



PRESENTAZIONE DELLA RELAZIONE ANNUALE 2010 DEL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI

TAVOLA ROTONDA
L'IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL DISEGNO E SUL FUNZIONAMENTO
DEL MERCATO ELETTRICO

ROMA, 5 LUGLIO 2011
SALA LOYOLA
P.ZZA PILOTTA 4





PRESENTAZIONE DELLA RELAZIONE ANNUALE 2010 DEL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI

TAVOLA ROTONDA
L'IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL DISEGNO E SUL FUNZIONAMENTO
DEL MERCATO ELETTRICO

ROMA, 5 LUGLIO 2011
SALA LOYOLA
PIZZA PILOTTA 4



Guido Cervigni e Clara Poletti, IEFE Università Bocconi
Andrea Comisso, Autorità per l'energia elettrica e il gas¹

Giugno 2011

1 | Introduzione

Gli obiettivi di politica energetica della Commissione Europea, approvati nel pacchetto clima-energia dell'aprile 2009² (Direttiva 20/20/20), hanno fissato al 20 per cento la quota del consumo complessivo finale di energia che dovrà essere soddisfatto dalle fonti rinnovabili entro il 2020. Nel concreto questo obbligo si traduce in un aumento della quota di capacità di generazione europea da fonte rinnovabile del 30-35% nei prossimi dieci anni³. Sebbene questo ambizioso obiettivo sia ancora lontano dall'essere raggiunto, il crescente utilizzo delle fonti rinnovabili ha innescato un processo di ristrutturazione del *mix* produttivo di molti paesi europei, sollecitando un'ampia riflessione sulle problematiche derivanti dall'integrazione di questo tipo di fonti nel sistema elettrico⁴.

Il funzionamento dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica sarà influenzato dall'integrazione di queste forme di energia, caratterizzate da alcune peculiarità rispetto alle fonti fossili quali, ad esempio, il gas ed il carbone. Due sono, in particolare, gli elementi da tenere in considerazione. In primo luogo, l'intermittenza di fonti come il sole e il vento, da cui dipende la scarsa prevedibilità della produzione lontano dal tempo di consegna fisica dell'energia. In secondo luogo, la prevalenza dei costi fissi nella struttura dei costi.

Come conseguenza di questi cambiamenti, deve attendersi un aumento della volatilità dei prezzi *spot* e dei flussi di energia sulle reti. Le modalità di copertura dei costi dei generatori si modificheranno sensibilmente. Plausibilmente la gran parte dei nuovi generatori alimentati da fonti rinnovabili saranno realizzati nell'ambito di schemi regolatori che trasferiscano il rischio commerciale sui consumatori. Per quanto riguarda i generatori convenzionali, dato l'attuale disegno del mercato, ci si può aspettare che una quota crescente del loro reddito sarà ottenuta dalle vendite realizzate in un numero più contenuto di ore nelle quali i prezzi risulteranno potenzialmente assai elevati.

¹ Il presente articolo contiene osservazioni di carattere personale che non coinvolgono l'Autorità per l'energia elettrica e il gas

² Direttiva 2009/27/CE

³ L'obiettivo medio UE-27 e gli obiettivi quantitativi dei singoli stati membri sono contenuti nella Direttiva 2009/28/CE

⁴ Vedi, ad esempio, Hiroux C., Saguan M., "Large scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support scheme and market designs?" Energy Policy Volume 38 (2010) pp. 3135-3145 e, MacGill I., "Electricity market design for facilitating the integration of wind energy: Experience and prospects with Australian National Electricity Market" Energy Policy Volume 38 (2010) pp. 3180-3191

L'obiettivo di questa Nota è discutere possibili modelli organizzativi dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica che consentano un'efficiente integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato.

