



## Piccolo può essere più bello?

**P**ossiamo gioire, abbiamo in un colpo solo il terzo conto energia e le linee guida nazionali per le autorizzazioni. L'action plan delle rinnovabili per Bruxelles è in avanzata fase di consultazione e le installazioni di nuovi impianti, soprattutto fotovoltaici, procedono a ritmo spedito. Tutto sembra procedere per il meglio in questo luglio torrido non solo per il clima ma anche per l'attività politica, nonostante l'energia sia da oltre due mesi orfana di un ministro nel senso proprio del termine.

L'industria delle rinnovabili, colpita nell'immagine da pesanti scandali giudiziari e nella sostanza da gestioni fin troppo disinvolute a livello regionale, è pronta a ripartire per la lunga marcia verso gli obiettivi europei del 2020? L'ottimismo della volontà farebbe dire di sì senza esitazioni, nonostante le molte difficoltà. Fortunatamente anche lo sviluppo di alcune iniziative ancora di nicchia ma innovative come l'uso di biogas per autotrazione, l'utilizzo termico della geotermia e lo sviluppo del mini eolico testimonia la volontà di innovare delle imprese italiane e quindi induce a ben sperare. Si tratta di impianti piccoli e piccolissimi che non potranno forse incidere su scala nazionale ma sono interessanti per piccole imprese e privati cittadini che hanno una coscienza ambientale e vogliono fare investimenti con tempi di ritorno ragionevoli.

I due ostacoli principali sulla strada dello sviluppo delle rinnovabili rimangono ancora la rete elettrica e il regime delle

autorizzazioni. I problemi sono in un certo senso strutturali con implicazioni tecniche, connaturate al nuovo scenario della generazione distribuita, per il quale occorrono investimenti onerosi nelle smart grid, e a un disegno regolamentare legato alle autorizzazioni individuali degli impianti. A questo proposito un autore ricorda come quello attuale non sia l'unico modo possibile di procedere ma sia prevista anche dalle norme europee l'ipotesi di bandire gare per un pool di impianti a livello regionale. La proposta avrebbe vantaggi non trascurabili di coordinamento tra gli attori coinvolti e di riduzione della discrezionalità delle amministrazioni locali.

Mentre la dimensione regionale sembra emergere sempre più come protagonista delle scelte in campo energetico, anche in relazione al nucleare e all'ampliamento delle reti ad alta tensione, cresce in parallelo una dimensione europea di cui va tenuto conto a livello di generazione con il fenomeno del coupling dei mercati nazionali dell'energia elettrica. Il fenomeno porterà progressivamente alla caduta delle barriere nazionali e quindi ad una maggiore competizione a vantaggio degli utenti finali. La chiave del successo sarà, come al solito, nella capacità di valorizzare le risorse locali prendendo ad esempio le migliori esperienze a livello europeo, magari inserendo quegli elementi di creatività positiva che contraddistinguono da sempre il nostro paese.

*Quirino Brindisi*

## Biogas per autotrazione: una risorsa sottoutilizzata

*Bruno Mignogna*

Secondo il Reference Scenario – Tendenziale elaborato dall'International Energy Association (IEA) si arriverà nel 2030 a oltre 40 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub> immesse in atmosfera. Tale incremento pari al 38% rispetto alle emissioni del 2007 risulta essere ovviamente insostenibile.

L'attuale direttiva europea 28/2009/CE sulla promozione delle fonti di energia rinnovabili ha introdotto l'obbligo per gli Stati membri di ridurre le emissioni di anidride carbonica del 20% rispetto ai livelli del 1990, incrementare del 20% l'efficienza negli usi finali dell'energia rispetto ai livelli attuali e promuovere le energie rinnovabili (FER) vincolando gli stati membri a far penetrare del 20% le energie rinnovabili rispetto ai consumi energetici dell'UE. Nella stessa direttiva è stato introdotto anche l'obiettivo per tutti gli Stati di coprire con le FER il 10% dei consumi nel settore dei trasporti terrestri.

