

# LETTERA SULL'ENERGIA



A cura dell'A.I.E.E. • Associazione Italiana Economisti dell'Energia

A.I.E.E. via G. Vasari, 4 - 00196 Roma - tel. 06 3227367, fax 06 3234921 - www.aiee.it, e-mail: assaiee@aiee.it  
RIP - Rivista Italiana Petrolio Srl editrice via Aventina, 19 - 00153 Roma - tel. 06 5741208, fax 06 5754906  
Direttore responsabile Quirino Brindisi - Reg. Trib. Roma n. 320 del 20/7/2010 - www.staffettaonline.com



NUMERO TRENTOTTO

Allegato alla Staffetta Quotidiana n. 176 del 25 settembre 2010

## Europa, obiettivi e piani nazionali

Quirino Brindisi

Non è per voler essere a tutti i costi esterofili, che anzi è una delle cattive abitudini culturali dell'italiano medio - soprattutto quando degenera nella sfiducia aperta e nella pubblica denigrazione del proprio Paese - ma guardare fuori dai confini nazionali a volte diventa una necessità. Per fortuna c'è l'Unione Europea che, pur con tutti i suoi limiti, ci costringe a confrontarci con i Paesi vicini di fronte ai problemi e alle scelte strategiche. L'Europa ad esempio, non è chiaro se a torto o a ragione dal punto di vista del beneficio netto di lungo termine, ha deciso di prendere la leadership nella lotta ai cambiamenti climatici dovuti all'effetto serra varando il piano "20-20-20". Questo ha spinto anche l'Italia a dotarsi di un piano d'azione vincolante per la copertura del 17% degli usi finali di energia al 2020 mediante fonti rinnovabili. Elementi centrali per il raggiungimento di questo obiettivo sono un corretto sistema di incentivi economici per la generazione da rinnovabili e lo sviluppo di reti elettriche intelligenti capaci di gestire una forte presenza della generazione distribuita. Per quanto riguarda il primo punto, la novità più fresca è il nuovo conto energia per il fotovoltaico, che diminuisce i valori assoluti della tariffa ma mantiene un livello di remunerazione tra i più elevati a livello europeo e quindi non causerà un temuto "effetto Spagna", con la fuga degli investitori esteri dall'Italia. Sul secondo punto, oltre a intensificare gli sforzi della ricerca, è necessa-

rio migliorare l'armonizzazione delle procedure autorizzative degli impianti attraverso l'attuazione efficace delle nuove linee guida.

Alcuni giudicano eccessivi gli impegni presi dall'Italia in materia ambientale durante la passata legislatura, per il costo aggiuntivo che graverà su imprese ed utenti. In un Paese in cui l'energia costa già abbastanza cara, almeno per alcune categorie di consumatori, l'osservazione sembra azzecata. Ma il fatto che l'energia costi di più in Italia a cosa è dovuto? Nel caso dell'elettricità è solo il famigerato mix di generazione troppo sbilanciato sul gas e privo di nucleare l'unica causa? Oppure è anche il caso di notare, come spesso fa l'Autorità - anch'essa, guarda caso, figlia della liberalizzazione decisa a Bruxelles - che il prezzo del metano in Italia è più alto che altrove per la limitata competizione nell'upstream e l'elevato carico fiscale? Può la necessità di aumentare la costosa generazione da fonti rinnovabili spingere il legislatore a tentare di abbassare il prezzo del metano, in attesa magari di vedere tra dieci anni il primo kWh prodotto dal nucleare in Italia? Se si guarda al recente d.lgs n. 130 sullo stoccaggio non emerge una simile priorità strategica. Secondo un'analisi di Gas Storage Europe, l'Italia è seconda per stoccaggi nell'UE e ha potenzialità di espansione che potrebbero favorire la costituzione di quell'hub fisico continentale, tante volte evocato. Su questo tema però non arriverà una sollecitazione da Bru-

*segue in terza*

## Lo stoccaggio di gas in Europa

Davide de Palma

Lo stoccaggio di gas naturale resta al centro dell'attenzione dopo l'approvazione del decreto legislativo 130/10 del 13 agosto 2010. ENI ha appena presentato un piano di investimenti per aumentare la capacità di 4 miliardi di m<sup>3</sup> ma contemporaneamente è scattato l'allarme sicurezza per il rischio di un riempimento incompleto dei giacimenti per la stagione invernale causato dall'interruzione per guasto del gasdotto Transgas. Lo stoccaggio, che rappresenta per i clienti finali appena l'1,5% del costo unitario, rimane insomma un'attività strategica.

