



VERSO UN NUOVO ASSETTO DEL MERCATO ELETTRICO

1. LA CRISI DEL MODELLO DI LIBERALIZZAZIONE

Varata in Gran Bretagna a cavallo fra fine anni '80 e inizio anni '90 del secolo scorso e poi con varianti non strutturali ripresa nel resto d'Europa, la liberalizzazione del mercato elettrico venne concepita non tenendo adeguatamente conto di tutte le sue specificità rispetto ad altri prodotti o servizi.

Ad esempio i sistemi elettrici sono caratterizzati da alta intensità di capitale, redditività differita, lunghi tempi di vita degli investimenti, grande rigidità delle soluzioni adottate (un impianto nucleare o a cicli combinati non è convertibile all'uso di altri combustibili; una volta realizzata, una linea elettrica di trasmissione condiziona per decenni le modalità di trasporto dell'energia) e, finora, dalla non economicità dell'immagazzinamento dell'energia prodotta.

Il parametro dominante per gli investimenti nei sistemi elettrici è dunque il lungo termine, come lo è peraltro per quelli relativi alle infrastrutture del gas, con conseguenze analoghe¹.

Viceversa, proprio per determinare il prezzo di vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, che è l'indicatore principe sulla disponibilità o scarsità di una merce, si è privilegiata la contrattazione a breve. Anche il successivo passaggio britannico dal meccanismo del *marginal price* al *pay as bid* non ha posto rimedio alla contraddizione di fondo e non ha nemmeno realizzato l'obiettivo di ridurre il prezzo al consumatore: per proteggersi dalle riduzioni nelle contrattazioni all'ingrosso, i produttori di elettricità hanno aumentato la loro integrazione a valle nel mercato al dettaglio, dove hanno recuperato per intero quanto perso a monte, mentre i consumatori "non organizzati" ancora non catturano la volatilità dei prezzi nell'arco della giornata².

Eppure, all'inizio, qualche dubbio s'era insinuato nelle menti di chi aveva contribuito alla stesura della Direttiva 96/92 CE, «concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica». Altrimenti non si spiegherebbe l'alternativa enunciata nell'articolo 4: «Per la costruzione di nuovi impianti di generazione gli Stati membri possono scegliere tra un sistema di autorizzazione e/o una procedura di gara d'appalto». La scelta generalizzata della prima opzione non è stata del tutto casuale. La gara avrebbe non solo dato spazio ad offerte di elettricità basate su contratti a lungo termine, cioè coerenti con le specificità del comparto, se in parallelo si fosse promossa una domanda organizzata (come ad esempio in Brasile). La concorrenza fra offerte avrebbe probabilmente garantito prezzi più contenuti, il confronto fra diverse opzioni tecnologiche (con conseguente diversificazione delle fonti primarie), un più agevole finanziamento degli impianti, viste le maggiori garanzie che contratti a lungo termine forniscono alle banche, quindi più opportunità di partecipazione per imprese diverse dai soliti noti³.

In un paese come la Gran Bretagna, che aveva fermamente creduto nella bontà delle liberalizzazioni ma non ha introdotto correttivi in corso d'opera (tale non può essere considerato il passaggio al *pay as bid*) si è arrivati prossimi al collasso, con un parco centrali vecchio e investimenti insufficienti a far fronte alla prevedibile, futura domanda.

La risposta data è molto “italiana” e poco *British*. L'*Electricity Market Reform* non si limita a riformare il mercato elettrico e l'introduzione dei contratti per differenza di fatto rappresenta un sostanziale ritorno ai prezzi amministrati. Perfino l'ETS, formalmente mantenuto in vita, con la definizione di un *price floor*, di cui è programmata la crescita negli anni a venire, è di fatto diventato una *carbon tax*.

Il caso britannico, sia perché si trattava della liberalizzazione sperimentata più a lungo in Europa, sia per il peso più ridotto di altre variabili, **come l'incidenza delle rinnovabili elettriche sulla produzione**, è quindi ideale per mettere in evidenza alcuni limiti della contrattazione a breve.