In quest'ottica l'utilizzo dei biocarburanti garantirebbe, oltre al raggiungimento degli obiettivi imposti, una notevole riduzione della dipendenza energetica, la riduzione dell'inquinamento nelle aree urbane, la riduzione dell'emissione di gas climalteranti e nuove opportunità di sviluppo per le aziende agricole. Secondo il rapporto Energia e Ambiente 2008 elaborato dall'ENEA il settore più energivoro dopo il terziario e il residenziale è proprio quello dei trasporti (44.7 tep). Attualmente in Europa il consumo di biocarburanti è pari a 10.064 ktep di cui meno del 5% è biometano. Attraverso la coltivazione di 1 ettaro di mais (o sorgo) è possibile produrre biometano per alimentare una autovettura di media cilindrata per complessivi 67.700 km (rispetto ai 23.200 del biodiesel da colza e i 22.000 dell'etanolo da cereali).

Con una non recente delibera il Comune di Larino, in provincia di Campobasso, ha autorizzato la realizzazione di un impianto di digestione anaerobica nelle pianure del comune frentano. L'impianto, della potenza complessiva inferiore ad 1 MW utilizzerà come "combustibile" materiali cerealicoli (sorgo, mais) e produrrà, attraverso il processo di digestione anaerobica, biogas. Questo gas è una miscela di metano (di solito attorno al 60 – 70%) e anidride carbonica. Il suo utilizzo generalmente è destinato alla combustione in generatori o in co-generatori per la produzione di energia  
*segue in ultima*

### NELL'INTERNO

- **Politica energetica:** Sviluppo delle rinnovabili: meglio le gare?
- **Energie rinnovabili:** Green economy...DIA col vento  
Geotermia: situazione attuale e sviluppi futuri
- **Progetti europei:** L'unione elettrica si fa strada in Europa

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

## Politica energetica

# Sviluppo delle rinnovabili: meglio le gare?

Aleksandr Vladimirovitch Esaulov

Sospiro di sollievo, boccata d'ossigeno, nel pieno di un luglio torrido. Così è stato salutato da alcuni addetti ai lavori il varo contemporaneo del nuovo conto energia 2011 – 2013 per il fotovoltaico e delle linee guida nazionali per l'autorizzazione a costruire impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili. Soprattutto il varo di quest'ultimo provvedimento, atteso da quasi sette anni in ottemperanza all'art. 12, del d.lgs 387/2003, ha suscitato apprezzamento, seppure con alcuni distinguo. Si avvicina il momento della consegna del piano d'azione richiesto da Bruxelles con la strategia che l'Italia metterà in atto per arrivare agli obiettivi Europei imposti dal pacchetto clima. L'attuale tendenza di sviluppo delle fonti rinnovabili è sufficiente per raggiungere l'obiettivo del 17% di energia primaria a livello nazionale? Il potenziale c'è ma i problemi non mancano.

Le regioni meridionali hanno una rete elettrica ancora carente, soprattutto in relazione ai campi eolici che in diversi casi si trovano nell'impossibilità di immettere l'energia prodotta in rete. Ciò comporta risarcimenti per i produttori che sono scaricati in bolletta a tutti i clienti elettrici. Lo sviluppo della rete, d'altra parte, è spesso ostacolato da amministrazioni troppo timorose delle proteste dei cittadini o dalla speculazione. In Puglia è stata fatta fino a oggi domanda di accesso alla rete per una potenza complessiva di impianti eolici e fotovoltaici superiore alla cifra stratosferica di 150 GW, rendendo impossibile gestire lo sviluppo della rete. La maggioranza di queste domande, inoltre non si tradurrà mai in impianti realizzati. I provvedimenti presi dall'Autorità per limitare questa corsa al mercato delle autorizzazioni non hanno sortito grandi effetti, tanto che la stessa sta valutando di introdurre l'obbligo di versare depositi cauzionali all'atto dell'accettazione del preventivo nel caso di connessioni in media tensione e di eliminare l'attuale prassi secondo la quale la rete viene "prenotata". Queste modifiche sono state, almeno in parte, recepite nel testo delle linee guida. In linea generale, l'obiettivo è di passare a un sistema in cui si dovrà ottenere prima l'autorizzazione dell'impianto e successivamente prenotare la rete.