Attualmente l'Italia, con dieci siti attivi, ha una capacità complessiva di stoccaggio di poco superiore ai 14 miliardi di m<sup>3</sup> di gas naturale, di cui 9 destinati alla modulazione e al minerario e 5 a riserva strategica. Inoltre ci sono 4,6 miliardi di m<sup>3</sup> di *pseudo working gas* e 9,4 miliardi di m<sup>3</sup> di *cushion gas*, inutilizzabili a livello commerciale, ma indispensabili per estrarre dal giacimento il working gas.

In Italia i siti di stoccaggio sono presso giacimenti esauriti 8 appartenenti a Stogit (gruppo ENI-13,9 miliardi di m<sup>3</sup>) e due in concessione ad Edison Stoccaggio Gas (434 milioni di m<sup>3</sup>). La tipologia di giacimento è discriminante in relazione alla portata di punta giornaliera, particolarmente adatti ad un valore alto della portata sono i campi esauriti e le cavità saline. Gli acquiferi, invece, si distinguono per le elevate capacità di contenimento. In Italia è in progetto un unico giacimento in acquifero, a Rivara, da parte di ERG Rivara Storage (attualmente in fase autorizzativa) e sarà uno dei primi stoccaggi di gas per capacità in Europa, si stima infatti che avrà una capienza dell'ordine di 3 miliardi di m<sup>3</sup> di gas.

Qual è la situazione negli altri paesi europei? Esaminando i dati del giugno 2009 di Gas Storage Europe (GSE), che rappresenta gli interessi di 33 operatori di stoccaggio con circa 110 siti in 16 paesi europei, pari a circa l'86% della capacità totale dell'UE, si nota come l'Italia sia il secondo paese comunitario per capacità di stoccaggio dopo la Germania. La capacità complessiva di stoccaggio europeo si attesta oggi a circa 80 miliardi di m<sup>3</sup> di gas mentre gli investimenti maggiori in nuovi siti nel periodo luglio 2007-gennaio 2010

*segue in ultima*

## NELL'INTERNO

- **Energie rinnovabili:** Il terzo Conto Energia  
Obiettivo 17%: il Piano d'Azione Nazionale per le rinnovabili
- **Nuove tecnologie:** L'avvento della generazione distribuita
- **Energia elettrica:** Verso il "market coupling"

*Le opinioni espresse dagli Autori negli articoli pubblicati non necessariamente rappresentano il punto di vista dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia*

## Energie rinnovabili

## Il terzo Conto Energia

Massimiliano Masci

Il terzo conto energia, che regolerà le tariffe incentivanti da riconoscere ai produttori di energia elettrica ottenuta da impianti fotovoltaici che entreranno in esercizio nel triennio 2011-2013, è finalmente entrato in vigore il 24 agosto scorso. Il decreto del ministro dello Sviluppo Economico 6 agosto 2010 prevede che possano beneficiare delle tariffe incentivanti gli impianti che appartengano a quattro categorie: impianti solari fotovoltaici, impianti fotovoltaici innovativi, impianti solari a concentrazione e impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica. Per ognuna di queste categorie è previsto un tetto massimo di potenza incentivabile al 2013, in modo simile a quanto fatto nel precedente conto energia. Gli incentivi economici sono stati ridotti di circa il 20% in media nel 2011, con decrescita prevista al 6% l'anno per gli anni successivi. La diminuzione è in misura leggermente superiore per le centrali, che beneficiano però di economie di scala maggiori dei piccoli impianti.

Di seguito si esaminano le incentivazioni decise per ciascun tipo di impianti, riportando i dettagli contenuti nel recente vademecum pubblicato dal GSE.

