на индустрията и домакинствата.

На последно място, но не и по значение, са критичната липса на прозрачност и цени, които не се определят на базата на конкуренция. Създаването на електроенергийна борса (вътрешна и външна) е пътя към установяването на конкурентноориентирани цени на електрическата енергия в страната. Наред с това, регулираните цени, по които «НЕК» ЕАД купува електрическа енергия от централите, са приблизително два пъти по-ниски от тези, по които се осъществява износ в Региона. Налага се поетапно увеличаване на регулираната цена на електрическата енергия за домакинствата на вътрешния пазар, а не кръстосаното им субсидиране за сметка на индустрията. Решаваща ще бъде ролята на ДКЕВР, която трябва да въведе по-прозрачни регулирани цени, ориентирани потребителите за какво и на кого плащат и да оповестява предварително намеренията си за очакваните ценови промени. Всичко това ще спомогне за преодоляване на съществуващото недоверие в ценовите и пазарни механизми от страна на потребителите.

Проблемите са ясни – време е да се постигне консенсус за тяхното решаване. Отправените в този документ предложения подават ръка за открит диалог и прагматични действия.

Икономика на нисковъглеродната енергетика (2010 г.)



ЗНАЧИМОСТ

През пролетта на 2007г. Европейският съвет постави началото на политически дебат за преход към нисковъглеродна икономика и енергетика. Две години по-късно беше приет законодателният пакет „Енергетика/Околна среда“, включващ мерки и механизми за постигане на следните три цели: 20% намаляване на емисиите на въглероден двуокис, 20-процентов дял на енергията от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) в общото крайно потребление на енергия и 20% енергоспестяване до 2020г.

Изпълнението на целите от пакет „Енергетика/Климат“ ще увеличи енергийните разходи на бизнеса и домакинствата. Два са основните фактора за това очаквано последствие:

- ускорено навлизане и нарастващ дял на по-скъпа енергия, произведена от ВЕИ в общия енергиен микс
- по-високи цени на електроенергията, произведена от централи, емитиращи парникови газове като резултат от тяхното участие в Схемата за търговия с емисии

Същевременно следва да се оцени и въздействието върху цените от инвестициите в обновяване на преносната и разпределителна мрежа, въвеждане на нови ядрени мощности.

Възобновяеми енергийни източници – чисти, но скъпи

Енергията от възобновяеми източници означава енергия от възобновяеми неизкопаеми източници, а именно вятърна, слънчева, аеротермална, геотермална, хидротермална и океанска енергия, водноелектрическа енергия, биомаса, сметищен газ, газ от пречиствателни инсталации за отпадни води и биогазове (Директива 2009/28/ЕО).

Тази енергия е чиста, намалява зависимостта от внос на течни горива и природен газ, стимулира развитието на нови технологии, създава работни места и заетост. Тези предимства обясняват защо увеличаването на дялът на енергията от ВЕИ в общото крайно потребление от 8% на 20% до 2020г. е задължителна цел за ЕС.

Енергията от ВЕИ, обаче, има един основен недостатък – тя е значително по-скъпа в сравнение с енергията, произвеждана от традиционните източници – въглища, природен газ, ядрено гориво. Това представлява бариера пред разпространението на ВЕИ по пазарен път и налага използването на различни схеми и механизми за подкрепата им, за да привлекат интереса на инвеститорите.

България провежда целенасочена политика за изграждане на национална схема от механизми за подпомагане на развитието на ВЕИ. С най-голяма подкрепа се ползват производителите на електрическа енергия от ВЕИ, за които са осигурени:

- Приоритетно и безплатно присъединяване към мрежата (*Глава Трета, Раздел Трети от ЗВАЕИБ; Наредба №6 за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи*)
- Гарантирано изкупуване на произведената електроенергия (чл. 16(1) и чл. 17(1) от ЗВАЕИБ)
- Гарантирана възвращаемост чрез преференциални цени на произведената електроенергия (чл. 16(2), чл. 17(2) и чл. 21 от ЗВАЕИБ; *Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия*)
- Облекчено кредитиране (*Международен фонд „Козлодуй“; Оперативни програми „Конкурентоспособност“ и „Регионално развитие“*)
- Облекчени административни процедури (чл. 3, т. 2 и чл. 12 от ЗВАЕИБ; *Закон за насърчаване на инвестициите*)

Чрез договори за изкупуване на електроенергията (25 годишни - за геотермална и слънчева енергия и 15-годишни - за другите ВЕИ, *регламентирани с §3 от ПЗР на ЗВАЕИБ*) производителите получават дългосрочни гаранции за изкупуване на предвидими цени (да се даде определение за предвидимост – максимално ценово нарастване).

Допълнително част от проектите получават безвъзмездно финансиране по Програмата за развитие на селските райони, като продадени квоти по проекти съвместно изпълнение (т.н. единици редуцирани емисии). Готвят се нормативни промени, с които да се осигури допълнителен достъп до безвъзмездно финансиране за сметка на бъдещи продажби на т.н. предписани емисионни единици, право на собственост на Република България.

Оползотворяването на ВЕИ за производство на енергия за топлинни и охладителни нужди не се подкрепя.

Цените на енергията, произведена от ВЕИ са единствените, които ще намаляват в по-дългосрочна перспектива предвид прогреса на производствените технологии. Цените на традиционните енергийни ресурси ще се повишават предвид изчерпването на изкопаемите ресурси и техните екологични характеристики. Тези две тенденции ще доведат до сближаване на съществуващите ценови различия. През следващото десетилетие, обаче, не се очаква нуждата от подкрепа за навлизането на ВЕИ да отпадне. Това означава, че задължителната национална цел за 16-процентов дял на ВЕИ в общото крайно потребление на енергия до 2020г., част от която е и 10-процентовия задължителен дял потребление на ВЕИ в транспорта, ще бъде постигната чрез допълнителни разходи за обществото, заплащани чрез по-високите цени на енергията.

Принципът „Замърсителят плаща“

Делът на емисиите на парникови газове от всички енергийни дейности, включени в секторите енергетика, индустрия, транспорт, селско стопанство и домакинства представляват 70%, а тези от сектор «Енергетика» - 40% от общите емисии на парникови газове в страната.

Електропроизводствените централи и топлофикациите емитират над 25 млн. тона CO₂ годишно, в това число – 22,5 млн. тона CO₂ са емитирани от въглищните централи. Тези енергийни дружества са задължени да участват в европейската Схема за търговия с квоти на емисии на парникови газове. Схемата работи на принципа „замърсителят плаща“. Плащането се състои в закупуване на квоти (EUA) за надвишението на реалните емисии над свободно разпределените количества по националния разпределителен план 2008-2012 г.