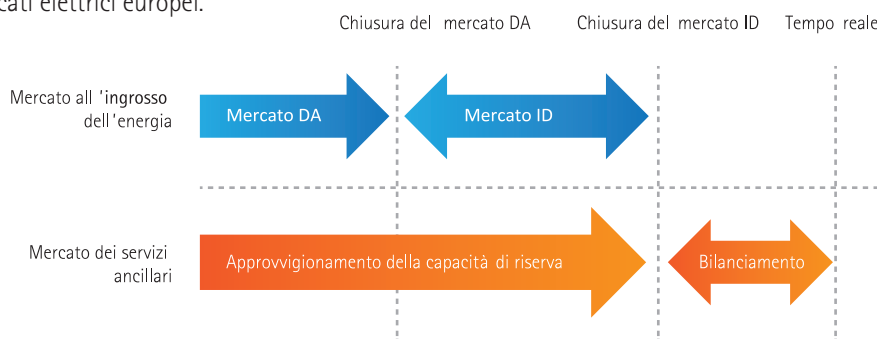
La Nota è organizzata in due parti, che discutono possibili linee di intervento complementari. La prima linea di intervento può essere interpretata nella direzione di un miglioramento degli istituti di mercato esistenti, finalizzato a fronteggiare la minore prevedibilità e la maggiore volatilità della produzione da fonti rinnovabili. La seconda linea di intervento è collegata al crescente ruolo dell'autorità pubblica nel guidare le decisioni di investimento nel settore della generazione elettrica da fonte rinnovabile.

2 | Il disegno di mercato elettrico che conosciamo sarà messo sotto pressione dallo sviluppo della generazione rinnovabile

2.1 | Il disegno tradizionale dei mercati elettrici all'ingrosso europei

Il disegno della maggior parte dei mercati elettrici europei è caratterizzato da una netta separazione tra i mercati *spot*, in cui gli operatori si scambiano energia tra loro, e i mercati in cui il Gestore del sistema acquista i servizi ancillari⁵ necessari a garantire la sicurezza del sistema. Tale segregazione è sia organizzativa – le due attività vengono infatti svolte su piattaforme diverse e secondo modalità in larga parte indipendenti – sia temporale. L'azione del Gestore del sistema inizia dopo che gli operatori del mercato hanno notificato le proprie intenzioni di immettere e prelevare energia elettrica al fine di onorare gli impegni sul mercato. Le attività del mercato si interrompono dal momento in cui il Gestore del sistema assume il controllo del dispacciamento.

La figura sottostante mostra le fasi temporali alla base del funzionamento dei principali mercati elettrici europei.



⁵ I servizi ancillari sono tutte le azioni svolte dal Gestore del sistema per garantire la sicurezza delle operazioni sulla rete elettrica

Il mercato *day-ahead* (DA) ha luogo nella giornata precedente a quella in cui avviene la consegna dell'energia scambiata. Mercati *intraday* (ID) si svolgono fino ad alcune ore prima della consegna. L'azione del Gestore del sistema, nell'approccio tradizionale, si concentra prevalentemente dopo la chiusura delle negoziazioni e fino al momento della consegna dell'energia (il "tempo reale"). Il Gestore del sistema chiama i generatori a modulare (in aumento o diminuzione) le proprie immissioni per risolvere eventuali congestioni di rete e per mantenere il sistema in equilibrio. Una seconda fase in cui opera il Gestore del sistema si svolge prima della chiusura delle contrattazioni sui mercati all'ingrosso e consiste nell'approvvigionamento di riserva di capacità da utilizzare nella fase di bilanciamento.

Nei sistemi elettrici tradizionali – con una forte presenza di generazione termo-elettrica e idroelettrica – la possibilità di prevedere e controllare le immissioni, e più in generale la relativa prevedibilità delle condizioni della domanda e di offerta con un certo anticipo rispetto al momento della consegna, ha fatto sì che la maggior parte degli scambi di energia si esaurisse nei mercati *day-ahead*. Nel disegno di mercato attuale la fase di bilanciamento è utilizzata dal Gestore del sistema per risolvere possibili squilibri del sistema dovuti principalmente a fuori servizio degli impianti e a relativamente modeste variazioni della domanda rispetto alle previsioni. Per lo stesso motivo, in un contesto di sostanziale prevedibilità gli acquisti di servizi ausiliari – e in particolare di capacità di riserva – possono avvenire in larga parte non lontano dal tempo reale.

2.2 | Gli effetti dell'incremento della produzione da fonte rinnovabile

La quota crescente di produzione rinnovabile intermittente mette pressione sulle logiche tradizionali di gestione del sistema elettrico e sulla corrispondente organizzazione del mercato. Due sono, in particolare, le caratteristiche tipiche delle rinnovabili che hanno un forte impatto sul disegno di mercato attuale: la scarsa prevedibilità della produzione lontano dal tempo reale e l'assenza di costi variabili nella struttura dei costi degli impianti di produzione rinnovabili.

