

ГОДИШЕН РЕГИОНАЛЕН ФОРУМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН ПАЗАР, ИНФРАСТРУКТУРА И УСЛУГИ

"ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯТ ПАЗАР В БЪЛГАРИЯ...10 ГОДИНИ ПО-КЪСНО"

24.09.2014, София

Развитие на пазарния модел - ретроспекция (1)

- ✓ 2002 г. - избор пазарен модел, базиран на двустранни договори и БП
- ✓ 2003 г. – нов ЗЕ и зелена светлина за смяна на пазарния модел
- ✓ 2004 г. – приемане на пакет документи за пазара и първи сделки
- ✓ Характерни особености („уникалност“) на българския пазарен модел:
 - поетапното му отваряне посредством квоти на производителите за свободен пазар (преди 01.07.2007 г., след това регулирани квоти)
 - противоречива (невъзможна?) комбинация между почасови договори на свободен пазар и централизиран диспечинг на регулиран – БП обслужва само свободен пазар (до 01.06.2014!)
 - закъсняло и неправилно разделяне на вертикално-интегрираните доминиращи участници – съвместяване на лицензии за потенциално конкурентни дейности с лицензии за „естествен монопол“ в рамките на едно юридическо лице или холдингова структура (води до липса на прозрачност, неравнопоставеност и дискриминация)
 - липса на пазар „ден напред“ (до момента)

Развитие на пазарния модел - ретроспекция (2)

- ✓ 2005 г. – план за действие за въвеждане на БГ със срок пролетта на 2006 г. (6 г. преди ефективното въвеждане)
- ✓ 2007 г. – отваряне на границите и първи търгове за транс-гранични капацитети
- ✓ 2012 – въвеждане на стандартни БГ и отпадане на индивидуалното балансиране на участниците
- ✓ 2013 – електропреносната мрежа става част от активите на ЕСО
- ✓ 2014 г. – въвеждане на специални БГ и балансиране на двата сегмента на пазара с последващи резултати:
 - драстично увеличение на разходите за балансиране
 - липса на плавен преход от БП с административни цени към пазарно-базирано ценообразуване на балансиращата енергия
 - непрозрачно ценообразуване от страна на координаторите на специални балансиращи групи – невъзможност за оценка на риска от небаланси

Основни недостатъци на балансиращия механизъм

- ✓ Пропуск в нормативната уредба по отношение на контрола върху цените на предложенията за регулиране на балансиращия пазар; в момента няма никакви ограничения за доставчиците на балансираща енергия, което им позволява да подават цени неколккратно по-високи от себестойността на енергията от съответния източник
- ✓ Недостатък в математическия алгоритъм за определяне на служебните цени в Правилата за търговия (частично коригиран от решението на ДКЕВР от 01.08)
- ✓ Въвеждането на балансиране на специалните балансиращи групи с ВЕИ в състава си, води до „изкуствено“ увеличаване на небалансите, поради „коригиране“ (ограничаване) на техните графици от НЕК, което допълнително влошава цените на небаланси
- ✓ Липсата на плавен преход от административно управляван БП към пазарно-базирано ценообразуване – неподготвеност на участниците, опити за манипулиране, ценови спекулации

Изводи

- ✓ Регулиране на цените на източниците на балансираща енергия в разумни граници и ефективно работещ механизъм за ценообразуване на БП ще осигури на търговските участници възможност да управляват ценовия риск от разходите за балансиране
- ✓ С оглед на ранния етап от развитието на балансиращия пазар в България (3 месеца от въвеждане на пазарно-ориентирано ценообразуване), е необходимо да има стриктен контрол и мониторинг върху работата му, за да се избегнат злоупотреби от страна на доминиращи участници, както и непредвидими ценови аномалии
- ✓ Друг фундаментален въпрос, който до голяма степен засяга работата на балансиращия пазар, е балансирането на ВЕИ - поради липсата на алтернативна система за изкупуване на „зелената“ енергия чрез зелени сертификати (бонуси), проблемът с диспечирането на ВЕИ производителите се задълбочава все повече и е необходимо да се изгради нова концепция за управлението и балансирането на този тип производство, която да залегне в нормативната уредба