Съгласно новата Схема за търговия с емисии, централите имат две възможности:

- Да поискат чрез държавата дерогация, което ще им позволи да започнат плащане на 30% през 2013г. и да достигнат до заплащане на всички разрешителни през 2020г. Суми, в размер не по-нисък от пазарната стойност на неплатените емисии, трябва да бъдат вложени от централите в инфраструктура или в чисти технологии с оглед да не бъдат допуснати пазарни дискриминации.

Платените разрешителни ще бъдат предлагани на търгове и купувани по съответните тръжни цени. Предвижда се организиране и провеждане на търгове за разрешителни за емисии на национално ниво - от всяка държава-членка. Търговете ще бъдат организирани по недискриминационен начин и ще бъдат провеждани от държавите-членки на базата на хармонизирани правила. Търговете ще бъдат отворени за всички – в тях може да участва всеки оператор на инсталация от ЕС и да закупи разрешителни в която и да е държава-членка.

Всяка държава-членка ще получава ежегодно определени квоти от разрешителни, предназначени за предлагане на търговете. Квотите не са разпределени пропорционално, а чрез преразпределителен механизъм, насочващ допълнителни количества към държавите-членки с по-нисък БВП от средния за ЕС, вкл. за България. Тъй като приходите от търгове за разрешителни ще се събират в националните бюджети, по този начин ще бъдат осигурявани ежегодно относително по-високи приходи за по-бедните държави.

Приходите от търгове, организирани от държавите-членки, ще се събират в националните бюджети. Не по-малко от 50% от тези приходи трябва да бъдат използвани за борба с климатичните промени, насърчаване на ВЕИ, въвеждане на чисти въглищни технологии (технологии за улавяне и съхранение на CO₂) и смекчаване на социалните последици от увеличените енергийни разходи.

Като се вземат предвид актуалните прогнози за цената на разрешителните за емисии на парникови газове (40лв./тCO₂, 39 евро 2020 г., по оценката на ЕК) и ежегодно увеличаващите се обеми търгувани разрешителни от 30% до 100%, може да се направят предварителни оценки, че републиканският бюджет ще получи над 1 млрд.евро (налице са по-високи оценки, емисиите от 2005-2007 в среден размер около 40 млн т. CO₂ с бонус от около 43%, т.е около 57 млн т. годишно разполагаемо количество, което дава над 1 млрд. Евро годишен приход) приходи от търговия с емисии за периода 2013-2020 г.

Това обаче, не омаловажава факта, че основен източник на тези приходи ще бъдат по-високите цени на енергията за крайните потребители – бизнеса и гражданите.

I. ОЦЕНКА НА ВЪЗДЕЙСТВИЕТО НА НИСКОВЪГЛЕРОДНИТЕ ЦЕЛИ ВЪРХУ РАЗХОДИТЕ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ

1. Енергиен профил на България и структура на електроенергийния баланс по ресурси и по производствени мощности

1.1. Актуално състояние

Електроенергията в страната се произвежда от въглища, ядрено гориво, природен газ и ВЕИ.



- (1) Произвежданата от **въглища** електроенергия през последните години е около 23 млрд. кВтч годишно с дял над 50% от общото производство. От своя страна, над 50% от тази енергия се произвежда от централите „Марица Изток 2“ и „Енел Марица изток 3“, използващи местни лигнитни въглища от едноименните мини. Електроенергията, произвеждана от тези две централи се изкупува от НЕК по фиксирани двукомпонентни цени съгласно подписани дългосрочни договори.

Останалите количества се произвеждат от ТЕЦ „Варна“ (~4 млрд. кВтч) на база вносни въглища, ТЕЦ „Бобов дол“ (~2 млрд. кВтч) на база местни кафяви и лигнитни въглища, други централи и топлофикации.

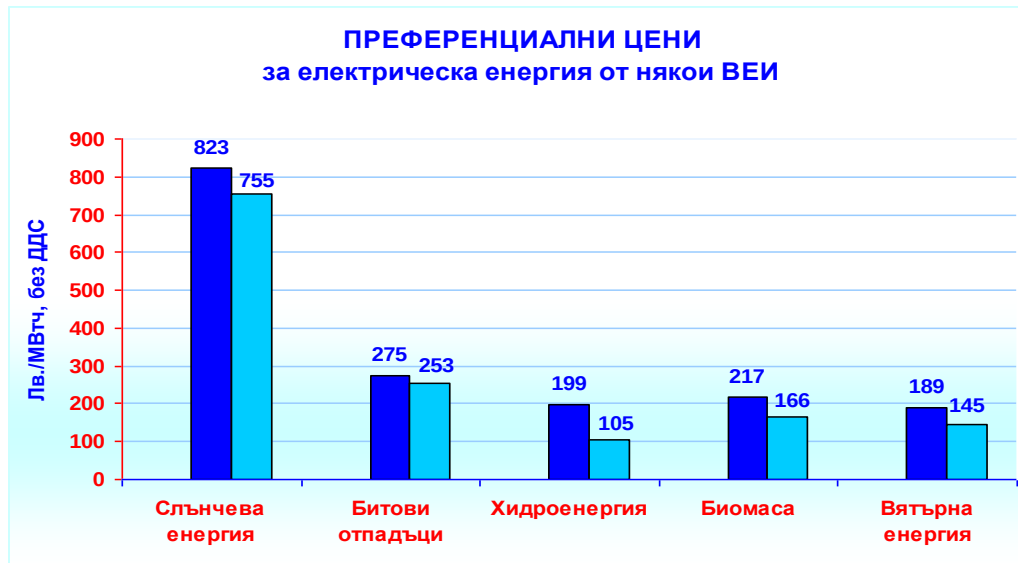
Средната цена за производство на електроенергия от въглища (местни и вносни) към момента възлиза на ~ 85-90лв./МВтч.

- (2) Производството на **ядрена** електроенергия намалява след затварянето на трети и четвърти блокове на АЕЦ „Козлодуй“ – от 22 млрд. кВтч през 2005 г. до 16 млрд. кВтч през 2008 г., което представлява 35-процентов дял от общото производство. Средната цена за производство на електроенергия от АЕЦ „Козлодуй“ е ~ 42 лв./МВтч.

Посочените по-горе цени за производство на електрическа енергия са определени на базата на утвърдените от ДКЕВР тарифни цени за енергия и за разполагаемост, по които се извършват сделките на регулирания сегмент.