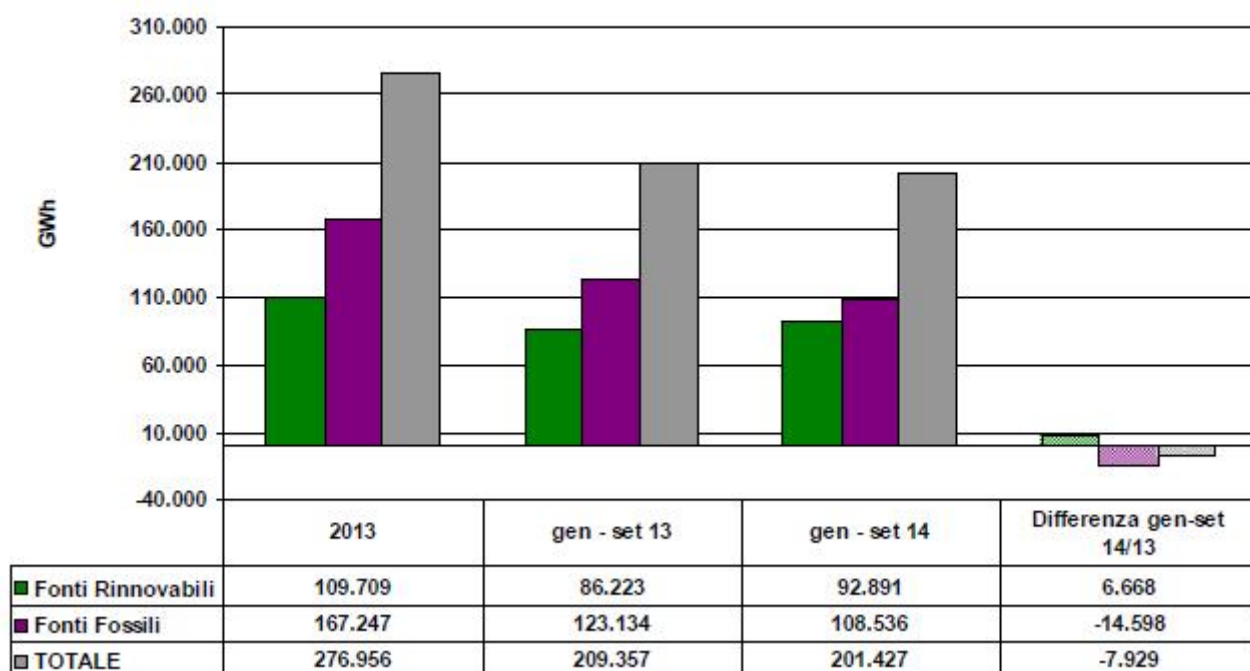
Se questa è in grado di inviare al mercato segnali sull'opportunità o meno di investire in flessibilità sul parco esistente, non lo è altrettanto sul fabbisogno e sulla tipologia di nuova capacità, uno strumento aggiuntivo quale la contrattazione a lungo termine potrebbe fornire i segnali per le decisioni relative agli investimenti produttivi.

Il passaggio alla contrattazione bilaterale di lungo periodo che, almeno nella fase iniziale, richiederà l'attivazione di operatori disponibili a operarvi, non comporta la marginalizzazione del mercato a pronti (MGP), ma un arricchimento delle modalità di compravendita dell'elettricità.

2 L'EFFETTO DELLE RINNOVABILI

La rapida penetrazione delle rinnovabili (FER) elettriche, particolarmente in Germania e in Italia (Fig. 1), non solo ha complicato la situazione; ha anche introdotto nel dibattito alcune tematiche, le quali, per l'uso strumentale che spesso se ne è fatto, ne hanno distorto l'andamento.