Il coinvolgimento delle regioni nella pianificazione dello sviluppo della generazione da fonti rinnovabili è stato introdotto dalla legge 13/2009, art. 8-bis ed è oggetto di attenzione da parte della Commissione che verificherà ogni due anni l'allineamento degli Stati membri ai piani di sviluppo presentati. Il solo fatto di aver approvato linee guida

nazionali sarà in grado di far marciare in modo coordinato regioni che, fino a ieri, si sono mosse in maniera totalmente diversa? E' lecito dubitarne. Una via d'uscita potrebbe venire dalla normativa europea, in particolare dall'art. 4 della direttiva 96/92 ribadita dalla direttiva 2009/72, che considera come ipotesi complementare all'assegnazione di singole autorizzazioni la possibilità per l'amministrazione di indire gare di appalto finalizzate a soddisfare il raggiungimento degli obiettivi per lo sviluppo degli impianti a energia rinnovabile.

La procedura di gara potrebbe sembrare un'ulteriore distorsione per un mercato elettrico già fortemente condizionato da fattori strutturali e dalla regolamentazione. Tuttavia, all'atto di avvio dei tavoli tra Stato e regioni sulla pianificazione del burden sharing ci si dovrebbe interrogare apertamente sui pro e i contro di un tale sistema rispetto a quello attuale. G.B. Zorzoli, ad esempio, ipotizza che nel bando per una tale gara l'amministrazione individui un certo numero di siti, caratterizzati da una certa tipologia d'impianto con potenza prefissata su cui garantisce la concessione di un'autorizzazione, assegnando la realizzazione effettiva alle imprese che presentino le offerte migliori.

Il sistema, che indubbiamente porrebbe notevoli vincoli all'iniziativa privata, potrebbe avere notevoli vantaggi in termini di tempi di realizzazione. Si potrebbero ad esempio localizzare gli impianti co-ordinandoli con i piani di sviluppo della rete di Terna, ponendo fine a balletti inutili e a volte speciosi. Le ostilità che gli investitori incontrano a livello di amministrazioni locali potrebbero essere mitigate da un sistema opportuno di incentivi finanziato magari con gli stessi proventi delle gare. Non si tratta di evocare un ritorno al dirigismo centralista o ad infausti esempi di economia pianificata, ma di prendere atto che la mano invisibile del libero mercato evocata da Adam Smith spesso non ha funzionato in Italia. D'altra parte una fonte al di sopra di ogni sospetto come il rapporto IEA sullo *Sviluppo e Diffusione delle Energie Rinnovabili* (2008) sottolinea l'importanza della rimozione delle barriere non economiche per un'azione efficace dei *Policy Makers*, come gli eccessivi ostacoli amministrativi, i problemi di connessione alla rete e l'opposizione pregiudiziale per effetto "nimby". *"La rimozione di queste barriere rimane una priorità chiave per le future politiche a prescindere dal programma di incentivi specifici in vigore"*.

## Energie rinnovabili

# Green economy...DIA col vento

Daniela Brunetti

Il vento c'è sempre stato, la tecnologia è matura e ci sono anche gli incentivi giusti. Eppure il mini eolico in Italia continua a essere semiclandestino, ben pochi conoscono infatti le opportunità di risparmio che questa forma di produzione distribuita di energia elettrica è in grado di fornire. Rispetto agli impianti di taglia industriale, il mini eolico ha il vantaggio di non essere invasivo e di adattarsi bene a zone di scarso pregio paesaggistico, come aziende agricole e zone artigianali.

