

БЪЛГАРСКИЯТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН ПАЗАР: СЪСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВИ (РЕЗЮМЕ)



Надеждното электроснабдяване 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 |

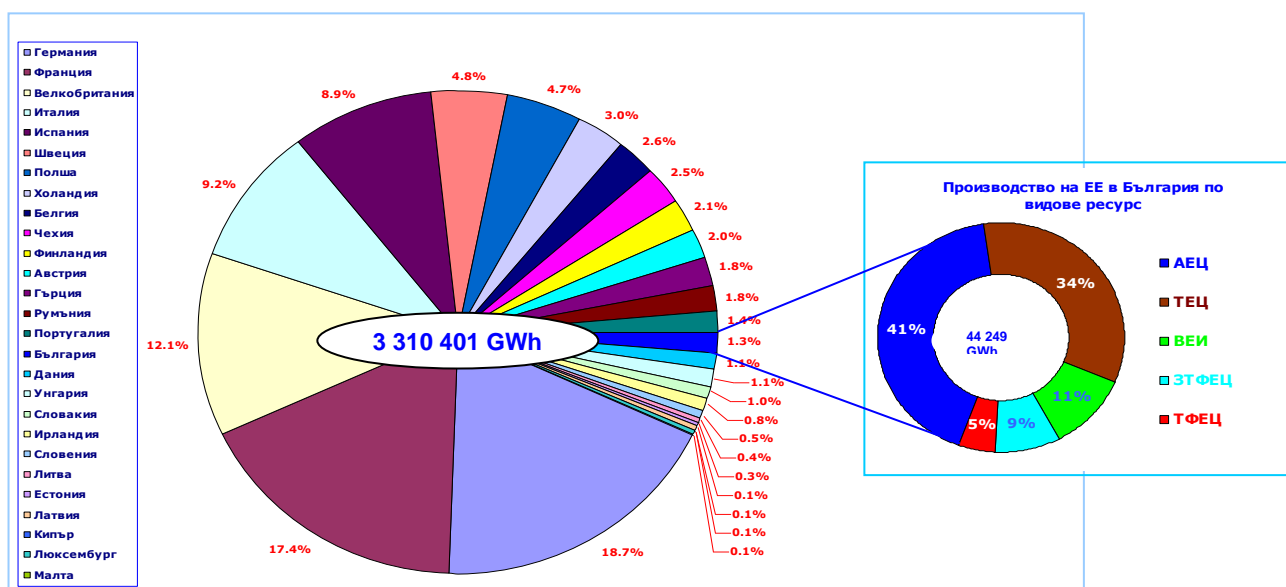
Източник: НСИ, Енергиен профил на България 2005 - Национален комитет на България в Световния енергиен съвет 2007г.

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

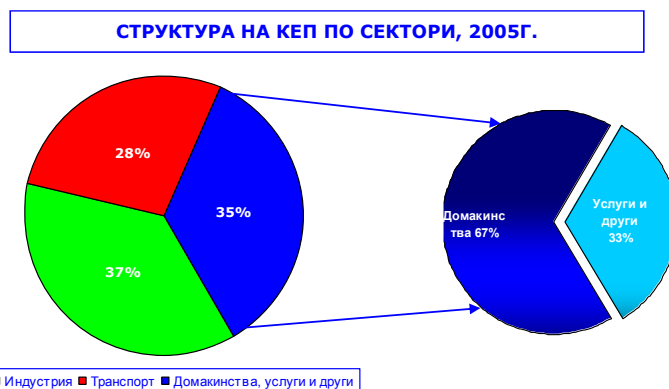
най-високото за периода от 1990 г., въпреки изведените от експлоатация два блока на АЕЦ "Козлодуй" в края на 2002 г. с инсталирана мощност от 440 МВт. Ръстът на brutното електропроизводство след 1999 г. се дължи главно на повишаващия се износ, чийто относителен дял през 2006 г. достига до 19.4% от brutното 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 дялът 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-синтезираният 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.

