

Констатации и препоръки, свързани с българската енергийна политика

На 27.03.2013 заместник министър-председателят и министърът на икономиката, енергетиката и туризма в българското правителство се срещна с комисаря по енергетика на Европейската комисия и поиска помощ за преглед на българския енергиен сектор във връзка със спазването на правилата на вътрешния енергиен пазар, по-специално по отношение на предполагаеми нарушения и неконкурентно пазарно поведение.

На 08.04.2013 г. Европейската комисия и българското правителство се договориха, че прегледът следва да обхваща редица ключови въпроси, включващи: поведението, правомощията и независимостта на националния регулаторен орган; Българския енергиен холдинг и позицията му на българския енергиен пазар; проектирането и експлоатацията на националния електроенергиен и газов пазар, цените на енергията и системата за определяне на регулирани цени.

В периода 18.04.2013 - 19.04.2013 и на 25.04.2013 - 26.04.2013 г. Европейската комисия проведе в София две проучвателни мисии. Екипът на Комисията, заедно с експерти от ГД Енергетика и ГД Конкуренция, проведеха двустранни срещи със заинтересованите страни от българския енергиен сектор. Екипът е благодарен за сътрудничеството и съдействието на многото хора, с които се срещна по време на посещенията: Министерството на икономиката, енергетиката и туризма, Министерството на регионалното развитие и благоустройството, Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), Националната електрическа компания (НЕК), Българския енергиен холдинг (БЕХ), Електроенергийния системен оператор (ЕСО), Българската вятърна асоциация, Българската фотоволтаична асоциация, българските сдружения на топлофикационните дружества, независими производители на електроенергия (Contour Global, AES), тримата оператори на разпределителни системи (ЕВН, ЧЕЗ и Енерго-про), търговци на електроенергия на едро, Българската индустриална асоциация на потребителите, българските асоциации на битови потребители и Енемона, дружество финансиращо проекти на енергийната ефективност.

Екипът на Комисията също така се срещна с представители на посолства, на Световната банка и на Европейската банка за възстановяване и развитие; последните две институции са получили подобни искания от българското служебно правителство.

Въз основа на данните и информацията, получени на тези срещи и от собствените си източници, Европейската комисия изготви следните констатации и препоръки. Те са насочени към подкрепа на усилията на българското правителство да приложи необходимите реформи на българския енергиен сектор.

Констатации

1 Електроенергиен пазар

В сравнение с други държави-членки, усилията на България за реформиране на електроенергийния сектор започнаха късно и изглеждат скромни и до голяма степен незавършени. Пазарът на електроенергия в България следва хибриден модел, при който част от сделките за продажба на електрическа енергия се сключват на регулирани цени, утвърдени от регулатора, а останалата част се търгува на либерализирания пазар на свободно договорени цени. Според различни оценки делът на регулирания сегмент варира от 75% до

90%. Като се има предвид, че не е необичайно за държавите-членки да работят с централен купувач или система „пул“ за (част от) пазара, и по-специално в най-ранните фази на либерализацията и за по-малки системи за електроенергия, предимствата на тези системи зависят в решаваща степен от тяхното проектиране, което в България е под оптималното, като недостатъците му са утежнени от пониженото търсене и износ. Освен това малкият дял на свободния пазар в България означава, че и сигналите на пазара и конкуренцията не могат правилно да изпълнят своята функция за осигуряване на ефективност в този сегмент от пазара.

Въпреки частичната приватизация на активите за производство на електроенергия и на разпределителната система, единственото, вертикално интегрирано, изцяло държавно дружество (Български енергиен холдинг - БЕХ) запазва централната си роля. БЕХ и неговото дъщерно дружество НЕК притежават активи за производство на електроенергия представляващи 45% от инсталираните мощности за производство на електроенергия.

НЕК заема централно място в българската електроенергийна система. Тя изпълнява функции, които в развитите пазари обикновено се извършват от отделни субекти.

В регулирания сегмент на пазара тя действа като единствен купувач от производителите на електроенергия в мрежата за високо напрежение. Като обществен доставчик, НЕК е единствен доставчик на електрическа енергия на регулирани цени за ОРС/крайните снабдителите. НЕК също има съществена роля на свободния пазар и действа като доставчик от последна инстанция за промишлените потребители.

ОРС на електроенергия, "Електроенергиен системен оператор" ЕАД (ЕСО) е дъщерно дружество на НЕК. В момента то управлява и поддържа, но не притежава преносната мрежа.

В момента общественото мнение за електроенергийния сектор е много негативно. Клиентите са недоверчиви и недоволни от доставчиците си на електроенергия, най-вече поради увеличението на цените. Сложната и непрозрачна структура и функциониране на сектора, което до голяма степен е в резултат на регулаторната и правна рамка, създава недоверие сред потребителите на системата и поражда опасения за лошо управление, злоупотреби и широко разпространените твърдения за корупция.