Il mercato ha subito una brusca accelerazione con l'approvazione dell'incentivo di € 0,30 per kWh immesso in rete dagli impianti fino a 200kW definito all'inizio del 2009. Gli impianti autonomi possono anche adottare lo scambio sul posto: l'energia in eccesso rispetto ai consumi viene immessa in rete e costituisce un credito per successivi prelievi. A differenza del fotovoltaico, però, i due incentivi non si possono sommare. Il decreto ministeriale 18 dicembre 2008 ha introdotto un incentivo per l'energia elettrica pro-

dotta da impianti mini eolici connessi alla rete elettrica di distribuzione con potenza compresa tra 1 e 200 kW (tariffa fissa onnicomprensiva). Tale incentivo, erogato dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), è pari a € 0,30 per ogni kWh prodotto ed immesso in rete e ha la durata di 15 anni. Al termine dei 15 anni l'energia prodotta potrà essere venduta, sul mercato elettrico o al GSE tramite il meccanismo del ritiro dedicato. In alternativa potrà beneficiare, previa richiesta al GSE, del meccanismo di "scambio sul posto".

La normativa sulle autorizzazioni, invece, non presenta un quadro unitario a livello nazionale per l'installazione di impianti minieolici. Alcune regioni si sono attrezzate, prevedendo semplificazioni molto interessanti, mentre in altri casi l'iter autorizzativo può diventare un percorso ad ostacoli. Il D.lgs 387/2003, prevede che impianti eolici fino a 60 kW di potenza siano esclusi dall'obbligo dell'Autorizzazione Unica e necessitano semplicemente di una DIA (Dichiarazione Inizio Attività), da

consegnare all'Ufficio Tecnico del Comune. Gli impianti micro eolici, con altezza complessiva inferiore a 1,5 metri e diametro delle pale non superiore al metro, beneficiano delle semplificazioni introdotte dal Dlgs 115/2008, in base al quale è sufficiente una semplice comunicazione al comune. La Finanziaria 2008 ha introdotto alcuni importanti miglioramenti al decreto del 2003, rendendo possibile l'autorizzazione di impianti di piccola taglia attraverso la Dichiarazione di Inizio Attività (DIA), come si fa per le normali ristrutturazioni edili.

Una volta installato, un impianto mini eolico in un sito con velocità media annua fra 5 e 6 m/s può fornire una produzione annua compresa fra 1000 e 1800 kWh per ogni kW di potenza nominale. Si può dire in altri termini che l'impianto "lavora fra 1000 e 1800 ore equivalenti", in un intero anno. L'effettiva produzione di energia elettrica è però fortemente influenzata dal sito scelto, dall'altezza dal suolo del generatore e dalle caratteristiche del gene-

## Geotermia: situazione attuale e sviluppi futuri

Enrico D'Armento

L'energia geotermica è prodotta dal decadimento degli isotopi radioattivi contenuti nella crosta terrestre, da reazioni chimiche che producono calore e dal calore prodotto dalla compressione dei vari strati della crosta terrestre. In base alle modalità di sfruttamento del calore endogeno ad alta entalpia (con temperatura >150°C) è possibile distinguere tre tipi di geotermia: 1) la geotermia di 1ª generazione idrotermale, relativa alla produzione di energia elettrica e calore da risorse geotermiche naturali; 2) la geotermia di 2ª generazione da Hot dry rocks, in cui si perforano due pozzi fino a raggiungere gli strati caldi, quindi con acqua in pressione si creano fratture al fine di immettere acqua ed estrarre vapore; 3) la geotermia di 3ª generazione degli Enhanced Geothermal Systems, una tecnologia sperimentale che permette d'incrementare il rendimento nella produzione di energia elettrica attraverso l'iniezione di acqua in profondità.