### 1. Impianti solari fotovoltaici. Hanno una potenza nominale di almeno 1 kW.

Il limite di potenza totale installata in Italia entro il 2013 è stato fissato in 3.000 MW. Questa categoria di impianti comprende gli impianti realizzati su edifici e altri tipi di impianti, mentre per impianti montati su pergole, serre, barriere acustiche, tettoie e pensiline si applica una tariffa incentivante pari alla media aritmetica delle tariffe previste per impianti realizzati su edifici e altri impianti.

Per gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 31/12/2011, le tariffe previste saranno quelle dell'ultimo quadrimestre 2011, decurtate del 6% annuo fino al 31/12/13.

Potenza (kW)	Impianti entrati in esercizio tra					
	01/01/11 e 30/04/11		01/05/11 e 31/08/11		01/09/11 e 31/12/11	
	Impianti realizzati su edifici	Altri impianti	Impianti realizzati su edifici	Altri impianti	Impianti realizzati su edifici	Altri impianti
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
1<=P<=3	0.402	0.362	0.391	0.347	0.380	0.333
3<P<=20	0.377	0.339	0.360	0.322	0.342	0.304
20<P<=200	0.358	0.321	0.341	0.309	0.323	0.285
200<P<=1000	0.355	0.314	0.335	0.303	0.314	0.266
1000<P<=5000	0.351	0.313	0.327	0.289	0.302	0.264
P>5000	0.333	0.297	0.311	0.275	0.287	0.251

### 2. Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative.

Il limite di potenza incentivabile è stato fissato pari a 300MW al 2013. Questa categoria, le cui modalità per poter classificare l'impianto nella categoria saranno indicate in una guida da realizzarsi a cura del GSE, include le installazioni che utilizzano moduli e componenti speciali espressamente realizzati per integrarsi e sostituire elementi architettonici e dovranno essere entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2010 ed entro il 31/12/2013.

Potenza (kW)	Tariffa (€/kWh)
1<=P<=20	0.44
20<P<=200	0.40
200<P<=5000	0.37

Per gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 31/12/2011, le tariffe previste saranno quelle del 2011, decurtate del 2% annuo.

### 3. Impianti a concentrazione.

Il limite di potenza incentivabile è pari a 200MW.

Potenza (kW)	Tariffa (€/kWh)
1<=P<=200	0.37
200<P<=1000	0.32
1000<P<=5000	0.28

### 4. Impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Si tratta di impianti che utilizzano moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche, definite da un successivo provvedimento del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e di intesa con la Conferenza unificata. Con il medesimo provvedimento verranno definite le tariffe incentivanti e le modalità di accesso per tali impianti.

Modifiche di dettaglio riguardano i premi abbinati all'uso efficiente dell'energia (il risparmio energetico minimo del 10% non verrà più calcolato utilizzando l'indice di prestazione energetica dell'edificio ma dovrà essere conseguito su entrambi gli indici, estivo e invernale, relativi all'involucro edilizio) e ai premi per soggetti con profilo di scambio prevedibile (+20% alle tariffe per sistemi caratterizzati da un profilo di scambio con la rete elettrica prevedibile); un provvedimento sensibile questa volta al problema delle congestioni di rete.

In definitiva il nuovo conto energia mantiene un forte incentivo per gli imprenditori a continuare ad investire sul fotovoltaico in Italia e sblocca la situazione di incertezza che si era creata col ritardo del provvedimento governativo.

## Obiettivo 17%: il Piano d'Azione Nazionale per le rinnovabili

Cecilia Camporeale

L'emanazione del Pacchetto Clima-Energia (più noto come "pacchetto 20-20-20") da parte dell'Unione Europea ha spinto gli Stati Membri a varare piani concreti per la riduzione dell'impatto ambientale che puntano, da un lato, a tagliare le emissioni di gas climalteranti e, da un altro lato, ad incentivare pratiche di risparmio energetico e di aumento dell'efficienza energetica.