Създаването на открит и конкурентен пазар на електроенергия ще позволи на България да участва във вътрешния пазар на енергия в ЕС. Това ще даде възможност на България да се включи в ползите, които това участие може да донесе за икономическия растеж и благосъстоянието на своите граждани, като разчита най-вече на нейния отличен естествен потенциал по отношение на хидро-, слънчевата и вятърната енергия.

Свързкапацитет

Ключови цифри за българския енергиен сектор през 2012 г.

Инсталираната мощност за производство на електроенергия достигна 13,8 GW, дялът на ядреното, изкопаемо гориво (1) и ВЕИ (2) е съответно 14,5%, 50,0% и 35,5%.

Българските електроцентрали са генерирали почти 47 TWh електроенергия, нетния износ е 8,4 TWh и вътрешното потребление е 38,6 TWh. Дялът на ядреното, изкопаемо гориво и ВЕИ (3) възлиза съответно на 33,6%, 53,8% и 12,6%.

(1) Определя се като въглища и газ от електрически и топлоелектрически електроцентрали, включително отделни производители.

(2) Дялът на малките и големи ВЕЦ е 23,1%, този на вятърните електроцентрали - 5,0% и 7,4% на фотоволтаичните централи.

(3) Дялът на малките и големи ВЕЦ е 8,2%, този на вятърните електроцентрали е 2,6% и 1,7% на фотоволтаичните централи, останалата част идва от биомаси.

Максималното натоварване от 7.4 GW (или 54% от инсталираната мощност) е достигнато през м. февруари. В 90% от часовете, натоварването е под 5,5 GW. Минималното натоварване от 2.6 GW (или само 19% от инсталираната мощност) е достигнато през м. май.

От данните в карето става ясно, че българската електроенергийна система има значителен свръхкапацитет. Отчасти това изглежда, че е причинено от настоящата икономическа криза, която е довела до драматичен спад на вътрешното потребление и на износа. Въз основа на информация от ЕСО, износьт през първото тримесечие на 2013 г. е намалял с 40% на годишна база. Въпреки това, може да се постави въпросът дали има изгледи търсенето да се увеличи значително през следващото десетилетие, като се има предвид намаляването на населението на България, настоящият висок енергиен интензитет в България, който предполага възможност за значителни подобрения в ефективността, и потенциал за производство на електроенергия на ниска цена в съседните страни. Ето защо настоящият свръхкапацитет изглежда, поне до известна степен, структурен.

При нормални пазарни обстоятелства, включени в добре разработени системи за централно изкупуване, икономически малко ефективните централи в такива ситуации на структурен свръхкапацитет не биха били диспечирани и евентуално дори изгонени от пазара. Въпреки това, в България комбинация от фактори, включващи регулаторната рамка и съществуващите дългосрочни договори, изглежда предотвратява ребалансирането между търсенето и предлагането.

По-топлото от обичайното време, комбинирано със слабо промишлено търсене през април 2013, намали минималното натоварване, принуждавайки ЕСО да въведе мерки за ограничаване на съоръженията в рамките на квотите и системата за приоритет на диспечирането. Ограничителните мерки се възприемат от производителите на електроенергия като произволни.

Диспечирание на икономически и екологично неефективни инсталации

Регулираната част от пазара е организирана така, че съоръженията, които са най-икономически ефективни не са диспечирани най-напред. Съоръженията не оферираат в пула въз основа на кривата на икономическата обосновааност. Вместо това, диспечирането на инсталации се извършва въз основа на регулираната квота и приоритетните правила, по цени, определени от регулатора, които не са непременно свързани с направените разходи.

НЕК е длъжна да осигури фиксирани обеми на регулирани цени на базата на квота, предоставена на определени базови електроцентрали от ДКЕВР. Електрическите централи, които снабдяват регулирания сегмент в рамките на квотата, изпращат прогнозния си производствен график, капацитет и оперативни разходи на НАП. Използвайки подхода себестойност плюс разходи, НАП след това изчислява "цени" и график за крайната продукция за следващите регулаторни периоди (4). Не е ясна степента, в която ДКЕВР разполага с необходимите инструменти и независимост за да провери действително дали разходите, представени от операторите отговарят на тези на един ефективен оператор и да отхвърли, когато е уместно, неефективните разходи.

(4) Важно е да се отбележи, че изчисляването на цените от НАП може да бъде много по-различно от цените на един истински пазар, където принципа на търсенето и предлагането влияе върху нивата на цените, а не съображения относно одобряване на разходите. Тъй като в България няма такъв пазар и за улеснение, текстът се отнася до изчисленията на НАП като "цени".

НЕК също така влезе в дългосрочни договори за покупка на енергия с две топлоелектроцентрали (AES и Contour Global), според които тя трябва да плати за целия капацитет на съоръженията, независимо от действително диспечираното количество електроенергия ("договори вземи-или-плати").

Освен това, тя има законовото задължение да купува електроенергия, произведена от ВЕИ, промишлено комбинирано производство на топлинна и електроенергия и когенерация на регулирани цени.

