

Homepage - Valeria Termini

Dal secondo rapporto Acer/Ceer emergono divergenze ancora significative tra i vari paesi europei nei prezzi al dettaglio di elettricità e gas. Quali sono, a livello generale, le principali ragioni di queste disparità?

Il principale obiettivo del secondo Rapporto annuale Acer/Ceer è valutare l'attuazione del Terzo Pacchetto. Sintetizza i risultati raggiunti e fornisce spunti di riflessione su possibili miglioramenti per rafforzare il processo di liberalizzazione e convergenza verso il mercato interno dell'energia previsto per il 2014.

In questo ambito si inquadra anche l'analisi dei prezzi al dettaglio di elettricità e gas nei Paesi membri, che evidenzia omogeneità e differenze tra i mercati nazionali. In questa chiave si deve leggere dunque il primo rilievo, che evidenzia come la maggior parte dei paesi abbia registrato nel 2012 un sostenuto aumento dei prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici (in media un aumento del 4,6%), guidato perlopiù dall'incremento delle componenti di natura fiscale e parafiscale. In questo ambito tuttavia le differenze tra i Paesi membri rilevano: in alcuni il peso della fiscalità e degli oneri di sistema sono meno incisivi, ad esempio nel Regno Unito (circa il 5%), in Irlanda e in Belgio (entrambi inferiori al 15%); mentre in Germania e in Danimarca questa componente raggiunge quasi il 60% e in Portogallo ha un peso di oltre il 40% (dati Eurostat). In Italia la bolletta dell'energia elettrica è determinata per circa un terzo da imposte e oneri generali di sistema che esulano dall'azione dell'Autorità e del mercato (il peso di questa componente sulla spesa complessiva è lievitato dal 2009 a oggi dal 7% a quasi il 18% ovvero da 33 a 93 euro l'anno per il consumatore domestico). Cospicue, sommando l'incremento della fiscalità e parafiscalità alla componente di rete, arriviamo a un peso medio del 50% circa sul prezzo finale dell'elettricità al consumo -molto di questo aumento, come noto, è spiegato dai sussidi concessi per il sostegno delle fonti rinnovabili. Si intuisce facilmente come queste dinamiche lascino poco spazio al mercato. A questi elementi si aggiunge naturalmente la differenza storica nel mix delle fonti utilizzate dai diversi paesi, che impatta sul prezzo all'ingrosso dell'energia.

Si sta facendo qualcosa per ridurre queste disparità?

Alcuni segnali positivi e concreti ci sono. In Italia, in particolare, spicca la riduzione del divario di prezzi del gas all'ingrosso con il resto d'Europa: era di oltre il 20% nel 2011, oggi si è quasi annullato. In un contesto di calo della domanda e maggiore disponibilità di gas, questo è stato possibile grazie alla progettualità della regolazione europea e nazionale. La riforma del gas attuata dall'Autorità in Italia ha consentito di trasferire ai consumatori i benefici della riduzione dei prezzi all'ingrosso, con un cambiamento

strutturale. Per le famiglie cioè si è concretizzato in una diminuzione del prezzo del gas del 7,8% tra aprile e dicembre nel 2013 e in nessun aumento a gennaio.

A livello europeo, sono tuttavia auspicabili ulteriori sforzi. In particolare nel settore del gas al fine di consolidare l'apprezzabile progresso nella liquidità degli hub va finalizzata l'attuazione dei meccanismi di soluzione delle congestioni, principalmente contrattuali. Con riferimento invece al settore elettrico, il market coupling facilita la convergenza dei prezzi; ulteriori sforzi sono tuttavia auspicabili sui mercati intraday per rendere le fonti rinnovabili veri e propri soggetti di mercato. Come correttamente evidenzia Acer, infine, in questo settore il fenomeno crescente dei cosiddetti "flussi non previsti" in alcune parti d'Europa costituisce una importante barriera all'integrazione, riducendo l'efficienza del mercato e comportando aumenti nei prezzi.

L'intermittenza della generazione da fonti di energia rinnovabili rimane un'importante sfida da affrontare. In che maniera la completa implementazione dell'Electricity Target Model potrebbe rispondere a queste criticità?

Il target model è stato pensato per favorire il trading all'ingrosso dell'energia elettrica e permettere agli operatori di bilanciare i propri portafogli di acquisto/vendita molto a ridosso del periodo di consegna, così da ridurre le incertezze dovute alla difficoltà di previsione della generazione, in particolare di quella intermittente delle nuove fonti rinnovabili, e del consumo.

Tuttavia, il target model si basa su modelli di rete molto semplificati che non sono in grado di intercettare le specificità del sistema elettrico europeo e, in particolare, dell'intermittenza delle rinnovabili. I gestori dei sistemi di trasmissione devono organizzarsi in un processo parallelo per garantire i margini necessari alla gestione in sicurezza della rete. Molto è lasciato alla fase implementativa. Per esempio, la definizione delle future zone di mercato in Europa, l'introduzione di segnali di prezzo efficienti nel mercato all'ingrosso e in quello del bilanciamento, la responsabilizzazione degli operatori nei confronti dei costi/benefici che causano sul sistema sono tutti elementi che dovranno essere rivisti per concorrere ad una migliore gestione a livello locale del sistema elettrico e contribuire alle sfide nella gestione dell'intermittenza delle fonti rinnovabili.

E a livello nazionale?