L'Italia è stato nel 2008 il quarto paese al mondo e il primo europeo per produzione di elettricità da fonte geotermica, con una potenza installata di 810,5 MW<sub>e</sub>, di cui 711 MW<sub>e</sub> in funzione, e una produzione di 5.198 GWh, dietro agli USA, alle Filippine e al Messico. Non meno importante, è lo sfruttamento delle risorse geotermiche a bassa entalpia (temperatura compresa tra 50°C e 90°C) e bassissima entalpia (temperatura <50°C) per la produzione di calore. L'Italia è seconda in Europa, con 500 MW, installati, distribuiti al 35% per usi termali, al 22% per riscaldamento di ambienti, al 19% per itticultura, al 15% per serricoltura, all'8% per pompe di calore e all'1% per processi industriali<sup>1</sup>. Discorso a parte meritano le pompe di calore geotermiche, che sfruttano il naturale gradiente geotermico del sottosuolo (la temperatura s'innalza in profondità di 3°C ogni 100 m) per la climatizzazione residenziale, sia in regime di riscaldamento, che di raffrescamento, oltre che per la produzione di acqua calda sanitaria.

In Europa nel 2008 ne sono state vendute 114.452 unità, su un totale stimato di 785.206 unità con una potenza complessiva di 8.955,4 MW<sub>t</sub>. In questo mercato svetta solitaria la Svezia con 320.687 unità installate, di cui 25.138 nel 2008. Secondo

paese per numero di pompe di calore geotermiche è la Germania con 150.263 unità, di cui 34.450 nel 2008. Terzo mercato è la Francia, con 21.725 unità installate nel 2008. In Italia il numero delle installazioni al 2008 è di 7.500 unità (dati EurObserv'ER 2009), con una distribuzione regionale degli usi geotermici del calore in cui si ha il 38% delle installazioni in Veneto, il 23% in Toscana, il 10% in Campania e il 29% nelle restanti regioni<sup>1</sup>. Il numero dei comuni in cui è presente uno di questi impianti sono 53 al 31/12/2009, quasi tutti ubicati nell'Italia settentrionale e centrale.

Esaminando le prospettive di sviluppo del mercato dell'energia geotermica, per quanto riguarda la produzione termoelettrica, le opportunità maggiori sono nei paesi asiatici. Per la produzione di calore a bassa entalpia e le pompe di calore l'Europa, anche grazie a generosi incentivi, sembra invece avviata a una crescita sensibile. In Italia il settore è allo stadio embrionale, mentre è in corso una semplificazione delle procedure autorizzative per lo sfruttamento delle risorse a media e bassa entalpia con potenza fino a 20 MWt che sono state definite dal DLgs n. 22/2010 di "interesse locale" e quindi soggette alla normativa regionale.

Le Regioni dovranno quindi adottare procedure semplificate per l'installazione delle sonde geotermiche che scambiano calore col sottosuolo senza prelievo e reimmissione di acque o fluidi geotermici. Attualmente solo la Lombardia ha recepito il decreto (R.R. n. 7 15/2/2010), imponendo per l'installazione delle sonde geotermiche a circuito chiuso con profondità minore di 150 m la sola registrazione alla banca dati regionale RSG, o per profondità maggiore di 150 m l'autorizzazione provinciale e la registrazione all'RSG. Nelle altre regioni l'installazione di sonde geotermiche è disciplinata in maniera molto disomogenea. Inoltre a livello nazionale si è in attesa del decreto ministeriale previsto nella Legge 99/2009 art. 27 comma 39 volto a "definire le prescrizioni relative alla posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica, ovvero sonde geotermiche, destinati al riscaldamento e alla climatizzazione di edifici, per cui è necessaria la sola dichiarazio-

ne di inizio attività".

Un'importante leva per lo sviluppo del mercato sono le politiche di incentivazione. Attualmente gli impianti geotermici a bassissima entalpia beneficiano di una detrazione rateizzata in 5 anni del 55% delle spese dall'IRPEF per la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale, con detrazione massima prevista pari a 30.000 € a fronte di una spesa massima di circa 54 mila € (legge Finanziaria 2007, comma n. 347, con detrazioni prorogate a tutto il 2010 dalla Finanziaria 2008). Le pompe di calore geotermiche per il riscaldamento sono ammesse al contributo solo per edifici dotati di riscaldamento a bassa temperatura.