La scarsa prevedibilità della produzione rinnovabile fino a pochi istanti prima della consegna dell'energia richiede una più elevata disponibilità di risorse da attivare vicino al tempo reale al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico.

La mancata produzione di energia elettrica dovuta all'improvvisa assenza di vento o sole in determinate zone e istanti del giorno deve, infatti, essere rimpiazzata dalla pronta messa

in funzione di capacità di generazione disponibile aggiuntiva. La limitata prevedibilità della produzione eolica e solare ha un forte impatto anche sulla gestione della rete di trasmissione. L'ampia variabilità nelle diverse ore del giorno della produzione rinnovabile può, infatti, causare problemi di congestione a livello interno e transfrontaliero. Per questo motivo il Gestore del sistema si potrebbe trovare nella condizione di dover calcolare la capacità di trasmissione transfrontaliera commercializzabile applicando margini di sicurezza più elevati.

La maggiore penetrazione delle rinnovabili richiede inoltre un'approfondita riflessione sull'organizzazione ottimale dei mercati *spot* dell'energia in presenza di una quota crescente di capacità di generazione con costi variabili nulli. Il principale effetto di una maggiore penetrazione delle rinnovabili sui mercati all'ingrosso è legato all'aumento della volatilità dei prezzi *spot* e al conseguente incremento dei rischi sopportati dai generatori convenzionali. La tipica funzione di costo degli impianti rinnovabili è caratterizzata da costi variabili nulli e da costi fissi elevati. Una parte consistente dei costi fissi sostenuti dai produttori rinnovabili non è recuperata sul mercato, ma attraverso meccanismi di incentivazione pubblica (tariffe *feed-in*, certificati verdi, etc.). A ciò va aggiunto che in diversi paesi europei, tra cui l'Italia, le fonti rinnovabili non programmabili hanno "priorità di dispacciamento", ovvero hanno precedenza, a parità di prezzo offerto, nell'ordine economico con cui vengono ordinate le offerte ai fini della risoluzione del mercato⁶. I ridotti costi variabili delle fonti rinnovabili, unitamente al regime di priorità di dispacciamento, generano un'offerta aggiuntiva di energia elettrica a prezzi molto contenuti. Questo ha l'effetto di comprimere i prezzi *spot* nelle ore del giorno in cui le rinnovabili sono marginali, riducendo, allo stesso tempo, i ricavi percepiti, in queste ore, dai generatori convenzionali. Un numero crescente di generatori si vedrà quindi costretto a recuperare i propri costi in un numero limitato di ore in cui i prezzi risulteranno potenzialmente molto elevati.

Di seguito sono discusse le implicazioni di questi due aspetti legati alla crescente integrazione delle fonti rinnovabili sul futuro disegno di mercato.

2.3 | Implicazioni della scarsa prevedibilità delle rinnovabili sul disegno di mercato

Le implicazioni della scarsa prevedibilità della produzione rinnovabile sul funzionamento dei mercati elettrici richiedono un miglioramento del disegno dei mercati *spot* e, allo stesso tempo, una maggiore integrazione di questi a livello pan-europeo. A livello europeo sono

⁶ La priorità di dispacciamento è definita in Italia dalle delibere 168/03 e 48/04 dell'AEEG

già state formulate alcune proposte che vanno in questa direzione. I regolatori europei con la collaborazione di un gruppo di esperti, il Project Coordination Group, hanno sviluppato un modello di riferimento (di seguito: *Target Model*) che fissa i principali aspetti del futuro disegno del mercato elettrico europeo. Il *Target Model*, nella sua versione attuale, fissa gli elementi essenziali per conseguire una maggiore integrazione dei mercati *spot*. Nei paragrafi successivi sono discusse le principali misure proposte nell'ambito del *Target Model* riguardanti i mercati *day-ahead* e *intraday*, di seguito, si illustrano alcuni interventi volti a migliorare il funzionamento dei mercati dei servizi ancillari.