- (3) Електроенергията от **ВЕИ** възлиза на ~3 млрд. кВтч през 2008 г. и е с относителен дял от 6.5% в общото производство. Над 95% от нея е произведена от ВЕЦ. Всички останали ВЕИ представляват под 5% в електроенергията от ВЕИ и около 0.3% в общото производство. Трябва да се отбележи, че производството на ВЕЦ е силно зависимо от хидроложките условия. При години с по-голямо количество валежи, електрическата енергия, произведена от ВЕЦ надхвърля 4.5 млрд.кВтч. Електроенергията от ВЕИ се изкупува по преференциални цени (*Решения на ДКЕВР №№ Ц-03/16.03.2009г.; Ц-04/30.03.2009г.; Ц-14/12.05.2009г.; Ц-15/12.05.2009г.; Ц-30/07.09.2009г.; Ц-31/07.09.2009г.*; вж. графиката по-долу). Разликите между преференциалните цени за изкупуване на електроенергията от ВЕИ и базисната цена на електроенергията се третират като разходи, възникнали в резултат на изпълнение на задължения към обществото. Съгласно изискванията на Закона за енергетиката те подлежат на

справедливо прехвърляне върху всички потребители. Отскоро това се осъществява чрез включването им към цената за пренос като цена за „зелена“ енергия. Актуалната към момента одобрена от ДКЕВР цена за „зелена“ енергия е 2.12 лв./ МВтч, което означава, че през 2009 г. потребителите на електроенергия са подкрепили развитието на ВЕИ с приблизително **82 млн. лв.**



- (4) Последно място като количество и дял заема електроенергията, произведена от **природен газ** от заводски централи и топлофикации (~2.5 млрд. кВтч). Преобладаващата част от тази електроенергия се произвежда по комбиниран начин и се изкупува задължително по преференциални цени основно от Обществения доставчик. Преференциалните цени се определят като одобрените индивидуални разходи на всеки производител се увеличават с надбавка, определена от ДКЕВР. Тези цени варират от 104 лв./МВтч до 188 лв./МВтч и предизвикват допълнителни обществени разходи в размер на 480 млн. лв. годишно (на базата на 2008г.).

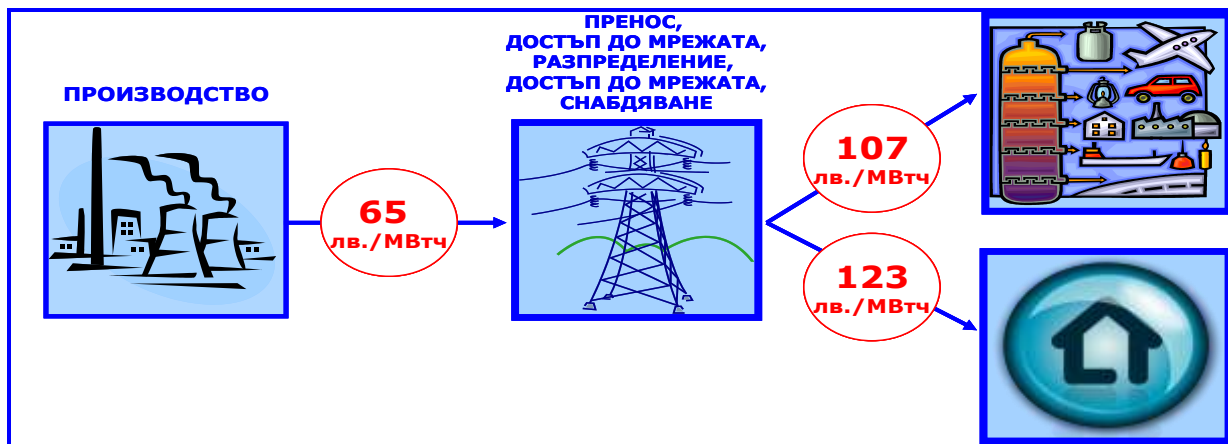
Тъй като не се публикуват и не са налични данни за среднопретеглената цена за производство на електрическа енергия в страната, същата е получена по изчислителен път въз основа на публикувани данни на ДКЕВР и за 2008 г. е в размер на 65 лв./МВтч.

Поради значителни различия между разходите за производство на електроенергия в зависимост от ресурса, разходната, респ. ценова структура не съответства на структурата на производство. Например, ядрената енергия заема 35-процентов дял в общото производство на електроенергия, докато делът ѝ в разходната структура е 23% поради значително по-ниските в сравнение със средните цени. От друга страна, поради високите преференциални цени, комбинираната електроенергия, произведена с природен газ участва с 6-процентов дял в електропроизводството, но с 13-процентов дял в разходите, а вятърната електроенергия – с 0.2% в производството и с 0.6% в разходите.



По веригата на цените към тази цена от 65 лв./МВтч се добавят разходи за мрежови услуги, а именно - за пренос, за достъп до преносна мрежа, за разпределение и за достъп до разпределителна мрежа, както и за снабдяване.

Като **резултат** (съгласно Евростат), индустриалните потребители плащат средна цена в размер на 107 лв./МВтч (без ДДС, с акциз), а битовите потребители – 123 лв./МВтч (без ДДС). Разликата между двете цени е много по-ниска от стандартните съотношения за ЕС и е показател за продължаващо субсидиране на населението от страна на бизнеса.



Емисиите на въглероден двуокис при производството на електроенергия (тон/МВтч) от големите централи (без топлофикации и заводски) в зависимост от вида на използваното гориво са както следва:

Табл.1 Емисии на CO₂ при производство на електрическа енергия

ВИД РЕСУРС	ЕМИСИИ (кг/МВтч)
Местни въглища	1100-1250
Вносни въглища	1000
Ядрена енергия	0
ВЕИ	0

Въглеродната интензивност на електроенергията, определена като съотношение на общите емисии на централите спрямо общото производство на електроенергия през 2008г. е 555 кг/МВтч.

Характерна специфика на ресурсната структура на българското електропроизводство е неизползването на природен газ за производство на електроенергия. Тази специфика въздейства двояко върху икономиката на електроенергетиката: **положително** от гл.т. на енергийната сигурност, тъй като намалява зависимостта от внос и уязвимостта при кризи в снабдяването и **отрицателно** от екологична гледна точка. Емисиите на въглероден двуокис при производството на електрическа енергия от природен газ са 400 кг/ МВтч, т.е. 3 пъти по-ниски от тези на въглищните централи.

1.2. Перспективи

До 2015 г.

(1) Профилът на производителите на електрическа енергия от въглища ще претърпи значителни промени в близко бъдеще. В съответствие с Прилагащата програма към Директива 2001/80/ЕС и комплексните разрешителни, издадени на инсталациите, за да бъдат приведени към разрешените нива на емисии на серни и азотни окиси и прах предстои последователно да бъдат изведени от експлоатация блоковете на ТЕЦ „Бобов дол“. Блоковете на ТЕЦ „Варна“ трябва да бъдат приведени в съответствие с изискванията чрез инвестиции за намаляване на емисиите, които могат да включват и промяна на горивната база. Засега са известни намеренията на собственика да изгради 880-мегаватова мощност на природен газ, която да замени по-старите три (от общо шест) блока на централата. Ще бъдат изведени от експлоатация също и други мощности, работещи с въглища („Брикел“ и „Марица 3“), но те имат пренебрежимо ниско влияние върху електроенергийния баланс.