Il tempo di ritorno dell'investimento, non attualizzato, stimato sulla base del risparmio annuo in bolletta e dell'extracosto dell'impianto geotermico rispetto ad un impianto convenzionale (caldaia a metano e condizionatore elettrico), è di circa 10-15 anni nel caso di una nuova costruzione. Nel caso si tratti di un intervento di ristrutturazione, e quindi in presenza di detrazione fiscale del 55%, il tempo di ritorno è di 6-8 anni. Nella valutazione dei costi si deve tenere presente anche la lunga vita delle sonde geotermiche (molti decenni), mentre la pompa di calore ha una vita utile di circa 20-25 anni. Nell'insieme l'impianto geotermico ha una vita media sicuramente superiore a quello di una qualsiasi caldaia a metano e ad un condizionatore elettrico.

La potenzialità della geotermia in Italia è al momento solo in parte sfruttata, avendo un sottosuolo ricco di fluidi ad elevate temperature disponibili a profondità relativamente basse, e soprattutto un notevole know-how tecnologico in questo campo, che data dal. Il settore delle pompe geotermiche è anche più promettente ma affinché lo sviluppo si manifesti è fondamentale un quadro normativo chiaro e coordinato a livello nazionale, che permetta di semplificare delle procedure d'installazione e incentivi stabili nel tempo e non rinnovati annualmente. L'Unione Geotermica Italiana ha previsto nel 2007 una crescita delle installazioni con un incremento tra il 37% e il 42% al 2020, sarebbe un bel traguardo anche per il raggiungimento degli obiettivi del pacchetto clima.

Note: 1) Dati UGI – Supplemento al Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e delle Georisorse – Anno LIV N. 2.

>>>

ratore e può quindi differire sensibilmente dai valori sopraindicati.

Il costo di un impianto mini eolico installato "chiavi in mano" (IVA esclusa) per taglie comprese fra 5 kW e 20 kW è compreso fra 3.000 e 5.000 Euro per kW installato, dove il costo medio decresce con la taglia dell'impianto. Quali sono i parametri economici dell'investimento? Consideriamo una macchina da 20 kW con un costo "chiavi in mano" di 60.000 euro + IVA (10%) e una vita utile dell'impianto di 20 anni, con un sistema di incentivazione a tariffa onnicomprensiva, di 0,30 euro per

kWh immesso in rete fino al 15° anno e ricavi da scambio sul posto dal 16° al 20° anno pari a 0,18 euro per kWh prodotto, con costi di manutenzione di 200 euro/anno e costi di esercizio pari a 50 euro/anno circa. In questa condizione si può calcolare un tempo di ritorno che varia da 7 a 9 anni a seconda della producibilità del sito. Si tratta perciò di un tempo confrontabile con altri impianti da fonte rinnovabile come ad esempio il fotovoltaico.

L'esempio sopra riportato dimostra come la tecnologia del piccolo eolico abbia le potenzialità per svilup-

parsi e diffondersi in Italia. L'iter autorizzativo per un sito con ventosità adeguata richiede spesso soltanto una DIA a livello comunale. In alcuni casi di regioni virtuose le semplificazioni sono ulteriori. Il sistema d'incentivazione è sufficientemente stabile e collaudato da permettere il finanziamento dell'investimento iniziale da parte degli istituti bancari. L'energia eolica non è solo, dunque, quella dei grandi impianti e dei grandi affari ma anche una concreta opportunità per le piccole e medie imprese diffuse sul territorio.



## Progetti europei

# L'unione elettrica si fa strada in Europa

Antonio Iliceto e Filippo Del Grosso

L'integrazione degli stati d'Europa si svolge dall'inizio su piani paralleli: politico ed economico. L'integrazione dei mercati dell'energia richiama proprio gli albori di tale processo di unificazione: la Comunità Europea del Carbone e dell'Acciaio degli anni '50, che poneva le basi di un mercato comune proprio a partire da energia e commodities. Tale lungo percorso è scandito attualmente dal Terzo Pacchetto Energia, emanato dalla Commissione Europea nel 2009 e la cui portata travalica l'insieme dei Paesi membri, trovando applicazione anche nei Balcani tramite il Trattato di Atene e l'Athens Forum, ed informando dei suoi principi tutti gli Stati fisicamente interconnessi alla rete sincrona continentale e alle sue propaggini (Norvegia, Svizzera, Turchia, Ucraina, Nord Africa).

