



RIFORMA DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA: QUANDO IL RIMEDIO PUÒ ESSERE PEGGIO DEL MALE

di Clara Poletti

Con il cosiddetto Decreto Legge anti-crisi dello scorso 29 novembre il governo ha tentato, tra l'altro, di affrontare il problema degli alti prezzi dell'energia elettrica dell'Italia rispetto agli altri principali paesi europei. L'intervento rischia tuttavia di essere inutile, se non controproducente. Da un lato infatti non affronta i problemi strutturali che caratterizzano l'offerta di energia elettrica e, dall'altro, introduce incertezza per gli operatori, con potenziali impatti negativi sulle decisioni di entrata di nuovi concorrenti. Prima di entrare nel dettaglio della norma è opportuno precisare come il contenuto stesso del DL nella parte relativa ai mercati elettrici sia ambiguo e mal formulato. Questo rende difficile valutarne l'impatto e introduce ulteriori elementi di incertezza, che non aiutano di certo il mercato, specialmente in questa parte dell'anno, in cui tradizionalmente si chiudono le ultime contrattazioni per l'anno successivo.

Il DL attua due tipi di intervento: da un lato modifica le regole di funzionamento della cosiddetta Borsa elettrica e degli altri mercati organizzati a questa collegati e, dall'altro, assegna all'Autorità di regolamentazione settoriale (AEEG) specifici poteri di intervento in tali mercati ai fini della tutela della concorrenza. Per quanto riguarda il funzionamento della Borsa elettrica, il DL prevede che il Ministro dello Sviluppo Economico, sentita l'AEEG, modifichi la disciplina del mercato elettrico in modo che il prezzo dell'energia elettrica sia "determinato in base ai diversi prezzi di vendita offerti, in modo vincolante, da ciascuna azienda e accettati dal gestore del mercato elettrico, con precedenza per le forniture offerte ai prezzi più bassi fino al completo soddisfacimento della domanda" (art. 3, comma 10). Questa previsione, interpretata in maniera letterale, potrebbe essere compatibile con l'attuale funzionamento del mercato, in cui i produttori presentano al gestore del mercato, la società GME Spa, offerte di vendita che vengono ordinate in funzione del prezzo. La curva d'offerta così ottenuta viene incrociata con la curva di domanda per trovare l'equilibrio: i produttori ricevono, indipendentemente dal prezzo di vendita (bid) dichiarato, il prezzo di equilibrio risultante dall'incrocio tra domanda ed offerta. Questa è la sostanza del cosiddetto *system marginal price*. Niente di nuovo sotto il sole, dunque? In realtà, molto probabilmente con questo comma il governo ha inteso modificare il tipo di asta che il gestore del mercato realizza per selezionare le offerte di vendita e quelle di acquisto nella borsa elettrica. Si tratta di una polemica di vecchia data tra chi sostiene che non sia giusto pagare anche alle unità di produzione con costi marginali più bassi, quali quelle idroelettriche e quelle a carbone, lo stesso prezzo riconosciuto alle centrali alimentate a gas e ad olio. Insomma, il vecchio sogno del regolatore che vorrebbe fare discriminazione di prezzo lungo la curva d'offerta, dando "a ciascuno il suo". Da qui il passaggio ad un diverso sistema di asta, in cui ciascun produttore selezionato riceve un prezzo pari alla propria offerta e non, come è oggi, il prezzo corrispondente all'incrocio tra domanda ed offerta (cosiddetto *pay as bid*). Con il *pay as bid*, si dice, il prezzo medio pagato dai consumatori si abbasserebbe perché a ciascun produttore verrebbe riconosciuto un prezzo pari al proprio costo di produzione, più basso per il carbone e più alto per il gas e l'olio. Il punto debole di questo ragionamento sta, evidentemente, nell'assunzione che i produttori non modifichino le proprie strategie di offerta al variare del sistema d'asta. In un mercato *pay as bid* i produttori non offrirebbero certo un prezzo pari ai propri costi variabili perché questo non consentirebbe loro di coprire i costi fissi.