И накрая, НЕК използва свой собствен портфейл за производство на електричество във ВЕЦ за балансиране и като резерва.

Бяха изразени притеснения относно липсата на съответствие на някои електроцентрали с екологичното законодателство. България изостава по отношение на съответствието с Директивата на ЕС за големите горивни съоръжения и законодателството за качеството на въздуха.

Влошаване на финансовото състояние на НЕК

Регулираната цена, на която продава НЕК, по принцип е на базата на средната стойност на различните видове електроенергия, закупени от различни производители. Но през последните години се твърди, че НЕК работи с нарастващ дефицит. НЕК приключи 2012 със загуба от 50 млн. евро. По-голямата част от загубите се дължи на различни механизми за компенсация. Твърди се също така, че НЕК е натрупала 1,17 млрд. евро краткосрочни задължения спрямо 0,1 млрд. евро вземания.

Деформиращи ценови елементи

Въз основа на описаната по-горе система, НЕК си набавя електричество от електроцентралите на "цени", вариращи от 21 евро/ MWh до над 350 евро/ MWh. В същото време, капацитетът на електроцентрали с пределни разходи много под 350 евро/ MWh стои неизползван.

Освен разходи за енергия и достъпност, към сметката на крайния потребител и на експортната цена се добавят допълнителни такси в размер на 17.5 евро/MWh(5). Елементите на това допълнително разходно перо имат следните относителни дялове към месец април 2013 г.:

- такси за достъп и пренос (45%);
- допълнителна такса за зелена енергия(33%);
- високоефективно комбинирано производство на топлинна и електроенергия (12%);
- невъзстановяеми разходи (10%).

(5) Общата допълнителна такса се е увеличила от 4,8 евро/MWh през 2005 г., до 17,5 евро/MWh през 2013 година.

Намаляване на износа

Посочените по-горе допълнителни такси, които са дължими и от износителите, поставят износа в неизгодно конкурентно положение, намаляват ефекта от ценовите сигнали от експортните пазари и водят до неоптималното използване на производствените активи. Възможностите за износ се намаляват, тъй като търсенето в Гърция, която традиционно е най-големият експортен пазар на България, също е намаляло тъй като системите в съседните страни в момента са добре снабдени с локално наличните хидро ресурси . От септември 2010 г. са в ход разширени проучвания за синхронна работа на турската и ENTSO-E система.

2 Пазар на природен газ

Природният газ играе по-малка роля в енергийния микс на България. Използването на природен газ възлиза на около 14% от основната консумация на енергия. В момента по-малко от 2% от домакинствата в България са свързани към газоразпределителната система, което е далеч под средното за Европейския съюз, където е между 27% -50%. Освен това, само около 16% от общините в страната имат достъп до природен газ, в сравнение с 27% до 80% за останалата част от ЕС.

Вътрешното производство на газ е около 16% от общото потребление. България може да има потенциални значителни запаси от природен газ на сушата и по крайбрежието.

За останалата част от нуждите си в момента България е изцяло зависима от вноса от Русия и няма достъп до алтернативни доставки. България може да се възползва от нови източници на доставки от газопровода Набуко. БЕХ е част от проекта Набуко, който има за цел да пренася природен газ от Азербайджан (и евентуално други страни) за Европа. БЕХ също така е в преговори с Газпром за участие в газопровода Южен поток. Газопроводът Южен поток има за цел създаването на алтернативен маршрут за доставки на природен газ за България и други държави-членки на ЕС от Газпром.

3 Енергийна ефективност

Енергийната интензивност на България остава най-високата в ЕС (четири пъти повече от средното за ЕС, ако се използва БВП на реални цени) и съществуват възможности за спестяване на енергия в цялата икономическа и енергийна верига. Цените на енергията са били държани изкуствено ниски по време на комунистическия период и това е довело до изграждането на неефективни производствени процеси, сгради и разточителни практики. Докато са били регистрирани значителни подобрения в използването на енергия в индустрията (поради техническия прогрес, политическите мерки, но също така и за реструктуриране към икономика, основана на повече услуги) предизвикателството на неефективната трансформация на енергия и употребата в жилищния сектор и секторите на услугите и транспорта, остава. Бяха приети политически мерки, които допринесоха за реализацията на проекти за икономия на енергия и по-специално в промишлеността и обществените сгради (напр. задължителни одити над определена консумация, индивидуални целеви нива), но лошите мониторинг и прилагане пречат за пълното им въздействие.

В жилищния сектор, отоплението на многофамилните сгради е особено неефективно. Това, съчетано с бавното модернизирание на топлофикационните дружества, допринася значително за високите сметки за електричество. Докато някои пилотни проекти показват намаляване на потреблението на енергия от 40-70%, ако цялата сграда е реновирана, такива мерки рядко се реализират. Наличните програми за финансиране не са предизвикали такива ремонти и неприлагането на строителните наредби са довели само до изолации "на парче" на отделните

апартаменти. Основната причина за това е индивидуалната собственост на всеки един апартамент (97% от жилищата са частна собственост, включително на уязвимите потребители) заедно с неефективното законодателство за етажната собственост.