(2) Предстои обаче и обратен процес – въвеждане в експлоатация на **нова централа на лигнитни въглища – „Ей И ЕС Марица Изток 1“** с мощност от 600 МВт и разполагаемост за производство от 5 млрд. кВтч годишно. Централата ще продава електроенергия на НЕК по фиксирани цени съобразно дългосрочен петнадесетгодишен договор. По-интензивно ще заработят и другите две централи от комплекса „Марица Изток“ след приключването на провежданите екологични и модернизационни проекти. Поради това, не се очаква в перспектива до 2015 г. обемът на електроенергията, произвеждана от големите въглищни централи да претърпи съществени промени в сравнение със сегашните нива от 19-20 млрд. МВтч.

(3) Що се отнася до другите източници на традиционна енергия, до 2015г. не предстои извеждане от експлоатация или влизане в сила на нови мощности. Респективно – обемите на произвежданата от тях електрическа енергия ще останат на нива, сравними с настоящите.

(4) По отношение на ВЕИ, при съществуващите механизми за подкрепа, може да се очаква ежегодно въвеждане в експлоатация по 200 МВт фотоволтаични мощности и по 150 МВт вятърни мощности за периода до 2015г.

До 2020

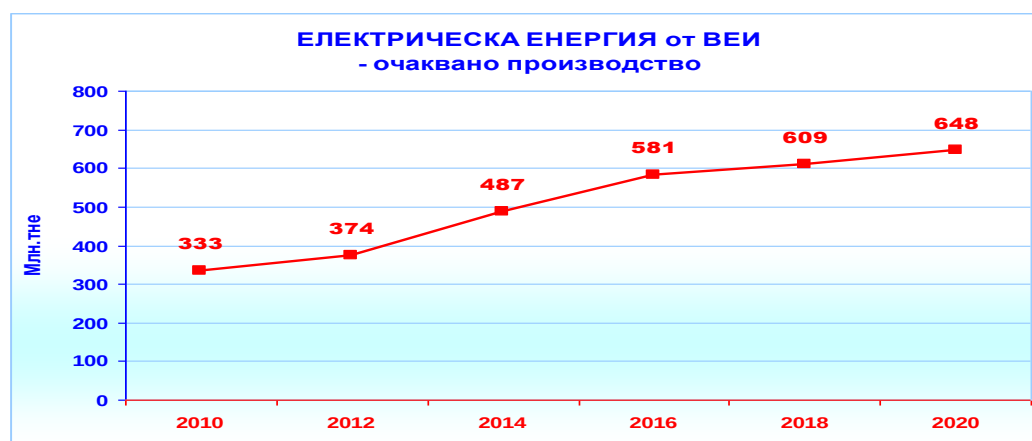
По-съществени промени в електроенергетиката ще бъдат наблюдавани в периода до 2020г., а именно:

(1) Ако бъдат осъществени проектите на ЧЕЗ за **изграждане на заместващи 880-мегаватови газови мощности** в ТЕЦ „Варна“ ще се постигне разнообразяване на ресурсния микс и намаляване на емисионната интензивност на електроенергията, произвеждана в страната.

(2) Осъществяването на проекта **АЕЦ „Белене“** и/или изграждането на нови мощности на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ ще има още по-силен положителен ефект върху емисионната интензивност предвид нулевите емисии на ядрената електроенергия.

(3) След 2015 г., поради отпадането на дългосрочните договори за изкупуване на електроенергията от ВЕИ, темпът на въвеждане в експлоатация на електропроизводствени мощности от ВЕИ ще бъде забавен.

(4) Общо за периода до 2020 г., съгласно Прогнозен документ за потенциала на възобновяемата енергия в България, електроенергията, произведена от ВЕИ през 2020 г. се очаква да достигне до 648 млн.тне или 7.6 млрд. кВтч. Сравнено с досегашното производство, това означава **удвояване** на обемите на «зелената» електроенергия.



Прогресът на ВЕИ-технологиите ще доведе до **намаляване инвестиционните разходи** за единица мощност и до увеличаване на ефективността на производството. Като резултат се очаква разходите на единица произведена електроенергия от фотоволтаични централи да паднат спрямо настоящите с 50%, от хидроенергия – с 10%, от вятър и биомаса - с 6% към 2020 г. От друга страна, цената на електроенергията, произвеждана от традиционни източници ще расте под влияние на редица фактори, в т.ч. търговията с емисии. Тези две тенденции ще сближат ценовите равнища на зелената и традиционната електроенергия, съответно ще намалят необходимата финансова подкрепа за насърчаването на развитието на ВЕИ.

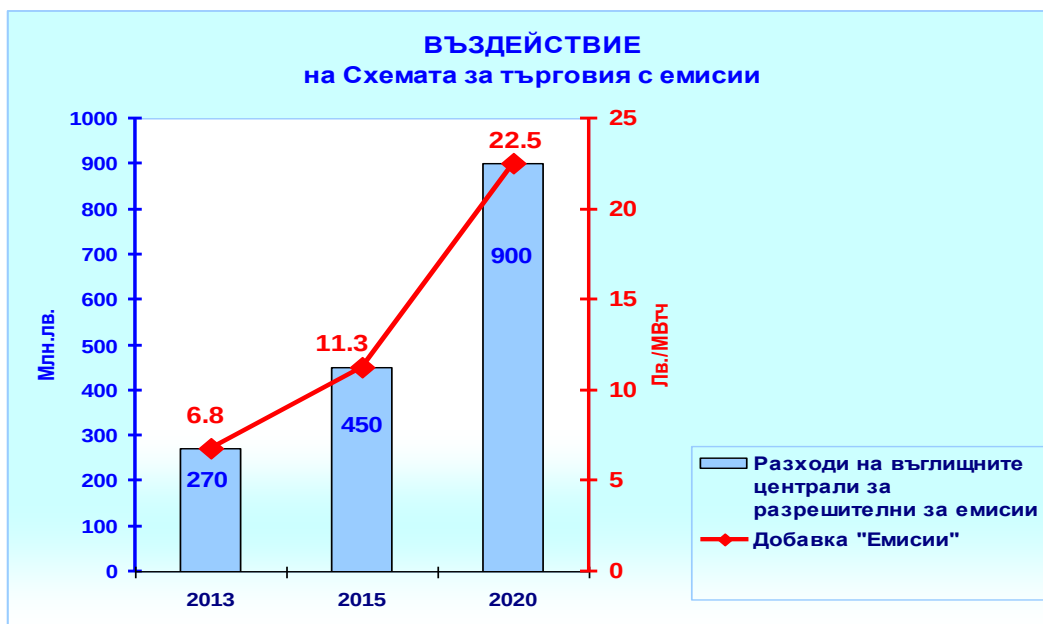
1.2.1. Въздействие на Схемата за търговия с емисии върху разходите за производство на електрическата енергия

Анализът обхваща периода 2013 – 2020 г. и оценява въздействието на новите правила за търговия с емисии върху разходите на електропроизводствените централи в страната. България има право на дерогация, при използването на която българските централи ще разполагат с определено количество безплатни разрешителни за емисии на въглероден диоксид, които ще намаляват ежегодно - от 70% през 2013г. до 0% през 2020г. спрямо общите емисии. Недостигащите разрешителни ще са платени и ще се предлагат на търгове, организирани от всяка държава членка, до които ще има достъп всеки европейски участник.