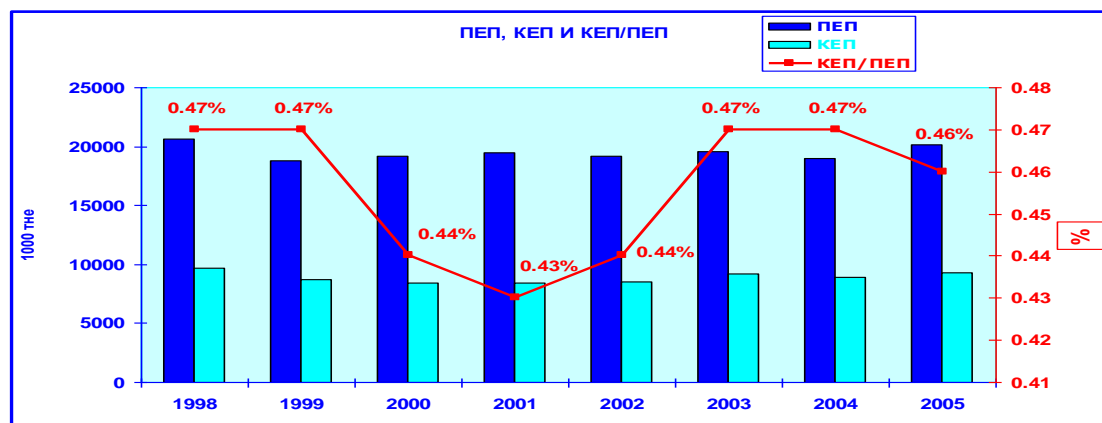
| ЕНЕРГИЙНА ИНТЕНЗИВНОСТ - ИНДИКАТОРИ | | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|--------------------------------------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Първично енергийно потребление/ БВП* | кне/евро | 2,251 | 1,987 | 1,931 | 1,930 | 1,804 | 1,769 | 1,628 |
| 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 общеевропейски 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, Общественият доставчик чрез промените в ЗЕ са натоварени да изпълняват функцията на крайни доставители.

Крайните доставители 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 доставители, подлежи на регулиране от ДКЕВР. Над 99% от потребителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, продължават да се снабдяват от крайните доставители 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 доставители, 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 такава 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 ВЪЗБОВЯЕМИ 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 |
| ПРЕКРАТНО 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 ПРЕНΟΣ, 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 – ДКЕР, 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 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 „награждат“ 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 финансовия 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 поэтапно 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 Словакия, 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 лицензии;
- 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, възпрепятствава 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 свободногоговорени 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

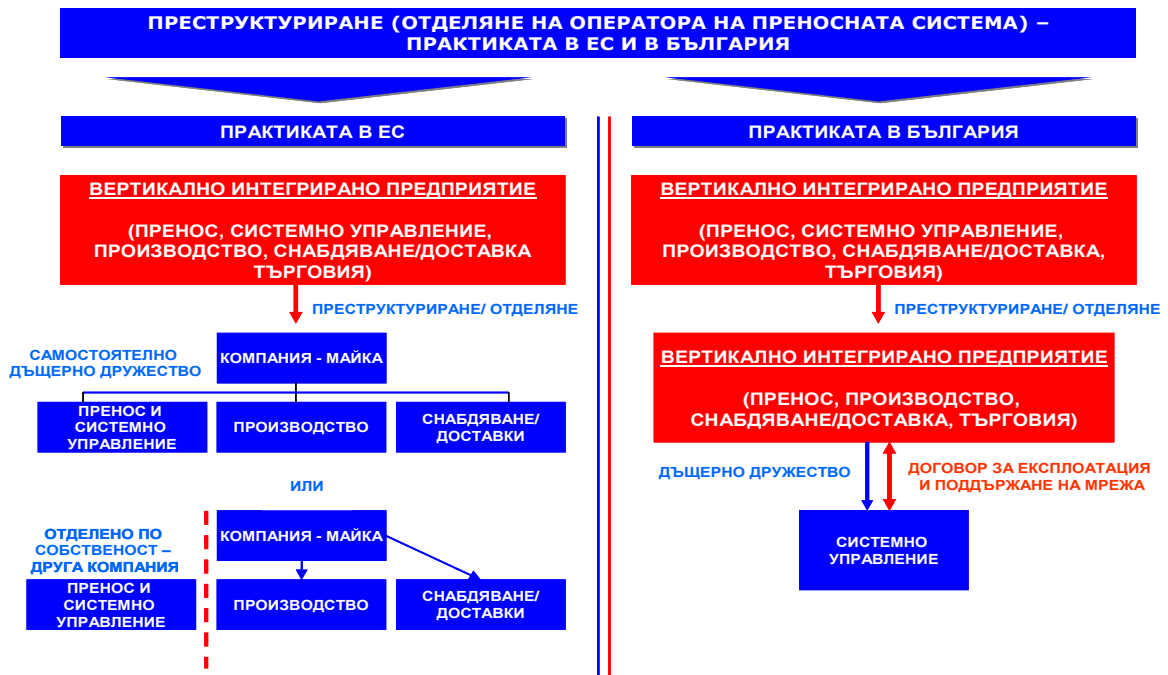
Тъй като първостепенна задача на всяка държава-членка на ЕС представлява постигането на конкурентен, сигурен и екологично устойчив пазар на електрическа енергия (съгласно Директива 2003/54/ЕС и ЗЕ), основните отговорности на националните регулаторни органи, съответно - и на ДКЕВР, би трябвало да се пренасочват 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 лицензиите 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 поддръжане 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 общеевропейско 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:

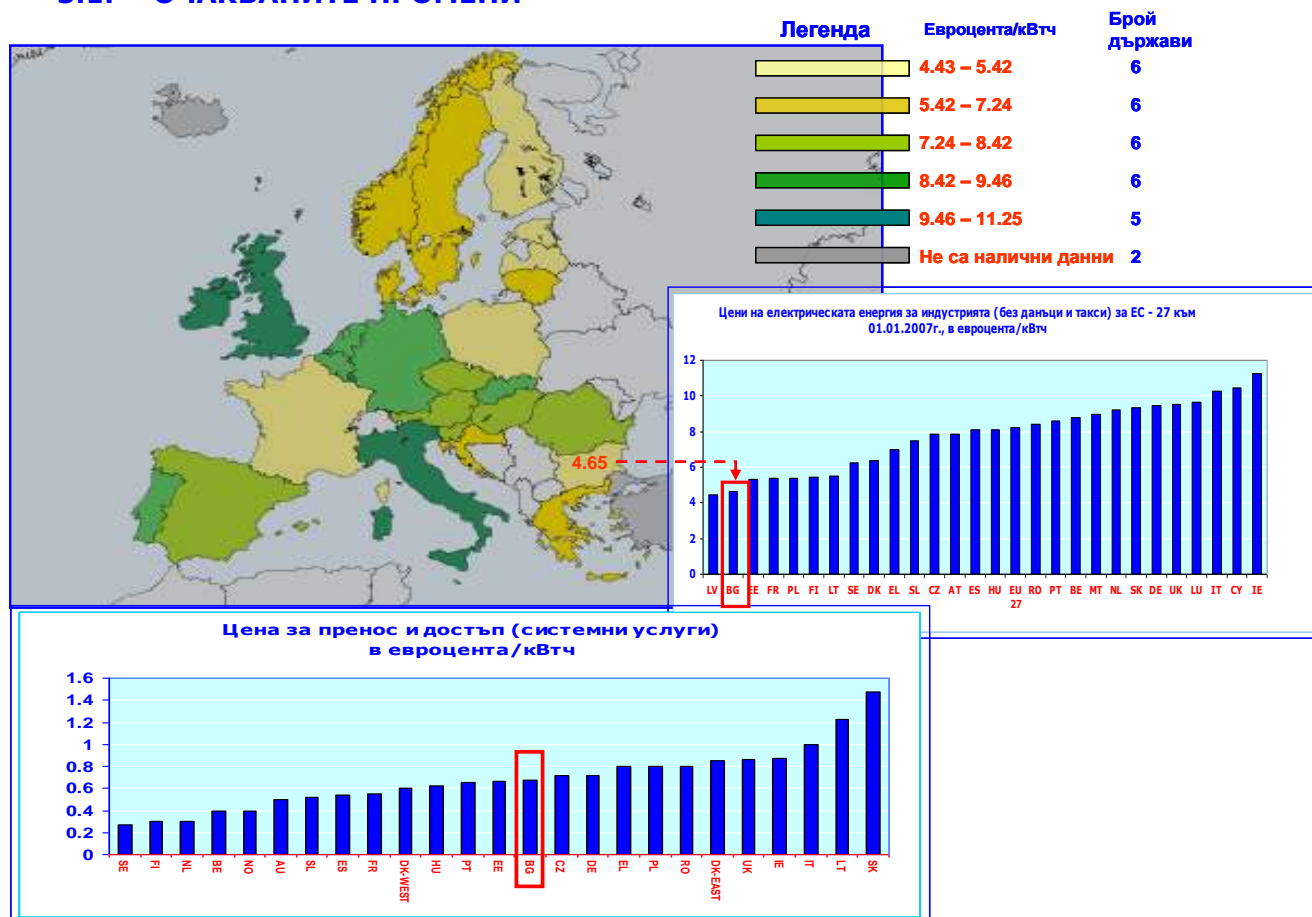
- **Водно–електрическа компания**, която ще позволи на големите водно–електрически централи в структурата на „НЕК“ ЕАД да излязат на светло, да увеличат конкуренцията в сектора и да станат ориентир за реалната пазарна цена на електрическата енергия в страната;
- **Електрическа компания „Обществен доставчик“**, 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 рисковите 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 МВт електропроизводствени мощности, за изграждане на 3 000 МВт 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 – ПРЕНЕБРЕГВАНИЯТ 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 брутното 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 – ОМАГЪСАНИЯТ 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.