A livello nazionale abbiamo lavorato per modificare il quadro regolatorio e accompagnare il profondo e rapidissimo cambiamento del sistema elettrico richiesto dallo sviluppo delle nuove fonti rinnovabili. L'azione dell'Autorità è stata focalizzata sugli aspetti tecnici delle regole di connessione e i servizi di rete che nel tempo anche le fonti rinnovabili intermittenti sono state chiamate a fornire. L'attenzione, adesso si sta concentrando

sull'integrazione di queste fonti nel mercato. Tra i vari interventi abbiamo avviato da tempo un processo per responsabilizzare gradualmente i produttori di energia da fonti intermittenti al rispetto dei programmi di produzione attraverso l'applicazione della disciplina degli sbilanciamenti; abbiamo disposto un processo di consultazione sull'evoluzione del servizio di dispacciamento e le esigenze del sistema elettrico caratterizzato da un'alta penetrazione delle fonti intermittenti. Possiamo quindi ritenere che su questi temi l'Italia sia stata anticipatrice di problemi e soluzioni che sono attualmente affrontate sui tavoli europei dove la Commissione, ACER e ENTSOE sono impegnati nello sviluppo dei futuri regolamenti di connessione dei produttori alla rete, per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e sul mercato di bilanciamento. L'Autorità è seduta a questi tavoli e partecipa attivamente alle attività di sviluppo dei nuovi regolamenti europei.

E l'altrettanto fondamentale tema delle 'smart grid' andrebbe altresì affrontato a livello comunitario per trovare maggiori sinergie?

Il problema delle "reti intelligenti" è assai complesso. A livello comunitario, inoltre, si tratta di far convergere quadri regolatori e istituzionali che sono tra loro molto diversi, ancor più a livello locale. Un numero crescente di paesi europei si è dotato di piani d'azione e di progetti dimostrativi di smart grid; tuttavia, gli stadi di sviluppo e gli approcci regolatori sono distanti, sia per le differenze strutturali e normative rispetto al perimetro delle attività regolate, sia per le differenze fra i principali attori in causa, le società di distribuzione. In Germania, Austria e nei paesi nordici, ad esempio, le imprese distributrici sono molto frammentate mentre in Italia e in Francia c'è un distributore quasi-nazionale (Enel distribuzione e ERDF in Francia) e numerosi distributori municipali. In Gran Bretagna e in Spagna vi sono pochi grandi distributori mentre in Portogallo e in alcuni Paesi dell'Est i distributori sono imprese nazionali.

Nonostante ciò, la collaborazione europea su questo fronte è importante per la condivisione di principi guida, lo scambio di best practices e lo sviluppo graduale di standard tecnici e commerciali. Per i Regolatori, le smart grids sono un tema sfidante, poiché si richiede dalle imprese distributrici un forte cambiamento di ruolo, con grande flessibilità e capacità di visione strategica. In questa direzione, un segnale importante è l'apertura da parte del CEER, il Consiglio dei Regolatori europei dell'energia di un gruppo di lavoro che AEEG presiede con il regolatore irlandese, che studia come adattare la regolazione in modo coerente al nuovo contesto in cui opereranno i distributori, in una visione strategica di medio-lungo termine.

In che modo si sta sviluppando la cooperazione tra diverse Autorità nell'ambito dell'Acet? Quali sono stati i risultati più significativi raggiunti lo scorso anno?

La cooperazione delle autorità di regolazione in sede ACER sta funzionando

bene. La maggior parte delle attività dell'Agenzia sono sviluppate in stretta collaborazione con le autorità nazionali che sono così chiamate a convergere su tematiche di portata sovranazionale. In breve tempo sono state portati a compimento meccanismi tecnici di regolazione che hanno avuto un impatto travolgente per l'apertura dei mercati nazionali. Nel settore elettrico, un risultato importante dell'attività di ACER dello scorso anno è il codice di rete per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni, pietra angolare per l'implementazione del market coupling prevista per la fine del 2014.

Nel settore del gas naturale, vorrei richiamare l'impatto dei nuovi codici per l'allocazione della capacità nei gasdotti transfrontalieri e per il bilanciamento, fondamentali nel disegnare il nuovo mercato integrato europeo, che alcuni paesi hanno quest'anno attivato sperimentalmente su base volontaria.

Un altro fronte attivo per ACER e i regolatori è stato nel 2013 quello delle infrastrutture per la definizione dei progetti di interesse comunitario.

Queste iniziative beneficeranno di una particolare attenzione in termini di canali accelerati per l'ottenimento delle autorizzazioni alla realizzazione e di accesso ai fondi comunitari. Anche in questo ambito il lavoro da fare è complesso, poiché richiede meccanismi regolatori condivisi per la condivisione dei costi di realizzazione di infrastrutture tra gli Stati membri che beneficeranno dalla loro realizzazione oltre a regole chiare e trasparenti per consentire cofinanziamento pubblico e privato di investimenti di ammontare ingente e di lunghissimo periodo.

E' importante ricordare, infine, che una volta raggiunto l'accordo sul quadro regolatorio tra i paesi membri, resta il problema dell'aggiustamento dinamico della regolazione, per tener conto delle inevitabili esigenze di aggiustamento che sorgono nelle fasi attuative, come delle modifiche richieste dall'evoluzione del contesto strutturale di un settore che è attraversato da cambiamenti tecnologici straordinari.

di Francesco Russo

This text is provided for reference in word searches only

Source: <http://www.agienergia.it/Intervista.aspx?idd=303&id=69&ante=0>