Il governo italiano aveva predisposto, come richiesto dalla Commissione Europea, il Piano d'Azione per l'efficienza energetica nel luglio 2007 e nel giugno scorso ha presentato il Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili con il quale ha risposto alla direttiva 2009/28/CE. L'obiettivo attribuito all'Italia dalla direttiva è quello di coprire il 17% dei propri consumi finali di energia mediante fonti rinnovabili, quindi il valore dell'energia da produrre cambia al variare del consumo finale lordo di energia raggiunto. Un esempio è dato proprio dagli scenari presi a riferimento dalla Commissione Europea. Lo scenario baseline dello studio Primes del 2005 stimava, per il nostro Paese, un consumo finale lordo nel 2020 pari a 166,5 Mtep, che avrebbe comportato l'obbligo di soddisfare con la produzione da fonti rinnovabili un consumo di 28,3 Mtep. La revisione dei valori Primes avvenuta nel 2009, a seguito della crisi economica, ha comportato un abbassamento delle proiezioni relative al consumo finale lordo al 2020 a 145,6

Mtep ed a 131,2 Mtep rispettivamente nello scenario baseline e in quello più efficiente. Prendendo a riferimento lo scenario efficiente, ciò significa per l'Italia un consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili al 2020 di circa 22,3 Mtep, un valore inferiore di 6 Mtep rispetto alle previsioni 2005 (-20%) che in ogni caso non è agevole da raggiungere. Per poter centrare l'obiettivo occorrerà che l'Italia incrementi l'utilizzo delle fonti rinnovabili e migliori molto l'efficienza energetica.

Il Piano per quanto riguarda le Fonti Rinnovabili punta a "incrementare consistentemente lo sfruttamento dei potenziali disponibili nel Paese, con particolare riferimento all'utilizzo delle fonti rinnovabili per riscaldamento/raffreddamento ed all'uso dei biocarburanti nel settore trasporti", con il coinvolgimento delle amministrazioni e degli enti locali nonché dei cittadini attraverso campagne divulgative. Il Piano individua gli obiettivi per tre settori di intervento fissando la copertura da fonti rinnovabili al 14,3% per il riscaldamento/raffreddamento; al 27,27% per l'energia elettrica; e al 9,3% per il settore dei trasporti, che deve anche rispettare l'obbligo del raggiungimento di una quota del 10% di consumo di carburanti prodotto da fonti rinnovabili fissato dalla stessa direttiva.

Sul fronte del riscaldamento/raffreddamento, tra le misure di interesse è inserita, oltre al meccanismo dei certificati bianchi, la

**Nuove tecnologie****L'avvento della generazione distribuita**

Fabio Puddu

La generazione distribuita da impianti con potenza non superiore ai 10 MW, connessi alla rete elettrica a media e bassa tensione, avrà un ruolo determinante nella produzione di energia elettrica nei prossimi decenni vista soprattutto la crescita degli impianti alimentati a fonti rinnovabili. Il nuovo scenario delinea un notevole cambiamento per la rete elettrica che, nata per essere servita da un limitato numero di grandi impianti di produzione evolve gradualmente verso un insieme di impianti grandi, medi e piccoli che devono funzionare armonicamente per il soddisfacimento dei consumi giornalieri.

I possibili vantaggi della generazione distribuita sono relativi a: fornitura di un'alimentazione di back-up alla parte di rete cui è connessa in caso di guasti alla rete pubblica (struttura micro-grid), contributo alla riduzione dei costi dell'energia nelle ore di punta (peak shaving), contributo alla riduzione dei buchi di tensione alle utenze per una migliore qualità del servizio, riduzione dei flussi di potenza nelle reti di trasmissione e quindi delle perdite per effetto Joule, con miglioramento dell'efficienza energetica.

Il conseguimento effettivo di questi benefici è ottenibile solamente tramite una gestione "innovativa" della rete elettrica che dovrà essere effettuata seguendo appositi standard come ad esempio la norma CEI 11-20. La nuova filosofia gestionale della rete elettrica di distribuzione tiene in considerazione e valuta attentamente alcuni aspetti tecnici fondamentali, come i flussi bidirezionali di potenza, l'incremento delle correnti di cortocircuito, l'impatto sul sistema di protezione di rete sui livelli della tensione e sulla power quality.