La ratio di tutto il processo è la creazione di un mercato ampio, liberalizzato e concorrenziale con l'obiettivo principale dell'allocation efficiente delle risorse e della massimizzazione del benessere collettivo. Ciò avverrà progressivamente attraverso l'eliminazione delle rendite di posizione e di oligopolio, facilitate dalla presenza di colli di bottiglia sulle reti di trasporto, che impediscono il pieno accesso ai mercati nazionali, che porterà a una riduzione dei prezzi per i consumatori europei.

Il settore dell'energia elettrica in Europa è stato rivoluzionato negli ultimi due decenni dalla liberalizzazione che però ha avuto sfumature e incisività diverse nei vari Paesi. I processi si sono svolti sostanzialmente a livello nazionale, con la lodevole eccezione del NordPool, che estende la propria giurisdizione su 4 nazioni scandinave sin dall'inizio, e successivi interventi di sintesi e razionalizzazione tramite i "Pacchetti Energia". Tali interventi sono stati peraltro preceduti da una vasta e articolata cooperazione su base volontaristica tra regolatori, TSO / Borse elettriche, ed anche tra singoli Stati o gruppi di Stati contigui (riguardo le allocazioni di capacità sulle frontiere), con un approccio di tipo *bottom-up* che si sta dimostrando per il momento più efficace dei tentativi di imposizione dall'alto, come per esempio negli USA.

Il panorama è quindi costituito a tutt'oggi da una congerie di mercati organizzati nazionali, nati in circostanze differenti, che hanno affrontato logiche di partenza diverse e rispondenti anche a scelte di politica

economica difforni. Focalizzandosi sull'elemento più rappresentativo dei mercati elettrici, cioè le Borse, già la loro natura le suddivide in tipologia "merchant", nate per iniziative privata e meno votate alla risoluzione sistemica della gestione della rete, e borse nate su impulso pubblico, remunerate a tariffa amministrata e mirate a costituire un pool di produzione più o meno obbligatorio. Le differenze tra le Borse elettriche, che ne rendono complessa l'integrazione, sono numerose: la natura giuridica, i volumi trattati e lo spessore, la liquidità, la tipologia di prodotti transati, la piattaforma informatica, la struttura e la tempistica delle sessioni, i formati delle offerte, solo per citarne alcuni. Alcune sono differenze di standard tecnici realizzativi, altre invece denotano profonde divergenze nel disegno dei relativi mercati, come l'obbligatorietà di offerta, la presenza o meno di un acquirente unico, la presenza ed interrelazioni tra mercati energia e mercati dei servizi di dispacciamento, la necessità di monitorare/contrastare il potere di mercato degli incumbent, per citarne solo alcuni aspetti.

Se si potesse idealmente ripartire da zero, il legislatore europeo potrebbe far tesoro delle esperienze nazionali, estrarne un minimo comune denominatore ed applicarlo. La realtà è invece che bisogna partire dai sistemi esistenti, consolidati a livello nazionale e con massicci interessi economici già cristallizzati, e lavorare gradualmente e faticosamente per un paradigma armonizzato. La situazione a tendere sarà pertanto un insieme fortemente coordinato di mercati accoppiati (*market coupling*) con regole ed algoritmi unificati ma governance decentralizzata.

Particolare rilievo nell'integrazione dei mercati riveste il tema della risoluzione delle congestioni, dovute ai limiti fisici della rete di trasporto, che prevedibilmente non saranno eliminati del tutto anche dopo l'intenso sviluppo delle interconnessioni attualmente in corso. Infatti esiste un break-even di convenienza economica, dato che il beneficio marginale di una nuova linea in generale decresce all'aumentare della magliatura stessa della rete.