Високият дял на централното отопление в големите градове е друго наследство от комунистическия период. Докато тази технология се насърчава на равнище ЕС, тъй като това е технически по-ефективно от индивидуалното отопление, много от топлофикационните дружества (ТЕЦ) в България и тяхната разпределителна инфраструктура не са модернизирани достатъчно. В резултат на това те не са състояние да се възползват от всички ползи от технологията. Високите разходи за централно отопление в комбинация с лошата изолация на жилищните блокове с много апартаменти, накараха много собственици на апартаменти да преминат към отопление с електроенергия, което косвено увеличи разходите за останалите клиенти и утежни проблемите с високите сметки за електроенергия.

В допълнение, благоприятните тарифи за електроенергия, произведена от комбинираното производство на енергия, доведоха до увеличаване на производството на електроенергия от топлофикационните дружества. Въпреки това, при залагането на тези тарифи не се взема под внимание икономическата и екологичната ефективност на това производство на енергия. Нещо повече, твърди се, че тарифите за електроенергия кръстосано субсидират топлинната енергия.

Налице е също така един бум в индустриалните високоефективни когенерационни единици. Смята се, че някои от тези единици се използват главно за производство на електрическа енергия само с много лошо съотношение топлина - електроенергия. Тази неефективност изглежда се насърчава чрез неуместна регулаторна рамка, която позволява на промишлените когенератори да предоставят цялата произведена електроенергия на НЕК на високи регулирани цени (до 150 евро/ MWh), като същевременно си доставят електроенергия за собствено потребление от НЕК на много по-ниски регулирани цени (39 евро/MWh).

4 Възобновяеми енергийни източници

Делът на възобновяемата енергия в България в крайното потребление на енергия достига 13,8% през 2010(6); целта за 2020 г. е 16%, като по този начин, за момента България е доста над индикативната крива, посочена в Директива 2009/28/ЕО.

В момента България има около 850 MW инсталирана мощност от вятърна енергия, съответно 1040 MW от фотоволтаици (7) (над предвижданията в Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници), докато делът на водноелектрическите централи (големи и малки) е за приблизително 3100 MW; инсталираната мощност от други ВЕИ е незначителен. Тъй като общата инсталирана мощност на българската електроенергийна система е приблизително 14 000 MW, делът от различните ВЕИ централи е приблизително 13%. Въпреки това, в сравнение с върховото потребление от 7,4 GW, инсталираната мощност от ВЕИ в България е висока. Това отваря перспективи за България да споделят своето производство на възобновяема енергия с държавите-членки на ЕС, които имат по-малък потенциал от ВЕИ, например чрез механизми за сътрудничество(8). Не се предвижда да бъдат свързани нови ВЕИ проекти през 2013 г., тъй като системните оператори не са прогнозирали наличен капацитет на мрежата за ВЕИ проекти.

(6) Евростат

(7) Цифрите, предоставени от ДКЕВР са малко по-различни, показващи приблизително 700 MW инсталирано производство на вятърна енергия и 1000 MW на инсталираните фотоволтаични мощности.

(8) Членове 6-12 от Директива 2009/28/ЕО.

Наскоро ВЕИ бяха значително намалени, особено фотоволтаичните инсталации, поради слънчевите дни в съчетание с ниската структура на нуждата от електроенергия; Освен това, поради технически ограничения на мрежата, достъпа до електропреносната мрежа на електроенергия, произведена от вятърни и фотоволтаични инсталации е ограничен. Няма правила за намаляване или балансиране, в момента регулаторът е в процес на разработване на правилата за балансиране.

България прилага изкупвателна тарифна система, която да подкрепи използването на възобновяемите енергийни източници, като регулаторът има право да коригира нивото на тарифата за доставка по всяко време, а новата тарифа е приложима само за нови ВЕИ инсталации; ВЕИ инсталациите получават тарифата за доставка, която е в сила към датата на получаване на разрешението за дейност. Нивото на тарифата за доставка за нови инсталации постоянно се намалява, като най-значителното намаление е през м. юни 2012 г. (9) за следващата година, например 22% намаление за вятърни централи, съответно 50% за фотоволтаични. През септември 2012 г. са въведени тарифи за достъп до електропреносната мрежа за ВЕИ съоръжения(10), намаляващи приходите им с 10% - 39%, в зависимост от вида на технологията и датата на свързване към мрежата. През 2013 г. (11) цената на подкрепата за ВЕИ представлява приблизително 7.6% от крайната цена за клиентите (за домакинствата и за либерализирания пазар).