Per quanto attiene alle correnti di cortocircuito, è essenziale valutare se il contributo che l'impianto da connettere in rete offre sia tale da far sì che, in caso di guasto, la corrente non ecceda il potere di interruzione della protezione e che non vengano vanificati i criteri di selettività con cui i sistemi di protezione sono stati progettati. In caso di guasto in prossimità del generatore, infatti, il contributo offerto dallo stesso potrebbe essere tale da far sì che la corrente effettivamente rilevata dalla protezione ad inizio linea non sia sufficientemente elevata da provocarne l'intervento.

Un discorso a parte merita la Power Quality, ovvero continuità e qualità dell'alimentazione. Spesso i distributori non vedono di buon occhio la generazione distribuita, perché ritengono non apportino alcun beneficio alla qualità del servizio offerto. In effet-

ti, per quel che riguarda la tensione, tali generatori possono falsare la regolazione nei nodi della rete, tanto più che Terna non può agire in alcun modo sui flussi di potenza attiva e reattiva prodotti cosa che, invece, può fare sui grossi gruppi di generazione sincroni, allo scopo di effettuare una regolazione della tensione e della frequenza che variano a causa della variazione del carico connesso alla rete.

Per quanto riguarda il back-up, ossia la continuità dell'alimentazione delle utenze, la generazione distribuita può contribuire alla riduzione del numero e della durata delle interruzioni dell'alimentazione delle utenze, sempre che il funzionamento "in isola intenzionale" sia consentito. Infatti, in taluni casi, la norma CEI 11-20 prevede il distacco della generazione distribuita in caso di guasti alla rete per prevenire problemi di sicurezza e continuità del servizio. Gli effetti negativi possibili sulla qualità dell'alimentazione sono armoniche e "flicker". Le prime dipendono essenzialmente dalla tipologia dell'impianto e della sua connessione alla rete e devono rispettare i limiti definiti dallo standard IEEE 519. I flicker, ovvero oscillazioni di tensione, sono dovuti principalmente alla produzione di potenza da parte di impianti fotovoltaici ed eolici per via della variabilità nella produzione di energia elettrica.

Con un livello di penetrazione della generazione distribuita nel sistema elettrico italiano in rapido aumento, i distributori si troveranno di fronte a nuovi problemi di pianificazione e gestione di reti che sono destinate a trasformarsi da passive in attive. Infatti, l'introduzione della generazione distribuita in un sistema elettrico concepito secondo la logica del flusso monodirezionale di energia - dalle grandi centrali agli utenti finali - presenta problemi che possono essere gestiti tramite le reti tradizionali solo finché la sua incidenza rispetto alla produzione totale sarà relativamente modesta, come è ancora oggi. Livelli superiori comporterebbero un degrado pressoché inaccettabile della qualità del servizio e problemi di funzionamento, gestione e protezione del sistema elettrico. In conseguenza di ciò solo le Smart Grid, reti elettriche interattive che introdurranno delle profonde innovazioni nelle infrastrutture esistenti, potranno consentire di rendere i consumatori parti attive per quanto concerne la produzione e la fornitura dell'energia, ma anche di promuovere ulteriormente la diffusione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita.

&gt;&gt;&gt;

detrazione fiscale del 55% sui nuovi impianti efficienti, che nel 2008 ha fatto più che raddoppiare la domanda, grazie all'estensione dell'agevolazione all'installazione di pompe di calore ad alta efficienza e alla semplificazione procedurale per interventi più semplici, il che fa presagire un ulteriore miglioramento dei risultati, ancora in elaborazione, per l'anno 2009 e per quello in corso. A queste misure si affiancherà anche l'obbligo per i nuovi edifici di copertura di una quota della produzione di acqua calda sanitaria da fonti rinnovabili.