2.3.1 | Mercati *day-ahead*

Per quanto concerne i mercati *day-ahead*, l'obiettivo del *Target Model* è quello di espandere i già soddisfacenti risultati ottenuti nell'ambito delle iniziative regionali in modo da giungere, entro il 2015, ad un unico mercato europeo. Il *Target Model* suggerisce di accorpate i mercati *day-ahead* dei diversi paesi membri attraverso un meccanismo di *market coupling*⁷. Meccanismi di questo tipo prevedono l'utilizzo di un algoritmo comune a livello europeo attraverso cui sono elaborate le offerte di acquisto e vendita presentate sulle borse di ciascun paese membro. Questo algoritmo definisce i prezzi di equilibrio per ciascun paese tenendo conto dei vincoli di capacità esistenti sulle reti di trasmissione *cross-border*. Nell'ipotesi in cui le reti di interconnessione tra i diversi paesi europei non fossero congestionate, l'algoritmo comune definirebbe un prezzo unico a livello europeo. Al contrario, nel caso in cui la presenza di congestioni non permettesse il passaggio dell'energia dal paese in cui il prezzo è minore a quello in cui il prezzo è maggiore, i prezzi di equilibrio sarebbero differenti. I meccanismi di *market coupling* consentono quindi di allocare la capacità di interconnessione in modo implicito. Il prezzo per l'utilizzo della capacità è anch'esso implicitamente determinato e risulta pari alla differenza tra i prezzi dell'energia che si formano nei diversi paesi. Meccanismi di *market coupling* sono già presenti tra Norvegia, Finlandia, Svezia e Danimarca (Nordpool) e tra Francia, Olanda, Belgio, Lussemburgo e Germania (CWE). In particolare, l'iniziativa CWE potrebbe attrarre, in pochi anni, gli altri paesi confinanti contribuendo ad una forte integrazione dei mercati a livello europeo. Anche l'Italia ha di recente integrato il proprio mercato *day-ahead* con quello sloveno attraverso un meccanismo di *market coupling*.

2.3.2 | Mercati *intraday*

Le misure proposte nel *Target Model* per i mercati *intraday* non sono altrettanto ben definite. Nella sua versione attuale, il *Target Model* suggerisce un meccanismo di *continuous trading*

⁷ Il *market coupling* può essere implementato attraverso assetti organizzativi differenti. Il *Target Model* suggerisce l'implementazione di meccanismi di *price coupling* più efficiente rispetto a modelli di *volume coupling*. Per una review della letteratura in materia vedi: A. Creti, E. Fumagalli e Fumagalli E., "Integration of electricity markets in Europe: Relevant issues for Italy" *Energy Policy* Volume 38 (2010) pp. 6966-6976

con un meccanismo di allocazione della capacità di trasmissione *cross-border* di tipo *first-come first-served*. Questa scelta non è ottimale in quanto, a differenza di quanto previsto per i mercati *day-ahead*, riduce i benefici legati alla centralizzazione del meccanismo di *clearing* del mercato e non consente una corretta valorizzazione della capacità di trasmissione *cross-border*. Il corretto funzionamento dei mercati *intraday* è cruciale per un'efficiente integrazione delle energie rinnovabili. Il ruolo dei mercati *intraday* è, infatti, quello di garantire agli operatori la possibilità di scambiarsi energia il più possibile vicino al tempo reale. In questo modo si consente loro di sfruttare informazioni aggiuntive per rivedere e aggiustare quanto programmato in esito al mercato *day-ahead* al fine di ridurre eventuali sbilanciamenti. L'espansione delle energie rinnovabili intermittenti aumenta la necessità per gli operatori di poter rivedere i propri programmi di immissione il più vicino possibile al momento di consegna dell'energia. A ciò va aggiunto che, data la distribuzione non uniforme delle fonti rinnovabili sul territorio europeo, questi aggiustamenti avranno un crescente impatto sui flussi transfrontalieri di energia.

Per questo motivo è essenziale garantire agli operatori la possibilità di commerciare energia vicino al tempo di consegna non solo nel mercato domestico, ma anche nei mercati dei paesi confinanti.