5 Институции

i. Правна и регулаторна рамка

Предстоят две процедури за нарушение за частичното транспониране на Третия пакет за вътрешния енергиен пазар (2009/72/ЕО и 2009/73/ЕО). Освен това е стартирана процедура за нарушение за неуведомяване за транспониране на националното законодателство за целите на Директива 2010/75/ЕС относно индустриалните емисии (12). Пълното транспониране на Директивите на ЕС е само една стъпка към създаването на стабилна правна рамка. Тя трябва да бъде последвана от правилно и прозрачно прилагане. Наличието на силна регулаторна рамка, чрез която участващите публични органи да имат достатъчен капацитет да следят за прилагането на законодателството и да работят на базата на ясно разделение на функциите, без да иззема ролите на другите, е основно в това отношение.

ii. Министерство на икономиката, енергетиката и туризма

Министерството на икономиката, енергетиката и туризма (МИЕТ) провежда енергийната политика на България по силата на Закона за енергетиката на България. Въпреки, че в Министерството работят около 600 души, само 40 до 60 от тях работят в областта на електроенергията и природния газ. Това показва сериозен недостиг на персонал, като се имат предвид многото предизвикателства в енергийния сектор. Липсва една цялостна енергийна политика, осигуряваща прозрачна, стабилна и надеждна рамка, в която да работят инвеститорите, пазарните оператори и компетентните агенции.

(9) Нива на тарифите за доставка, определени през м. юни 2012 г. за следващата година: за вятърни инсталации (около 66.35 - 74.35 евро/MWh), за фотоволтаични инсталации (84.92 - 190.59 евро/ MWh)

(10) Решение на ДКЕВР № 33/14.09.2012

(11) Информация, предоставена от ВЕИ индустрията

(12) Тази директива се прилага от 1 януари 2016 г. за големи горивни инсталации, с разрешение за работа преди 7 януари 2013 г. (и за съоръженията, чиито оператори са подали комплектовано заявление за разрешително преди тази дата, при условие че тези инсталации се въведат в експлоатация не по-късно от 7 януари 2014 г.), докато за други големи горивни инсталации тя се прилага от 7 януари 2013 г. Директивата за големи горивни инсталации се отменя, считано от 1 януари 2016 г. и се заменя с глава 111 и Приложение V от Директивата за промишлените емисии.

iii. Държавна комисия за водно и енергийно регулиране

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) - националният регулаторен орган за енергия, е учреден със Закона за енергетиката като специализиран държавен орган, който регулира дейностите в секторите на енергетиката, водоснабдяването и канализацията. Законодателството възлага на ДКЕВР много ключови регулаторни функции за енергийния сектор и по този начин отразява силната роля, предвидена за националните регулаторни органи в рамките на Третия енергиен пакет. Въпреки това ДКЕВР не разполага с необходимите финансови и човешки ресурси, както и с високата степен на независимост, които са абсолютни предпоставки за ефективното изпълнение на задачите му.

А именно, финансовият и човешки капацитет на ДКЕВР е недостатъчен, като бюджетът за 2013 г. е по-малко от 2 милиона евро, а целият персонал се състои само от 128 души (и много по-малко експерти, работещи по въпросите на електроенергията и природния газ). Експертите често напускат поради непривлекателното заплащане, което прави изграждането на сериозни вътрешни експертни познания предизвикателство за регулатора.

Въпреки, че законодателството предвижда ДКЕВР да бъде независим държавен орган, не посочва изрично по-подробните изисквания за независимост, заложи в Третия пакет (т.е. че регулаторът не трябва да иска или да получава преки инструкции от правителството или от друг публичен или частен субект, трябва да действа независимо от всякакви пазарни интереси и да взема самостоятелни решения). Принципът на независимо вземане на решения и изпълнение на задачите от страна на регулатора е в основата на Третия пакет. Правителството, както и другите държавни органи, трябва да се въздържат от формулирането на каквито и да било инструкции до ДКЕВР за решенията, които тя трябва или не трябва да вземе в изпълнение на правомощията си. Освен това, въпреки че Законът за енергетиката предвижда, че членовете на Комисията, на ДКЕВР ще се избират и освобождават от правителството, той не установява процедура, която трябва да се следва при назначаване и освобождаване от длъжност. Следователно няма гаранции, че процесът ще бъде прозрачен и ще гарантира независимостта на регулатора.

Важността от наличието на подходящи капацитет и независимост на ДКЕВР наскоро предизвика активни публични дискусии в контекста на разследванията и процедурите му, свързани с операторите на разпределителната мрежа и крайните снабдители.

Регулаторният орган трябва да инвестира в изграждането на доверие във всички заинтересовани страни. Важно е ДКЕВР отговаря на изискванията за справедливи процедури и прозрачност в процеса на вземане на решения, например чрез информиране на заинтересованите страни за предстоящи консултации достатъчно рано и осигуряване на адекватна информация, за да се даде възможност за активното им участие.

iv. Национален орган за конкуренцията

Националният орган по конкуренцията (КЗК) има бюджет от 3,7 милиона лева за 2013 г. и около 120 служители. КЗК има три отдела (i) антитръстове и сливания (около 40 души персонал), (ii) възлагане на обществени поръчки, и (iii) нелоялни търговски практики.