Al di là dei dettagli tecnici sulle possibili modalità di implementazione del nuovo sistema, una notazione resta comunque valida: la borsa elettrica ed il disegno delle norme che la governano non possono essere assunte né come causa né, tanto meno, come soluzione ai problemi strutturali che caratterizzano l'offerta di energia elettrica in Italia. Questo deve rimanere un punto fermo nelle necessarie riflessioni sulla concorrenzialità del nostro mercato.

Il DL non tocca solo la borsa elettrica ma anche il mercato organizzato gestito dal gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna Spa, per l'approvvigionamento delle risorse necessarie ad assicurare l'equilibrio fisico del sistema elettrico e la sua gestione in sicurezza. Al "Mercato per i servizi di dispacciamento" (MSD) partecipano i produttori con centrali di taglia medio-grande. Proprio per la funzione svolta, questo mercato opera fino in prossimità del

cosiddetto “tempo reale”, in modo che Terna possa seguire la dinamica del sistema elettrico, mantenendolo in equilibrio. Il mercato per i servizi di dispacciamento è caratterizzato da situazioni strutturali di forte potere di mercato locale e presenta prezzi molto elevati. Per risolvere questi problemi, il DL sembra prevedere due tipi di misure. La prima impone dei vincoli ai prezzi offerti nel MSD da quelli che il DL stesso chiama “impianti essenziali”, dai quali Terna deve approvvigionarsi per mantenere in equilibrio il sistema elettrico. Questi impianti dovranno offrire un prezzo pari a quello offerto “il giorno prima”. In questa parte la norma è veramente oscura e mal scritta, ma l’obiettivo sembra essere quello di esportare verso il mercato per il servizio di dispacciamento la presunta concorrenzialità della Borsa. I due mercati sono infatti temporalmente uno successivo all’altro. Una soluzione che va nella direzione sbagliata, rendendo ancora più opaco un mercato che invece richiederebbe una ristrutturazione che separi i diversi servizi forniti dai produttori, consentendo una valorizzazione diversa per ciascuno di loro. Questo, tra l’altro faciliterebbe il monitoraggio del mercato e fornirebbe segnali di prezzo più trasparenti per guidare i nuovi investimenti.

La seconda misura assegna all’AEEG il potere di intervenire nel mercato, dopo che le offerte sono state presentate, ogniqualvolta “gli impianti continuano a non operare in piena concorrenza” (cosa vorrà mai dire?). In tal caso l’AEEG determina in via amministrativa la remunerazione da riconoscere ai produttori per i servizi offerti, in luogo del prezzo da questi offerto nel mercato. Tale remunerazione deve essere determinata “in modo da assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema ed un’equa copertura dei costi dei produttori”.

Ancora una volta, al di là delle possibili interpretazioni, a cui sono connessi altrettanti scenari più o meno foschi, resta un dato di fatto: si sta rinunciando ad avere un mercato, a termine o spot che sia, di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento per andare verso un sistema che potremmo chiamare “concordato”, in cui il regolatore e gli operatori trovano un accordo su quale possa essere considerato un prezzo “giusto”. Questo non potrà che svantaggiare i piccoli ed i potenziali entranti. D’altro canto non si può negare l’urgenza di intervenire sul dispacciamento, identificando le posizioni di dominanza e riconoscendo anche la necessità di regolare direttamente gli impianti produzione che di fatto operano in condizioni di monopolio locale, data la propria localizzazione sulla rete o le proprie caratteristiche tecniche. Altri Paesi hanno affrontato il problema, senza però uccidere il mercato: prendiamo spunto da loro.

Un’ultima nota finale: l’Italia è l’unico Paese in cui riforme con impatto potenzialmente assai elevato, che in altri paesi avvengono dopo discussioni e dibattiti pubblici di mesi, vengono decise over-night e comunicate al pubblico nella forma di un DL. Attendiamo ora la conversione del decreto, fiduciosi che le possibili interpretazioni della norma da noi paventate saranno smentite dai fatti.