2.3.3 | Mercati dei servizi ancillari

Gli aspetti del futuro disegno di mercato relativi ai mercati di bilanciamento in tempo reale e, più in generale, ai mercati dei servizi ancillari non sono stati esaminati con adeguata profondità nel *Target Model*. Le iniziative intraprese per rafforzare il coordinamento tra Gestori di rete⁹ non hanno fino ad ora prodotto gli effetti auspicati poiché si sviluppano in un quadro normativo e regolatorio che non è ancora ben definito. La crescente penetrazione delle energie rinnovabili richiede una riflessione più approfondita sulle misure da adottare per migliorare i meccanismi di mercato a supporto dell'azione dei Gestori di rete. La presenza sempre più massiccia di fonti di produzione scarsamente prevedibili farà, infatti, aumentare la quantità di energia che verrà scambiata nelle fasi di bilanciamento in tempo reale e, allo stesso tempo, farà salire il livello di capacità di riserva richiesta dai Gestori di rete nella fase di programmazione. Per questo motivo, è importante prevedere un disegno di questi mercati che favorisca la formazione di segnali di prezzo corretti. Modelli di mercato imperfetti potrebbero generare distorsioni nel comportamento degli operatori e dei Gestori di rete nelle altre fasi del mercato all'ingrosso. Gli interventi più urgenti

⁹ Le principali iniziative regionali di coordinamento tra i Gestori di rete sono: CORESO che raccoglie i Gestori di rete di Italia, Regno Unito, Belgio, Francia e Germania e TSC di cui fanno parte undici Gestori di rete di paesi dell'Europa centrale e orientale.

da implementare riguardano il funzionamento dei mercati di bilanciamento in tempo reale e dei mercati per la capacità di riserva.

Per quanto riguarda i mercati di bilanciamento in tempo reale, è necessario prevedere un meccanismo di coordinamento tra Gestori di rete che consenta di raggruppare le offerte ricevute dagli operatori a livello regionale. La selezione delle offerte accettate dovrebbe avvenire attraverso l'utilizzo di un ordine di merito comune che tenga conto della capacità disponibile sulle reti di trasmissioni *cross-border*. La definizione dei prezzi di sbilanciamento pagati dagli operatori devono riflettere i costi effettivi generati al sistema dal loro comportamento. I generatori intermittenti dovrebbero essere chiamati a pagare gli stessi prezzi di sbilanciamento pagati dai generatori convenzionali. Questo li indurrebbe a prevedere meglio le proprie immissioni e a ricercare nel mercato le risorse più economiche per bilanciare la propria posizione.

La necessità di dover rispondere prontamente alla volatilità vicino al tempo reale della produzione eolica e solare rende indispensabile che l'approvvigionamento della capacità di riserva da parte dei Gestori di rete avvenga il più possibile vicino al tempo reale. Con una quota sempre maggiore di capacità flessibile mantenuta inutilizzata per fornire capacità di riserva, sarà inoltre più importante che la richiesta di tale capacità rifletta il fabbisogno presente in ciascuna ora del giorno. La riserva di capacità deve essere approvvigionata sulla base di regole di mercato; tutti i generatori con i requisiti necessari devono poter presentare, su base volontaria, offerte per ogni tipologia di capacità che si impegnano a riservare. A ciò va aggiunto che la distribuzione geografica della capacità di generazione rinnovabile in Europa rende opportuno lo scambio di capacità di riserva tra paesi membri. Ad esempio, paesi con un lunga linea costiera e alti potenziali per lo sfruttamento della risorsa eolica potrebbero accedere alla capacità di riserva disponibile in paesi posti più all'interno. Questo implica che le regole di selezione delle offerte e le procedure di valorizzazione delle offerte accettate devono essere armonizzate a livello europeo.

2.4 | Implicazioni della struttura dei costi delle rinnovabili sul disegno di mercato

Un altro set di interventi da apportare al disegno di mercato tradizionale riguarda la rimozione di tutti gli ostacoli presenti nel mercato – in tutte le sue fasi temporali – che impediscono la formazione di prezzi elevati in periodi di scarsità. Come illustrato nella parte introduttiva di questa sezione, i ridotti costi variabili nella struttura dei costi degli impianti rinnovabili ha l'effetto di comprimere i prezzi *spot* in un numero molto elevato di ore lasciando ai generatori convenzionali due possibilità per coprire i propri costi. Essi possono vendere energia a prezzi elevati nelle ore di picco sui mercati *spot*, oppure possono fornire energia e capacità di riserva al Gestore del sistema

nei mercati dei servizi ancillari. Affinché i ricavi così ottenuti siano sufficienti a coprire interamente i costi di questi generatori occorre che i mercati operino in modo efficiente nelle situazioni di scarsità, consentendo ai prezzi di salire anche a livelli molto elevati. Gli interventi più urgenti riguardano l'eliminazione delle misure introdotte dalla regolazione per contenere i prezzi *spot* e la definizione di regole che favoriscano gli arbitraggi tra i mercati dell'energia e dei servizi ancillari in tutte le fasi temporali.