През 2010 г. КЗК откри секторно проучване за преноса и доставките на газ. На 27 март 2013 г. КЗК обяви, че обхватът на проучването на сектора е разширен така че да обхване също така пазарите за производство, търговията, преноса и доставката на електрическа енергия; разследването ще включва прозрачността в ценообразуването и вертикалните взаимоотношения в сектора, както и въпроси, произтичащи от прилагането на Третия

енергиен пакет.

v. Отделяне на операторите на преносни системи

Съгласно законодателството на ЕС, операторите на преносните мрежи за природен газ и електроенергия трябва да се отделят и да бъдат независими от предприятия, свързани с дейностите по производство и доставка. Този процес на отделяне е по-напреднал в сектора на природния газ и в ДКЕВР е в процес сертифицирането на оператора на преносни системи Булгартрансгаз ЕАД.

Процесът на отделяне в електроенергийния сектор се развива по-бавно. Корпоративното реструктуриране на БЕХ е в ход, но все още няма официално заявление от ЕСО за сертифициране като отделен оператор на преносни системи.

България планира да приложи модела на независим преносен оператор (НПО) за ЕСО. Въпреки това, при модела НПО е от съществено значение, че ЕСО е собственик на всички активи за дейността по пренос, включително преносната система. По този начин има гаранции, че може да извършва своите функции независимо от вертикално интегрираното предприятие във финансово отношение. Изглежда, че до сега такива достатъчни ресурси не са гарантирани на ЕСО. Освен това, моделът НПО в Третия пакет включва постоянен надзор от страна на регулатора. Това може да бъде предизвикателство, като се имат предвид недостатъците във финансовия и човешкия капацитет на регулаторния орган и неговата независимост.

6 Потребителите и гражданското общество

Доверието на потребителите както към участниците в енергийния сектор, така и към българските власти е ниско. На потребителските организации им липсва прозрачност и реален диалог с МИЕТ, ДКЕВР и предприятията.

Въпреки скорошния напредък, не всички права на потребителите, предвидени в законодателството на ЕС, са гарантирани в България като следствие от липсата на пълното транспониране на законодателството от третия пакет.

Схемата за защита на уязвимите клиенти, все още не е пълна и не изглежда ефективна. Регулираните цени на дребно, се прилагат за всички частни клиенти, без разлика.

2. ПРЕПОРЪКИ

На базата на нашия анализ на българския енергиен сектор въз основа на искане от страна на българското правителство, не съществува "сребърен куршум" за поправяне на ситуацията за един ден. Изглежда, че е необходима комбинация от краткосрочни и дългосрочни реформи по-специално изцяло в сектора на електроенергията, но също така и в секторите на топлоенергията и газта. Докато лесните печалби за публичните и частните инвеститори трябва да се избягва за да се контролират сметките за енергия, важно е също така да не се подкопае инвестиционния климат в България чрез мерки, които са или могат да бъдат възприемани като произволни или импровизирани.

На този фон е важно, че българското правителство създава и комуникира ясен цялостен план за енергийната политика, поставящ намерението за индивидуални мерки за реформа в перспектива, показвайки колко необходими са те за осигуряването на България с икономически и екологично устойчиво енергийно бъдеще и посочвайки начина, по който

усилията са разпределени върху всички заинтересовани лица (български и чуждестранни, промишленост и потребители, предприятия и държавни органи) по един справедлив начин.

Краткосрочно (времеви хоризонт от 3 до 9 месеца)

1. **Възлага извършването на независим анализ за адекватността на производството** в бъдеще, като се вземат предвид възможните сценарии за търсенето, сценариите за внос и износ, както и необходимостта да се гарантира надеждността на системата (включително гъвкав резерв за непостоянна вятърна и слънчева енергия) и да разгледа **евентуалното извеждане от експлоатация на отделните централи** като се вземе предвид тяхната икономическа ефективност, очакван срок на експлоатация, спазването на екологичните показатели, особено съответствие с минималните стандарти на околната среда(13), тяхното въздействие и, когато е уместно, неспазване на стандартите за качество на околната среда и междинните тавани за емисии, предвидени в Договора за присъединяване; правата и законните очаквания на техните собственици и въздействието върху стабилността на системата.
2. **Да се осигури персонал и ресурси на ДКЕВР в съответствие с нейните задачи и отговорности**, по специално:
 - да се назначи нов управителен съвет на базата на прозрачни и обективни процедури за подбор и добре идентифицирани изисквания за компетентност;
 - да се гарантира увеличаването на бюджета на ДКЕВР до подходящо равнище, съобразно нейните отговорности и задължения;
 - да се използва структурните фондове на ЕС за изграждане на административен капацитет на ДКЕВР;
 - да се използват възможностите, предлагани от ЕБВР и други международни институции и организации, за да се реализират програми за изграждане на капацитет за ДКЕВР (туининг проекти с чуждестранни НРО, помощ от консултанти, програми за обучение и командироване на персонал и т.н.)
3. **Да се подобри регулаторната рамка и нейното прилагане**, по-специално
 - напълно да се транспонират Директивите за третия пакет. Да се обмисли ранното прилагане на Директивата за енергийната ефективност.
 - да се разработят прозрачни и справедливи правила за балансиране и ограничаване в съответствие със законодателството на ЕС.
 - да се преразгледат съществуващите допълнителни такси за да се гарантира, че те са не-дискриминационни, икономически целесъобразни, и че предизвикват изкуствени бариери за износа.
 - да се преразгледа размера на необходимите студени резерви, с цел да се избегне ненужен резервен капацитет. Да се задължи ЕСО да закупи всички студени резерви чрез открити и прозрачни тръжни процедури.
 - да се гарантира, че тарифната за достъп до електропреносната мрежа за възобновяеми енергийни източници се прилага справедливо.
 - да се изменят законовите разпоредби, които в момента дават на регулатора правото да коригира тарифата за доставка за ВЕИ по всяко време, с оглед на създаването на прозрачна и стабилна времева рамка за тази корекция (например на всеки 3 месеца, на всеки 6 месеца и т.н.).