Storicamente, l'assegnazione di capacità di trasporto in presenza di congestione è evoluta da criteri di natura amministrativa, come il "first-come-first-served" o il razionamento proporzionale dei richiedenti, verso meccanismi di mercato. Questi ultimi

consistono tipicamente in aste "esplicithe" (con capacità di trasmissione assegnata in modo disgiunto rispetto al mercato dell'energia), spesso impiegate tra giurisdizioni diverse, o in aste "implicithe" (con assegnazione di capacità di trasporto intrinseca al meccanismo di determinazione del prezzo del mercato energia), con suddivisione in zone di mercato e prezzi zionali (*market splitting*). La superiorità non solo teorica dell'asta implicita è stata anche recentemente dimostrata con una simulazione dal GME riferita alle frontiere di Francia, Svizzera e Austria e all'anno 2009: l'utilizzo ottimale delle capacità è stato stimato ex post, cioè sulla base dei prezzi giornalieri effettivi dell'energia nei mercati contigui, calcolando in 167 milioni di Euro l'inefficienza dovuta al mancato allineamento tra i mercati di energia day ahead e di capacità di lungo periodo. Più specificamente l'analisi evidenzia e quantifica sia il sottoutilizzo della capacità allocata (nei casi di correlazione positiva tra delta prezzo e valorizzazione della congestione), più frequente ma con minore valenza economica, sia l'uso antieconomico della stessa (nei casi di correlazione negativa del delta prezzo), meno frequente ma con maggiore valenza economica.

Si giustifica quindi pienamente l'evoluzione verso meccanismi di market coupling, che può essere realizzato per volumi, come nell'esperienza nordica dell'interconnessione Kontek (Germania e Danimarca), oppure per prezzi, come nel caso della Trilateral Market Coupling (Olanda, Belgio, Francia). L'Italia sta realizzando un market coupling con la Slovenia con operatività prevista ad inizio 2011. Sempre in quest'ottica nascono gli uffici coordinati d'asta, come il CASC-CWE (Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market), creato tra Belgio, Lussemburgo, Paesi Bassi, Germania e Francia, ed il CAO (Coordinated Auction Office) di Podgorica in fase di gestazione in area balcanica.

In conclusione, non essendo ipotizzabile un vero mercato unico in senso stretto si sta puntando ad un modello di integrazione di tipo market coupling graduale denominato *Price Coupling of Regions* (PCR). Il progetto PCR prevede la condivisione di un unico algoritmo di matching delle offerte, gestito però in modo decentralizzato e con responsabilità autonoma dalle singole Borse, in linea con gli assetti regolatori e normativi nazionali.

(segue dalla prima)

## Biogas per autotrazione...

già elettrica e acqua calda. Esistono oggi in Italia circa 160 impianti di digestione anaerobica che trasformano diverse tipologie di biomassa in energia. Di questi il 40% opera in co-digestione di affluenti zootecnici con colture energetiche (sorgo e mais) e residui dell'agroindustria. Nel dettaglio 120 stabilizzano i fanghi di supero dei depuratori delle acque urbane, circa 20 utilizzano gli scarti di distilleria o derivati della produzione di succhi di frutta e prodotti dolciari e 9 trattano la frazione organica dei rifiuti urbani. Il potenziale estraibile dall'uso di queste biomasse, considerando solo 230.000 ettari di terreni dedicati, ammonta a 8 miliardi di metri cubi di metano all'anno. Questa cifra è pari cioè alla produzione di metano italiana

o per rendere meglio l'idea pari alla quantità di gas metano importato dal rigassificatore di Rovigo.

Tuttavia l'uso di questo pregiato combustibile rinnovabile, non è diffuso in Italia nel settore dell'automotive, quindi come bio combustibile. La diffusione capillare sul territorio nazionale e in particolare nella regione Molise ricca di biomasse di vari tipi garantirebbe, invece, una sensibile riduzione dell'emissione in atmosfera di agenti inquinanti (il metano provoca un effetto serra pari a circa 21 volte quello dell'anidride carbonica) e un ritorno diretto sul territorio in termini economici attraverso ad esempio la garanzia di ritiro a prezzo fissato e più remunerativo delle produzioni agricole locali.