Al fine di rimuovere gli interventi regolatori volti a mitigare i prezzi *spot* occorre, per prima cosa, eliminare i vincoli imposti ai generatori per limitarne il potere di mercato (prezzi regolati, *price cap*, etc). Questi interventi sono giustificati solo nel caso in cui sussista una situazione di monopolio. In secondo luogo, è importante predisporre sistemi di monitoraggio dei mercati in grado di distinguere tra gli aumenti di prezzo dovuti ad abusi di potere di mercato – che vanno affrontati seguendo l'approccio tipico della disciplina antitrust – e gli aumenti che sono invece dovuti a dinamiche di mercato quali, ad esempio, la scarsità dell'offerta di un determinato servizio⁹.

La definizione di regole di mercato che favoriscano la possibilità di arbitrare tra le diverse fasi del mercato avrebbe l'effetto di favorire un allineamento dei prezzi che si formano sui diversi mercati nelle varie fasi temporali. In particolare, si consentirebbe la propagazione di picchi di prezzo dovuti a situazioni di scarsità da un mercato all'altro. Questo favorirebbe un aumento della redditività degli impianti più flessibili e fornirebbe un maggiore incentivo a investire in questo tipo di capacità di generazione.

3 | Il nuovo modello di sviluppo della capacità di generazione vedrà la coesistenza di meccanismi di mercato e di logiche pianificatorie

Nella sezione precedente abbiamo argomentato che l'espansione della produzione da fonte rinnovabile avrà come effetto un aumento della rischiosità dell'attività di generazione per effetto dell'interazione di due fattori. In primo luogo la disponibilità intermittente di alcune fonti rinnovabili, quali il sole e il vento, accentuerà la volatilità dei prezzi dell'energia elettrica. In secondo luogo, gli ampi tratti della curva di offerta di sistema a prezzo assai ridotto, corrispondenti alla capacità di generazione con costi variabili pressoché nulli, determineranno equilibri concorrenziali di lungo periodo caratterizzati da un numero elevato di ore con prezzi molto bassi e un numero assai ridotto di ore in cui il prezzo dell'energia elettrica è assai elevato.

⁹ Vedi Twomey P., R. Green, K. Neuhoff e D. Newberry, "A Review of Monitoring Market Power", Cambridge Working Papers in Economics (2004)

Tali elementi di rischio possono amplificare le preoccupazioni circa la possibilità che il meccanismo di mercato attragga investimenti in capacità di generazione efficienti – per livello e tipologia. Queste preoccupazioni hanno già motivato, in alcuni mercati elettrici degli Stati Uniti, l'introduzione di elementi di pianificazione dello sviluppo della capacità di generazione.

L'intervento pubblico finalizzato a garantire l'adeguatezza della capacità di generazione, nei mercati degli Stati Uniti, è basato su aste per l'approvvigionamento di capacità su orizzonti temporali più lunghi di quelli coperti dai contratti negoziati sul mercato. L'intervento pianificatorio viene realizzato attraverso la fissazione, da parte del gestore del sistema, degli obiettivi di capacità di generazione da approvvigionare, in termini di livello, tipologia e localizzazione. I costi netti generati dai contratti approvvigionati attraverso le aste sono trasferiti ai consumatori di energia elettrica.

In Europa il dibattito sui meccanismi per la remunerazione della capacità di generazione si è sviluppato più recentemente, in particolare in risposta alla situazione di eccesso di capacità di generazione rispetto alla domanda, caduta per effetto della crisi economica globale, che in alcuni Paesi ha impattato sulla redditività dei generatori esistenti.

In Italia un meccanismo ispirato a quelli adottati in alcuni mercati degli Stati Uniti è stato recentemente proposto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Documento di consultazione 28/2010).