(13) С оглед по-специално на факта, че Директивата за промишлените емисии, приложима към съществуващите инсталации от 1 януари 2016 г., съдържа значително по-строги разпоредби, отколкото Директивата за големите горивни инсталации.

- да се гарантира подходящ мониторинг на инсталираните централи за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (промишлени и топлофикационни), така че да се поддържа висока ефективност по време на работа.
- да се гарантира, че подкрепата за централите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия отговаря на критериите за висока ефективност, заложен в националното законодателство и в законодателството на ЕС.
- да се гарантира, че енергийните мощности са съобразени със счетоводните правила, предвидени в Третия енергиен пакет.

4. **Да се завършат и засилят мерките за защита на уязвимите клиенти** чрез разработване на една добре насочена, по-адекватна и ефективна подкрепа. Това може да включва пряка финансова подкрепа за уязвимите потребители за им се даде възможност за покриване тяхната енергия на пазарни цени и/или мерки за подпомагане на енергийната ефективност за тези конкретни групи клиенти. Ако като средство са избрани социални тарифи, те трябва да се ограничат само до уязвимите потребители и не трябва да накърняват конкуренцията на дребно.
5. **Да се улесни износа на електроенергия**
 - да се проучат възможностите за структурно сътрудничество с Турция, включително евентуална специална линия за високо напрежение от Марица Изток до турската мрежа;
 - да се определят ясни и прозрачни условия, при които форсмажорни събития може да доведат до ограничаване на трансграничния обмен. Обхвата на такива сценарии да се поддържа минимален.
6. **Да се ускори отделянето на операторите на преносни системи на електроенергия, ЕСО, и да се обмисли по-радикалното отделяне на операторите на преносни мрежи за природен газ и електроенергия, като се извадят от БЕХ** (т.е. да извършат отделяне на собствеността). Единият вариант е да се прехвърли контрола върху ОПС на министъра на финансите, като в същото време БЕХ ще остане под контрола на министъра на енергетиката. Подобно разделяне ще трябва да да се въведе на ниво администрации. Едно такова пълно разделяне ще засили независимостта на оператора на преносната система, ще помогне за изграждане на доверие в участниците на пазара и ще запази ОПС обособен финансово от останалата част от дейността на БЕХ. И накрая, това ще улесни регулаторния надзор в сравнение с по-сложния модел на НПО, който понастоящем се предвижда.
7. **Да се регулира задължението на НЕК да изкупува спрямо реалното търсене в регулирания сегмент на пазара.** По-специално:
 - да се намали квотата, като се започне с електроцентралите с най-високите пределни разходи и най-високите емисии;
 - да се ограничи задължението за изкупуване на НЕК за промишлени комбинирани производства на топлинна и електроенергия до нетното им производство на излишък, напр. обемът на електроенергия, който произвеждат минус обема на консумираната електроенергия в съответното промишленото предприятие;
 - да се направи опис на възобновяемите инсталации, които са получили преки субсидии за покриване на (част от) техните разходи за монтаж, както и да се направи оценка на тяхната пригодност за други схеми за подпомагане;
 - да се направи оценка на възможността за предоговаряне на съществуващите споразумения за изкупуване на енергия и да се стимулират производителите да продават част от продукцията си на свободния пазар.

8. **Да се прецени използването на фискални мерки** за финансиране на част от системата за разходи пряко от държавния бюджет в съответствие с правилата за държавните помощи и при зачитане на политическите ангажменти на ЕС за постепенно премахване на субсидиите за изкопаеми горива, и да се избегне, доколкото е възможно финансирането на невъзвръщаеми разходи чрез сметки на потребителите.