Per la produzione elettrica, le principali misure previste dal Piano sono il sistema dei certificati verdi e la feed in tariff per il fotovoltaico. I certificati verdi attraverso meccanismi di mercato e con le modifiche imposte dalla legge n. 99/2009, oltre ad incentivare la produzione derivante da fonti rinnovabili operano anche una perequazione tra le diverse fonti attraverso coefficienti moltiplicativi differenziati. Il nuovo Conto Energia ha innalzato invece a 8000 MW la potenza totale nominale cumulata degli impianti fotovoltaici da installare entro il 2020. Nel settore dei trasporti, infine, vigono gli obblighi di immissione relativi alla quota di biocarburanti nella miscela alla pompa ed è prevista una riduzione dell'accisa sui biocombustibili.

Come sottolineato dallo stesso Piano, un contributo importante allo sviluppo delle fonti rinnovabili sarà fornito dalla semplificazione delle procedure autorizzative degli impianti. A questo principio già previsto con l'introduzione dell'autorizzazione unica (D.Lgs. 387/2003) ma non ancora diventato pienamente operativo per la mancata emanazione di linee guida di recepimento regionale, si affianca l'estensione dell'applicazione della Conferenza dei Servizi, quale strumento in grado di assicurare un coordinamento tra le diverse autorità responsabili. Una novità di rilievo è stata introdotta dalla legge n. 99/2009 che ha previsto la definizione di norme, criteri e procedure standardizzate per le amministrazioni, ponendo così fine alla babele delle di-

verse normative regionali.

Il raggiungimento degli obiettivi del Piano d'azione per le rinnovabili è auspicabile anche per motivi non legati strettamente alla difesa dell'ambiente o al mero adempimento di un obbligo comunitario. Investire su efficienza energetica e fonti rinnovabili significa infatti per l'Italia anche ridurre la dipendenza nei confronti di Paesi esportatori di fonti fossili e quindi di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici. Il nostro Paese, infatti, non essendo particolarmente dotato di idrocarburi e non utilizzando l'energia nucleare per la produzione di energia elettrica continua a dipendere in modo decisivo dalle importazioni soprattutto di gas naturale da paesi come Russia, Libia e Algeria.

**Segue dalla prima****Europa, fortissimamente Europa**

xelles per la realizzazione di un piano operativo.

Nell'energia elettrica, invece, l'Italia sta sviluppando due progetti di integrazione con altri mercati nazionali, per aumentare l'efficienza del sistema a livello europeo. Il primo è l'integrazione con la Slovenia mentre il secondo è il price coupling of regions (PCR) che vede impegnati insieme al GME, l'Apx-Endex olandese, il Beplex belga, l'EPEX francese, il Nord Pool scandinavo e l'Opex spagnolo. La partenza di entrambi i progetti, di ragguardevole complessità, è prevista per l'inizio del 2011. Per quella data in Italia saranno stati decisi i nuovi vertici dell'Autorità per l'energia e forse avremo anche un Ministro dello Sviluppo Economico a tempo pieno. Le sfide tecnologiche di fronte a quelle politiche spesso impallidiscono. Incrociamo le dita e ricordiamo che il processo di integrazione europea dimostra finora che anche i disegni più ambiziosi, pur con enorme fatica, possono realizzarsi.

## Energia elettrica

### Verso il "market coupling"

Luigi Ciccotti

L'Autorità per l'energia ha approvato con la delibera ARG/elt 143/10 lo schema di accordo tra Italia e Slovenia con i criteri per la realizzazione, attesa per l'inizio del 2011, del progetto di integrazione tra i mercati elettrici dei due paesi. Il collegamento avverrà con l'introduzione di un meccanismo di "asta implicita" per l'assegnazione giornaliera della capacità transfrontaliera sull'interconnessione. Questo accordo è solo uno di quelli che si stanno realizzando a livello europeo nella prospettiva di un mercato dell'energia elettrica fisicamente integrato.

Uno dei progetti più interessanti è la cooperazione annunciata da *Apx-Endex*, *Belpex*, *EPEX Spot*, *GME*, *Nord Pool Spot*, e *OMEL*, che mira a determinare un prezzo unico dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima, unendo regioni del Nord, del Centro e del Sud Europa. Questo progetto, denominato *Price Coupling of Regions* (PCR), dovrebbe partire nel 2011 interessando un'area che ha consumi annuali di energia elettrica pari a circa 2900 TWh, pari a circa l'80% dei consumi totali europei. Il PCR si pone in scia ad un progetto analogo, il *Central Western European Market Coupling* (Cwe MC), ormai entrato nella fase esecutiva, tra Francia, Germania, Belgio, Olanda e Lussemburgo, che sta per partire operativamente con la sincronizzazione dei prezzi sulla base della capacità disponibile (*Available transfer capacity-based Price Coupling*).