Цените на емисиите, въз основа на които е направена оценката на въздействието на пакет "Климат - Енергетика" са 39 евро/тCO₂. Актуалните прогнозни цени, които отчитат въздействието на кризата, са значително по-ниски. За целите на този анализ са използвани цени от 40 лв./тCO₂.

При тези допускания, търговията с емисии ще окаже следното въздействие върху икономическите характеристики на електропроизводството:

- (1) Разходите на въглищните централи ще нарастнат поради необходимостта да се закупуват разрешителни за емисии. Общия годишен размер на тези допълнителни разходи прогресивно ще расте, както следва: 270 млн.лв. през 2013г., 450 млн.лв. през 2015г. и 900 млн. лв. през 2020г.
- (2) Тези допълнителни разходи, предизвикани от необходимостта да бъдат заплащани все по-голям брой разрешителни за емисии ще бъдат калкулирани в цената на електроенергията от въглищните централи, както това е регламентирано в дългосрочните договори за изкупуване на енергията между централите и НЕК.
- (3) Съгласно Закона за енергетиката, НЕК има възможността чрез заявление до ДКЕВР да поиска тези допълнителни разходи да бъдат признати за невъзстановяеми - като произтичащи от сключени сделки преди влизането в сила на закона. Ако бъдат признати за такива, компенсирането им трябва да се осъществи от всички потребители по недискриминационен и прозрачен начин, определен от ДКЕВР. Широкоизползван метод е включването на невъзстановяемите разходи като отделна компонента в цената за пренос – подобно на въведената добавка за „зелена“ енергия. Тези невъзстановяеми разходи ще нарастват през разглеждания период, както следва – 6,80 лв./МВтч през 2013 г., 11,30 лв./МВтч през 2015г. и 22,50 лв./МВтч. през 2020г.



1.2.2. Въздействие на развитието на различните ВЕИ върху разходите за производство на електрическа енергия, за развитие на мрежата, за управлението на електроенергийната система, за поддържане и развитие на балансиращи мощности

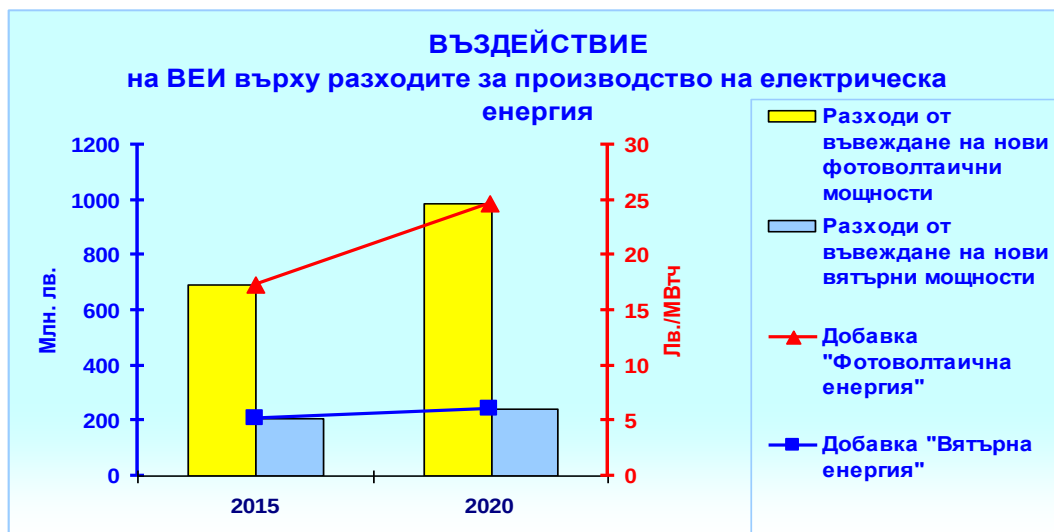
Въздействието на ВЕИ върху разходите за производство на електрическа енергия

Въздействието на ВЕИ върху разходите за производство на електрическа енергия е оценено при следните примерни допускания:

- (1) Ежегодно въвеждане в експлоатация по 200 МВт фотоволтаични мощности в периода 2011-2015г. и по 100 МВт фотоволтаични мощности за периода 2016-2020г., при което същите достигат до 1500 МВт през 2020г.
- (2) Нарастващо производство от фотоволтаичните мощности по години, съответно – 250 млн. кВтч през 2011г., 1,25 млрд. кВтч през 2015г. и 2 млрд. кВтч през 2020г. Това допускане се основава на средногодишно производство на фотоволтаичните мощности от 1250 часа до 2015г. включително и 1600 часа от 2016г. до 2020г. като резултат от развитие на технологиите и повишена производителност
- (3) Ежегодно въвеждане в експлоатация по 150 МВт вятърни мощности в периода 2011-2015г. и по 50 МВт вятърни мощности в периода 2016-2020г., при което същите достигат до 1200 МВт и 2,7 млрд. кВтч производство през 2020г. Това допускане се основава на Проект на Енергийна стратегия на България до 2020г.
- (4) Преференциалната цена за електроенергия от фотоволтаични инсталации намалява с 50% до 2020г. – от 755 лв./МВтч днес до 373 лв./МВтч като резултат от технологичния прогрес
- (5) Преференциалната цена за електрическата енергия от вятърни инсталации намалява с 10% до 2020г. – от 172 лв./МВтч днес до 152 лв./МВтч като резултат от технологичния прогрес
- (6) Допълнителните разходи за насърчаване на ВЕИ, въз основа на които се определя компонентата за „зелена“ енергия в цената за пренос, са определени спрямо изчислената среднопретеглена цена за производство на електрическа енергия в размер на 65 лв./МВтч.