Средносрочно (от 1 до 3 години)

1. **Да се осигури достатъчен брой участници на свободния пазар, както на предлагането, така и на търсенето, за се даде възможност за ефективна конкуренция. На този фон:**

- **да улесни създаването на нови участници - доставчици на мощности, които да могат да се конкурират при пазарни условия с БЕХ на свободния пазар.** Да се обмисли в това отношение възможността да се даде на новите участници достъп до производство на електроенергия на ниска ценова база, например чрез договорености за виртуални електроцентрали за ядрена енергия, както и възможна продажба на някои от водноелектрическите централи на БЕХ и/или конкурентно възлагане на водноелектрически лицензии .

- **да се обмисли налагането на квота за големите продавачи (и потенциално големи купувачи) на енергия на българския пазар и им възложи да продават/купуват минимални количества на свободния пазар.**

2. **Да се създаде място за организирана търговия** за управление и балансиране на пазарите в рамките на деня и в рамките на следващия ден. Да се потърсиот специализирана организация за най-доброто устройство на борсата за електроенергия. Алтернативно, да се проучи заедно с всички съответни заинтересовани страни, възможността за продажба на българска електроенергия на съществуващите енергийни борси в съседните страни. За да се гарантира достатъчна дълбочина, да се обмисли налагането на квота на (някои) купувачи и продавачи да търгуват с минимални обеми на борсата.

3. **Да се ускори съединяването на българския пазар на електроенергия** със съседните пазари на електроенергия и да се въведе имплицитно разпределение на капацитета на границите.

4. **Да се реформира модела на единствения купувач:** първо, се даде възможност на ДКЕВР да определя цените, отразяващи разходите на един ефективен оператор за всеки доставчик и технология. В по-дългосрочен план да се премине към диспечирание на базата на предимство по ред.

5. **Да се преразгледат инструментите за подкрепа на възобновяемата енергия** в съответствие с насоките, които се планира Европейската комисия да предостави през 3-тото тримесечие на 2013 г. Да се гарантира, че възобновяемите енергийни източници постепенно се интегрират в пазара. Да се гарантира, че таксите за мрежата и балансиране на възобновяемите енергийни източници са пропорционални и недискриминационни. Да се мигрира към система за премия за доставка след като пазарът започне да функционира правилно; да се обмисли механизъм, който да увеличи ефективността на разходите за подкрепата.

6. **Да се разработи подробна пътна карта за постепенното премахване на регулираните цени на дребно,** въз основа на развитието на един добре функциониращ и конкурентен пазар на едро, и като се вземат предвид специфичните

нужди на защита на уязвимите клиенти. Като част от пътната карта, да се работи за премахване на кръстосаното субсидиране между отделните групи клиенти и между електро и топлоенергия.

7. Да се разработи **подробна стратегия за повишаване на енергийната ефективност** в рамките на стойностната верига. Като част от тази стратегия:

- Да се развият Кохезионните фондове; да се използва споразумение за партньорство и съответните оперативни програми с оглед на необходимостта от справяне с високата енергийна интензивност на страната, по-специално насочени към обновяването на сгради, модернизация на топлофикациите, и когато е уместно, да предостави стимули за повишаване на енергийната ефективност за МСП и големите индустрии.
- Да се разработи силна правна рамка (вероятно чрез засилване на ролята на сдруженията на собствениците, налагане на строителните разпоредби) и рамка за финансова подкрепа (като се използват безвъзмездни средства, предназначени за най-уязвимите и финансов инженеринг за останалите) за обновяване на сградния фонд.
- Да се ускори модернизацията на топлофикационната мрежа и производството на енергия също и чрез използване на кохезионните фондове и други източници (например фондове за извеждане от експлоатация, ЕИБ, ЕБВР, финансиране от СБ)
- Да се разработят прозрачни и лесни за разбиране правила за изчисляване на сметките за централно отопление
- Да се извърши цялостна оценка на потенциала за прилагане на високоефективна когенерация и на ефективни топлофикационни и охладителни системи и разработване на дългосрочен план за това как трябва да се използват, така че да се гарантира увереност по отношение на инвестициите.

8. Да се разработи **газопреносната, разпределителната и складова инфраструктура** и да продължат усилията за насърчаване на конкуренцията на пазара на газ. По-специално,

- Да продължи подкрепата на проекти за газопроводи, които допринасят за диверсификацията на доставките на природен газ (например Набуко).
- Да се осигури физическа връзка между съществуващите транзитни газопроводи и националната преносна мрежа.
- Да се предоставят лицензи за конвенционално и неконвенционално проучване за добив и производство на газ по открит и прозрачен начин, с дължимото внимание на въздействието върху околната среда и рисковете.
- Да се проучи възможността за развитие на местните разпределителни мрежи, например в района на София.

Долуподписаната Светлана Иванова Гечева удостоверявам, че преводът от английски език на приложения документ е извършен от мен и е верен с оригинала. Преводът се състои от 13 страници.

Подпис: _____