Ma cos'è il *market coupling*? È un sistema più efficiente di quello oggi utilizzato? È facilmente implementabile? Sulle frontiere italiane, attualmente, la capacità di transito è assegnata in forma di diritti di transito mediante aste esplicite annuali, mensili e giornalieri. Le aste, il cui regolamento è adottato congiuntamente da Terna e dai TSO dei Paesi confinanti con l'Italia, sono gestite dal TSO esportatore. Tale meccanismo di soluzione delle congestioni transfrontaliere, pur essendo più funzionale di meccanismi non di mercato usati in precedenza, mantiene un margine di inefficienza legato al mancato coordinamento tra l'assegnazione/valorizzazione della capacità di transito e la determinazione del prezzo dell'energia ai due lati della frontiera.

Nelle aste esplicite, dove la capacità di trasmissione e l'elettricità vengono negoziate in modo separato e indipendente, si crea un buco informativo che può rivelarsi in un inefficiente utilizzo delle interconnessioni, e di conseguenza un minor benessere sociale, una minore convergenza dei prezzi ed un più frequente verificarsi di flussi opposti. Il coordinamento sarebbe invece ottenibile attraverso l'introduzione di un meccanismo di asta implicita, quale appunto il *market coupling*. Con un meccanismo di asta implicita, la capacità di transito viene allocata e valorizzata contestualmente e in funzione del livello dei prezzi sui mercati dell'energia che partecipano al *coupling*. L'asta implicita assicura che i flussi di elettricità siano dalle aree in surplus (con bassi prezzi) verso le aree in deficit (con prezzi più alti), così da guidare i prezzi verso la convergenza.

Attraverso il *market coupling* l'uso della capacità di interconnessione è sempre efficiente: infatti, qualora la capacità non venga completamente utilizzata (assenza di congestioni), tutti i mercati che partecipano al *market coupling* hanno lo stesso prezzo di equilibrio e non si genera alcuna rendita da congestione. Al contrario, qualora la capacità venisse completamente utilizzata (presenza di congestione) si determinerebbe una differenziazione dei prezzi dei diversi mercati nel senso che

il prezzo del mercato che importa risulta maggiore del prezzo del mercato che esporta. In quest'ultimo caso, si genera inoltre una rendita da congestione pari al prodotto tra la quantità di energia che transita sulla frontiera e la differenza tra i prezzi dell'energia dei paesi a monte e a valle del transito congestionato (margini di arbitraggio). Il *market coupling* replica pertanto il funzionamento del *market splitting* (adottato ad esempio su IPEX). L'unica differenza consiste nel fatto che, nel primo caso, le zone di mercato sono gestite da diversi gestori di mercato (di solito uno per ciascun paese), i quali ricevono le offerte e gestiscono le garanzie, nonché i pagamenti degli operatori appartenenti alla propria zona di competenza. Nel secondo caso invece, un unico gestore di mercato (in Italia il GME) gestisce un mercato con più zone. Tuttavia, i diversi gestori coinvolti nel meccanismo di *coupling*, coordinando il funzionamento dei propri mercati dell'energia replicano i risultati che si otterrebbero qualora le diverse zone (paesi) coinvolte nel *coupling* fossero gestite con un unico mercato e da un unico gestore di mercato attraverso un meccanismo di *market splitting*.