При тези допускания, развитието на ВЕИ ще окаже следното въздействие върху икономическите характеристики на електропроизводството:

- (1) Допълнителните разходи, породени от въвеждането на новите фотоволтаични мощности нарастват ежегодно. Общият им годишен размер достига до 693 млн.лв. през 2015г. и 986 млн. лв. през 2020г.
- (2) Добавката към цената за пренос за фотоволтаична енергия нараства до 17,32 лв./МВтч през 2015г. и до 24,65 лв./МВтч през 2020г.
- (3) Допълнителните разходи, породени от въвеждането на новите вятърни мощности, също нарастват ежегодно. Общият годишен размер достига до 207 млн. лв. през 2015г. и 243 млн. лв. през 2020г.
- (4) Добавката към цената за пренос за вятърна енергия нараства до 5,18 лв./МВтч през 2015г. и до 6,08 лв./МВтч. през 2020г.
- (5) Сумарно, обществените разходи за подкрепа на фотоволтаичната и на вятърната енергия през 2015г. и съответно през 2020г. възлизат на 899 млн.лв. и на 1230 млн.лв., а добавките за зелена енергия са – 22,50 лв./Мвтч. и 30,73 лв./МВтч.



Направените допускания предполагат, че ДКЕВР ще следи и отчита чрез своевременно ежегодно намаляване на преференциалните цени спадащите разходи в резултат на прогреса на ВЕИ-технологиите. Ако тази предпоставка не е налице, общия размер на обществените разходи, съответно – добавката за зелена електроенергия към цената за пренос ще бъде по-висока.



Въздействие на ВЕИ върху мрежовите разходи и управлението на електроенергийната система

Съгласно чл. 15, ал. 2 от ЗВАЕИБ разходите за присъединяване на ВЕИ-мощността към съответната мрежа от границата на собственост на електрическите съоръжения до мястото на присъединяване са за сметка на преносното или на съответното разпределително предприятие, а производителят дължи цена за присъединяване, включваща само преките разходи, извършени от преносното или съответното разпределително предприятие по неговото присъединяване.

Също така, разходите за разширението и реконструкцията на преносната и/или на разпределителната мрежа, свързани с присъединяването на ВЕИ-мощността, са за сметка на преносното, съответно на разпределителното предприятие и не се включват в цената за присъединяване на производителите на електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници.

Единствено преките разходи, необходими за присъединяване на ВЕИ-мощността към съответната мрежа до границата на собственост на електрическите съоръжения, са за сметка на производителя.

Тези правила пораждат следните проблеми:

- (1) Заплащането на разходите по присъединяване на ВЕИ-мощността от страна на мрежовата компания увеличава цените на крайните потребители. Предизвиканите от присъединяването към разпределителната мрежа разходи се прехвърлят само към регионалната цена на електрическата енергия, която заплащат клиентите от съответната лицензирана територия.
- (2) Посоченото по-горе нарушава изискването на Закона за енергетиката за справедливо прехвърляне на разходи, предизвикани от изпълнение на задължения към обществото към всички потребители. Пример в това отношение е региона на Североизточна България, където са разположени приоритетната част от вятърните паркове, разходите за чието присъединяване към мрежата на Е.ОН се насочват към цените на местните клиенти.
- (3) Поемането на разходите за присъединяването на ВЕИ-мощността от страна на мрежовите компании поражда допълнителни рискове в случай, че инвеститорите във ВЕИ не осъществят намерението си, а разходите за присъединяване на обекта им вече са направени.

- (4) Не на последно място, трябва да се отчете и факта, че за производителите на електроенергия от ВЕИ безплатното присъединяване към мрежата е трета привилегия наред с преференциалните цени и задължителното изкупуване. Подобна концентрация на преференции само спрямо един тип производители създава непрозрачна среда и предпоставки за дискриминация.

Въздействие на ВЕИ върху мрежовите разходи

Разходите за присъединяване на фотоволтаичните мощности варират в широки граници в зависимост от мощността и разстоянията. За целите на оценката е приет показател от 350 лв. за присъединяване на 1 кВт фотоволтаична мощност към мрежата. При тази предпоставка, присъединяването на общо 1500 МВт фотоволтаични мощности ще струва на мрежата 525 млн.лв. и ще доведе до постепенно нарастване на крайните цени, достигащо до ~ 1,80 лв./МВтч през 2020г. В случай, че не бъде променен досегашният механизъм за калкулиране на тези разходи - към цените на разпределителното дружество, присъединяващо новата ВЕИ-мощност - то тези разходи ще бъдат понесени само от потребителите на съответната територия на страната, респ. въздействието върху цените им ще бъде в пъти по-голямо.

По експертни оценки, присъединяването на 1200 МВт вятърни генератори до 2020г. ще струва на мрежата 150 млн. лв. и ще увеличи крайните цени с 0,5 лв./МВтч през 2020г.

Въздействие на ВЕИ върху разходите за управление на електроенергийната система

Фотоволтаичните мощности не натоварват съществено електропреносната мрежа, по-скоро могат да се приемат за „приятелски настроени“ към нея. Фотоволтаиците спомагат за по-доброто разпределение на напрежението в мрежата към отдалечените райони. Въвеждането на фотоволтаици дори премахва нуждата от изграждане на допълнителни трафопостове.

Не така стои въпросът с вятърните генератори. Интегрирането на вятърни централи към електроенергийната мрежа създава технически рискове. Те произтичат от голямата променливост и отклоненията на товара, характерни за работата на тези централи. Тези технически рискове се преодоляват чрез различни мерки като в общия случай повишават нуждата от балансиращи мощности и резерв.

Наличните мощности ще успеят да резервират около 1000 - 1200 МВт вятърни централи, тоест – интеграцията на такава мощност няма да наложи изграждане на нови бързи ТЕЦ с газови турбини. Инсталирането на вятърни мощности до 1200 МВт ще доведе до допълнителни разходи за балансиране на системата, които се оценяват на ~2 лв./МВтч.

При инсталиране на повече вятърни мощности, допълнителните разходи за инсталиране ще се увеличат многократно поради необходимостта от инвестиции в нови резервни мощности.

2. Анализ на динамиката в структурата на цените на електроенергията за периода 2009-2015-2020 г.

Изпълнението на нисковъглеродните цели резултира в по-високи електропроизводствени и мрежови разходи. „Нисковъглеродните“ разходи ще нарастват ежегодно в периода на преход до 2020 г. и ще доведат до нарастване на цените (понастоящем 107 и 123 лв/МВтч за индустрия и население) и до промени в тяхната структура, както следва:

През 2015 г.