Motivazioni per l'intervento pubblico in materia di adeguatezza della capacità installata sono state tradizionalmente trovate in due aree. In primo luogo, alcuni elementi del disegno dei mercati *spot* – o dei meccanismi di mitigazione del potere di mercato – possono impedire ai prezzi di raggiungere livelli sufficientemente elevati anche in situazioni in cui ciò sia giustificato da condizioni di effettiva scarsità dell'offerta rispetto alla domanda. Nel dibattito degli Stati Uniti questo filone di motivazioni è riconducibile al cosiddetto "*missing money problem*".

La seconda linea di motivazioni per l'intervento pubblico in materia di adeguatezza della capacità installata è collegata alle specifiche condizioni di rischiosità del settore. Il fatto che variazioni anche modeste delle condizioni di domanda e di offerta possano impattare drammaticamente sulla redditività degli investimenti, e la natura indivisibile di questi, determinerebbe una tendenza al sottoinvestimento in capacità di generazione e una ciclicità del margine di riserva più elevata di quanto sarebbe socialmente desiderabile.

Rispetto a questa linea di motivazioni a favore dell'intervento pubblico in materia di adeguatezza della capacità di generazione, l'espansione della capacità di generazione rinnovabile ha un effetto potenziante, in quanto si traduce in una curva di offerta di energia elettrica di mercato più piatta e

più variabile. Una curva di offerta più piatta fa sì che una quota maggiore dei costi fissi debba trovare copertura nelle poche ore in cui la capacità disponibile si avvicina al pieno utilizzo. La maggiore volatilità dell'offerta acuisce - a parità di altre condizioni - il rischio che le condizioni di scarsità da cui dipende la copertura di una quota crescente dei costi fissi di generazione si verifichino in misura inferiore a quanto previsto al momento dell'investimento.

A tali rischi vanno ad aggiungersi quelli collegati al ruolo crescente dell'Autorità pubblica nelle decisioni di sviluppo del parco di generazione. Appare infatti evidente che l'attrazione di capitale negli investimenti necessari alla decarbonizzazione della produzione di energia elettrica non potrà avvenire in assenza di una assunzione da parte dei consumatori, per il tramite delle autorità pubbliche, di una quota significativa dei rischi. Questo significa che le decisioni di sviluppo del parco di generazione - quanto meno per la capacità alimentata da fonti rinnovabili - non rifletteranno, o rifletteranno solo parzialmente, le consuete logiche di mercato ma saranno determinate dalle decisioni dell'Autorità pubblica.

L'assetto futuro dell'attività di generazione appare allora caratterizzato dalla presenza simultanea di uno *stock* di capacità realizzata nell'ambito delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili, il cui rischio è trasferito dagli investitori ai consumatori, e di uno *stock* di capacità di generazione realizzata in assenza di sostegno, il cui rischio resta - in qualche misura - in capo agli investitori. In questo contesto la redditività della capacità di generazione che non beneficia del sostegno pubblico sarà drammaticamente condizionata dalle scelte (pubbliche) in materia di dimensionamento della capacità sussidiata.

La sostenibilità di un tale modello ibrido di sviluppo della capacità di generazione, in cui elementi di pianificazione ed elementi di mercato coesistono, deve essere ancora verificata. Qualora tale coesistenza fosse impossibile, l'investimento "di mercato" sarà progressivamente spiazzato da quello controllato (cioè remunerato) per via amministrativa e lo sviluppo dell'intera capacità avverrà secondo una logica di pianificazione centralizzata.

Le implicazioni per il disegno di mercato dell'introduzione di elementi di pianificazione nello sviluppo della capacità di generazione non sono state ancora adeguatamente investigate. E' prevedibile tuttavia che i meccanismi attraverso cui avviene la selezione della capacità di generazione, di cui i consumatori si impegnano a coprire i costi, assumeranno nel tempo una importanza crescente. Ciò non significa comunque che i mercati *spot*, inclusi quelli infra-giornalieri e di bilanciamento, avranno un ruolo meno importante; essi continueranno ad essere uno strumento cruciale ai fini dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili in ciascun momento.







Largo Giuseppe Tartini, 3/4
00198 Roma
Tel +39 06 80 121
Fax +39 06 80 1245 24
info@mercatoelettrico.org