Sebbene in teoria sia superiore e ci si aspettino benefici anche in termini di minori rischi operativi e minori rischi/costi di trading, il meccanismo presenta difficoltà dell'implementazione. Innanzitutto è necessario fare delle considerazioni sulle differenze tra la nozione di capacità di trasmissione transfrontaliera commerciale (rilevante ai fini delle transazioni economiche), e la capacità fisica effettiva. Altre considerazioni di opportunità devono essere fatte circa la metodologia per il calcolo della capacità di trasmissione cross-border: con un *interface approach* il TSO definisce ex ante, rispetto alla fase di clearing del mercato, la quantità massima che può essere immessa in una zona e prelevata in un'altra, determinando la *net capacity transfer* come la capacità totale meno un margine di sicurezza; con un *flow based approach* la capacità di transito è definita contestualmente al clearing di mercato e il valore dell'energia è internalizzato direttamente nei diversi punti della rete, definendo l'utilizzo ottimo delle risorse di rete, ma presupponendo ipotesi circa la distribuzione delle immissioni nei diversi nodi.

Anche lo stesso schema di *market coupling*, con borse elettriche separate nei diversi Paesi può essere implementato in modalità differenti. Il modello cui tende il *Price Coupling* è quello in cui un operatore centralizzato calcola l'equilibrio per l'intero sistema, oppure il *Volume Coupling*, (dal 2006 utilizzato nel *coupling* tra EPEX e NordPool), nel quale le borse elettriche nazionali calcolano gli equilibri interni e l'operatore centralizzato calcola i flussi cross-border. Più nel dettaglio, nel *volume coupling*, le borse nazionali inviano i dati su domanda e offerta interni (sintetizzati dalla Net Export Curve) all'operatore centrale, il central coupler calcola i flussi cross-border e le borse nazionali calcolano gli equilibri interni tenendo conto dei flussi calcolati nella fase precedente. Tra i requisiti necessari affinché il *market coupling* possa funzionare sono il miglioramento della trasparenza e della comunicazione tra i soggetti coinvolti nel mercato, la condivisione delle regole e dei meccanismi adottati, l'integrazione tecnica degli algoritmi nelle borse nazionali, gli investimenti coordinati dei diversi TSO e la stretta collaborazione delle autorità di regolamentazione nazionali.

Segue dalla prima

## Lo stoccaggio di gas in Europa

sono stati effettuati dal Regno Unito (28%), da Italia e Germania (16%), Austria e Spagna (8%) e Olanda (6,5%). Dei futuri siti di stoccaggio il 64 % sarà realizzato in Europa utilizzando giacimenti esauriti, il 26% in cavità saline e l'8% in acquifero. Particolarmente interessante è anche l'investimento, il 2% della spesa complessiva, per strutture che ricevono sovra capacità di gas naturale liquefatto, le così dette *LNG peak shaving*, in fase di costruzione dalla spagnola *Enagas* sulle coste atlantiche e mediterranee del territorio iberico, adibite alla copertura delle punte massime dei consumi di gas quando la richiesta di gas è superiore alla capacità della linea di alimentazione primaria.

Solo un quinto dei nuovi investimenti sarà destinato ad incrementare l'efficienza e la capacità di uno stoccaggio preesistente, mentre l'80% è destinato a nuovi progetti. Attraverso l'analisi di questi dati si è stimato nel 2008 di poter arrivare in Europa ad una

capacità di stoccaggio in *working gas* entro il 2012 di 97 miliardi di m<sup>3</sup> di gas naturale, e di 133 miliardi di m<sup>3</sup> nel 2015. Questo incremento di stoccaggio è di circa dell'80% rispetto ad oggi, un dato che deve fare i conti con la crisi economica. Tuttavia analizzando soltanto i dati relativi ai siti già in costruzione-ampliamento, si dovrebbe avere entro il 2015 un incremento di 7,3 miliardi di m<sup>3</sup> di gas, 3,7 dei quali solo in Italia (+ 25% della capacità attuale).

Con queste prospettive il nostro Paese, con la partecipazione di operatori di varie taglie integrati verticalmente e non (Stogit, Edison, ERG Rivara Storage srl, Geogas e Ital Gas Storage) potrebbe diventare uno dei più importanti hub europei di gas, come ad esempio l'APX (Amsterdam Power Exchange) nell'Europa Nord-Occidentale ed il CEGH (Central European Gas Hub) dell'Europa Centro-Orientale, affacciandosi così all'Europa e trovando la necessaria liquidità per la neonata P-Gas.