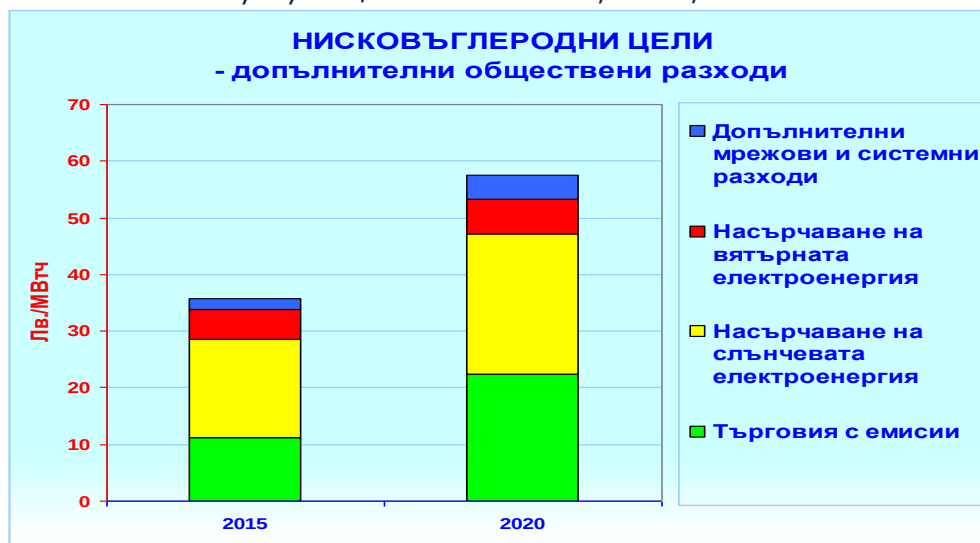
- (1) Допълнителните обществени разходи ще възлезнат на 1428 млн.лв. и ще доведат до увеличаване на цената на единица електроенергия с 35,75 лв/МВтч., както следва:
- Под влияние на търговията с емисии цената за производство на електроенергия ще нарасне с 11,30 лв./МВтч (при използване на дерогация)
 - Насърчаването на слънчевата електроенергия ще предизвика допълнителни производствени разходи от 17,32 лв./МВтч
 - Насърчаването на вятърната електроенергия ще предизвика допълнителни производствени разходи от 5,18 лв./МВтч
 - Мрежовите и системни услуги ще се повишат с 1,95 лв./МВтч.
- (2) Спрямо сегашните цени на електроенергията това представлява нарастване с 33% средно за индустрията и с 29% - за населението.
- (3) Особено осезателно ще се повиши компонентата за производство на електроенергия в крайните цени – от 65 до 98,80 лв./МВтч.

- (4) Средната цена на електроенергията за индустрията ще нарасне от 107 до 142.75 лв./МВтч. Разходите за производство на електрическа енергия ще повишат дела си в общата структура на цените – от 60 на 70%.
- (5) Средната цена на електроенергията за населението ще нарасне от 123 до 158.75 лв./МВтч. Разходите за производство на електрическа енергия ще повишат дела си в общата структура на цените – от 53 на 62%.

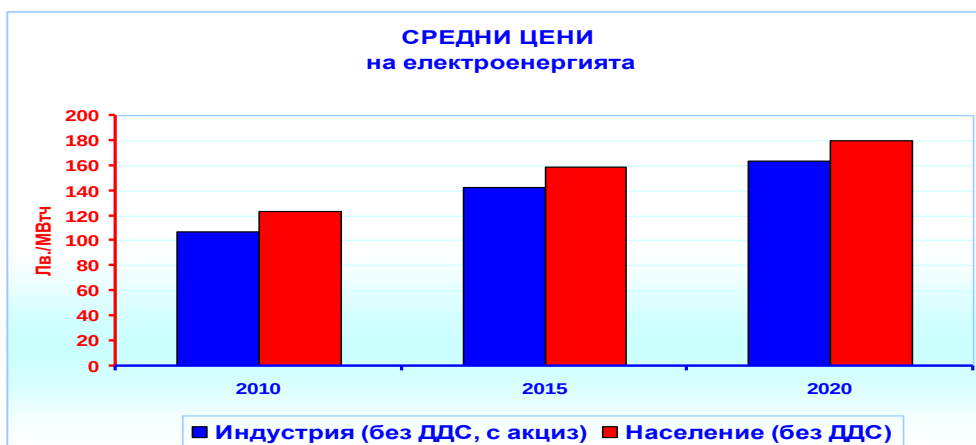
През 2020 г.

(1) През целевата 2020 г. допълнителните обществени разходи ще достигнат до 2300 млн.лв. и ще доведат до увеличаване на цената на електроенергията с 57,5 лв./МВтч., както следва:

- Под влияние на търговията с емисии цената за производство на електроенергия ще нарасне с 22,50 лв/МВтч
- Насърчаването на слънчевата електроенергия ще предизвика допълнителни производствени разходи от 24,65 лв/МВтч
- Насърчаването на вятърната електроенергия ще предизвика допълнителни производствени разходи от 6,08 лв/МВтч
- Мрежовите и системни услуги ще се повишат с 4,30 лв./МВтч.



- (2) Спрямо сегашните цени на електроенергията това представлява нарастване с 46,7% средно за населението и с 53,8% - за индустрията.
- (3) Особено осезателно ще се повиши компонентата за производство на електроенергия в крайните цени – от 65 до 118 лв./МВтч.
- (4) Средната цена на електроенергията за индустрията ще нарасне от 107 до 164 лв./МВтч. Разходите за производство на електрическа енергия ще повишат дела си в общата структура на цените – от 60 на 72%.
- (5) Средната цена на електроенергията за населението ще нарасне от 123 до 180 лв./МВтч. Разходите за производство на електрическа енергия ще повишат дела си в общата структура на цените – от 53 на 65%.



II. ПРЕПОРЪКИ КЪМ ИНСТИТУЦИИТЕ

По отношение на ВЕИ

Съгласно Прогнозен документ на МИЕТ, енергията от ВЕИ ще се увеличи с 850 ктне за периода 2010-2020г. Задължителната цел за 10-процентово потребление на ВЕИ в транспорта е еквивалентна на 200 ктне през 2020г. Останалите 650 ктне (съответстващи на 7,5 млрд. кВтч) представляват увеличено производство и потребление на енергия от ВЕИ в секторите „електроенергия“ и „енергия за отоплителни и охладителни цели“. Какъв ще е делът на тези сектори, както и какви ще са ресурсите, чрез които ще бъде изпълнена целта са въпроси, чиито отговори още не са известни.

Поради по-високите разходи за ВЕИ, тяхното развитие налага финансова подкрепа. Националната схема за подкрепа има редица недостатъци, основен от които е, че:

- Стимулира инвестиции само в производство на електрическа енергия от ВЕИ, които са висококапиталоемки и поради това - скъпи
- Няма схеми за подкрепа за енергия от ВЕИ за отоплителни и охладителни цели, въпреки че този тип енергия е много по-евтина от електрическата

Прилагането на схемата за подкрепа в сегашния ѝ вид ще доведе до постигане на целта за ВЕИ, но на несправедливо висока обществена цена – насърчаваните инвестиции за производство на електроенергия от слънце са десетократно по-големи отколкото са тези за производство на топлинна енергия от биомаса, които не се насърчават.

Поради това, **препоръките** ни са насочени към преодоляването на тези рискове и намиране на верния баланс между нисковъглеродните цели и разходите за тяхното постигане:

- (1) Развитието на ВЕИ не трябва да се извършва за сметка на устойчивото икономическо и социално развитие на страната и на сигурността на електроснабдяването.
- (2) Един от рисковите фактори е прекомерното увеличаване на цените на електроенергията за крайните потребители, което може да доведе до загуба на конкурентоспособност, ограничаване на икономическия растеж и до ограничаване на достъпа до енергийни услуги. Водещи принципи, заложи в чл. 24(1), т. 3 от Закона за енергетиката, които трябва да спазва ДКЕВР са принципите за:
 - Балансирано изменение на цените до краен потребител
 - Справедливо прехвърляне на разходите за ВЕИ върху крайните потребители
 - Минимизиране на разходите, произтичащи от изпълнение на задължения към обществото, каквото е развитието на ВЕИ.
- (3) Един от възможните подходи е ДКЕВР да поставя горна граница на ВЕИ-мощността чрез използване на критерии за чувствителност към крайните цени на електроенергията. Така ще бъде избегнато рязкото и прекомерно увеличаване на цените на електрическата енергия. Например, горната граница на фотоволтаични мощности може да бъде определена в рамките на максимум 5% (или 5.35 лв/МВтч) нарастване на цената за крайните индустриални потребители.
- (4) Препоръчваме независимо от вида и обхвата на избраната схема за подкрепа да се въведе конкуренция между инвеститорите при усвояване потенциала на ВЕИ, с което се намалява натиска върху цените. При стимулиране на конкуренцията трябва да се вземат предвид инвестиционните разходи за нови технологии, инвестиционния климат и добрата международна практика. Възможна схема за подкрепа е обявяването на единна цена за произведен мегаватчас енергия от нови мощности, независимо от технологията. Това ще стимулира развитието на най-евтините съществуващи технологии и ще гарантира усвояването на потенциала на ВЕИ с най-ниски обществени разходи. Постоянен мониторинг на темповете на усвояване на потенциала ще гарантира изпълнението на целта чрез периодична актуализация на единната цена с оглед управление на процеса.
- (5) Въвеждане на нови схеми за подкрепа: Без схема за подкрепа са всички технологии за производство на топлина от ВЕИ в индустрията и бита в области като, нискотемпературни индустриални процеси, сушене, отопление, климатизация, БГВ, децентрализирано производство и др. Потенциалът за намаляване обема на емисиите чрез тези технологии е огромен, което налага разработване на схеми за подкрепа производството на топлина, независимо дали е за собствена употреба или за търговски цели. Тези схеми за подкрепа (инвестиционна подкрепа, данъчни облекчения и др.) ще създадат инициатива за реструктуриране и оптимизиране на гориво-енергийния баланс на страната, както и тласък за развитие на националната индустрия за производство на: топлинни слънчеви

колектори, пиролизни котли, бойлери, топлообменници, термopомпи, фотоволтаици и др. Специално внимание трябва да бъде обърнато на схемите за подкрепа на децентрализираното производство, при което практически се елиминират разходите за развитие на мрежата и техническите загуби при транспортиране на енергията.

- (6) Сегашното правило за приоритетно присъединяване на ВЕИ-мощностите към мрежата за сметка на мрежовата компания на практика води до пренасочване на ограничения финансов ресурс на мрежовите компании от инвестиции за сигурност към инвестиции за присъединяване на ВЕИ-мощности. Това правило трябва да се промени – както всички останали производители, така и тези на електроенергия от ВЕИ, трябва да заплащат разходите, които присъединяването на мощността им към мрежата предизвиква. Така ще бъдат изпълнени законовите принципи за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. Ще бъде преодоляна и още една несправедливост – само регионалните клиенти на съответното разпределително дружество да заплащат за присъединената ВЕИ-мощност на неговата територия, което нарушава принципа за прилагане на цените при условията на равнопоставеност между отделните категории потребители.
- (7) Въведеното „приоритетно“ присъединяване на ВЕИ-мощности към мрежата не трябва да се тълкува като „незабавно“ присъединяване. Приоритетното присъединяване трябва да означава присъединяване, съобразено с плановете за развитие на мрежата, респективно – с техническите и финансови възможности на мрежовата компания. За целта, мрежовите оператори трябва да разработят и публикуват такива плановете, които да са одобрени от ДКЕВР, с които инвеститорите във ВЕИ да съобразят намеренията си.
- (8) Най-ефективния път за постигане на целта (не за ВЕИ, а за общо намаляване на емисиите на CO₂, при нарастване на количествата произведена ниско и безвъглеродна енергия и висок темп на растеж на БВП до 2020 – средногодишно 5%, който следва да бъде заложен в Енергийната стратегия) за ВЕИ не е производството на енергия от ВЕИ, а енергийната ефективност. Прогнозният документ на МИЕТ показва, че при сценарият за допълнителна енергийна ефективност страната ще преизпълни целите си и ще има възможност да получи приходи от статистически трансфер на излишъка от ВЕИ с количества за целия период, надхвърлящи сегашното производство на енергия от ВЕИ. Пътят за енергоспестяване минава през цялата верига на производство и потребление на енергия. Ако политиките за енергийна ефективност не бъдат съпроводени със справедливото нарастване на цените на електрическата енергия за населението, целите няма да бъдат постигнати.

По отношение на емисиите на CO₂

Цените на електрическата енергия в страната все още не включват разходи за закупуване на разрешителни за емисии на CO₂. Това предстои да се случи. От началото на 2013г. електропроизводствените централи трябва да заплащат за всички емитирани от тях количества CO₂. Резултатът ще е еднозначен – драматично увеличаване на цените на ел.енергията, което нито българското население, нито бизнеса ще могат да понесат.

Препоръчваме да бъдат използвани всички възможни механизми, за да бъде намалено увеличението на цените, а именно:

- (1) Да се започне процедура по искане на дерогация, чрез която да се въведе постепенно увеличаване на плащанията за разрешителни за емисии до 2020г.
- (2) Използване на приходите от търговията с емисии за модернизиране на технологиите в индустрията и енергетиката и за енергийна ефективност
- (3) Продажба на излишъка от емисии и използването му за подкрепа на икономиката и енергетиката в прехода им към нисковъглеродно развитие
- (4) Преговаряне на дългосрочните договори с големите централи и намиране на подходящ механизъм за покриване на невъзстановяемите разходи по начин, различен от прехвърлянето им към цените за крайните потребители

В заключение, следващото десетилетие може да бъде наречено десетилетие на прехода към нисковъглеродна икономика и енергетика. Едновременно навлизане на възобновяемата енергия и плащанията за въглероден двуокис ще увеличат енергийните разходи и цени. Същевременно, възможности за намаляване на разходите на обществото за осъществяването на този преход съществуват. Тяхното оползотворяване е в ръцете на институциите.