Produzione elettrica da fonti fossili e da fonti rinnovabili



Fonte: Elaborazioni Assoelettrica su dati Terna

Figura 1 - Produzione elettrica da fonti fossili e da fonti rinnovabil

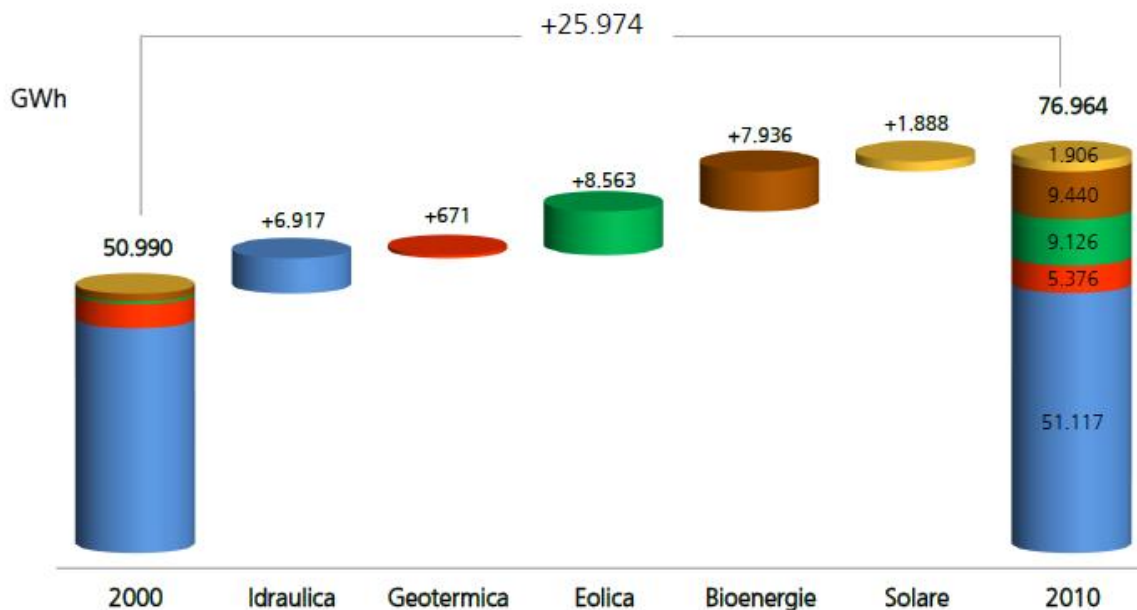
Per sintetizzare al massimo l'analisi, tre sono stati i temi dominanti il dibattito:

- la troppo rapida e imprevedibile penetrazione delle FER è la principale responsabile dell'attuale sovraccapacità produttiva;
- la non programmabilità delle due tecnologie che maggiormente hanno contribuito alla crescita delle FER (eolico e fotovoltaico) sta caricando di oneri il dispacciamento;
- il costo marginale praticamente nullo del fotovoltaico ha distorto la formazione dei prezzi all'ingrosso nelle ore "piene" per quanto concerne la domanda.

I punti b e c saranno esaminati successivamente, in connessione con le proposte di modifica del mercato elettrico. Per quanto concerne il punto a, va ricordato quanto segue.

Sulla base degli e delle conclusioni della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente del novembre 1998, indetta proprio per individuare gli obiettivi specifici al 2010 e gli strumenti per realizzarli, il CIPE approvò una delibera⁴ che, nel definire il contributo delle rinnovabili fa esplicito riferimento al Libro Verde dell'ENEA, sulla cui base lo stesso CIPE, con delibera n. 126 del 6 agosto 1999 approvava il Libro Bianco, sempre dell'ENEA, che per le FER elettriche indicava una produzione di circa 76 TWh nel 2010⁵.

Ebbene, il consuntivo del GSE, riportato in Fig. 2, mette in evidenza che la generazione da FER nel 2010 è stata superiore solo dell'1% alle previsioni del Libro bianco, **che erano limitate al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto, mentre nel frattempo si sono aggiunti quelli al 2020 previsti dal Pacchetto clima/energia.**



Fonte: GSE, Rapporto statistico 2010 – Impianti a fonti rinnovabili

Fig. 2 - Variazione per fonti della produzione rinnovabile tra il 2000 e il 2010

Il 2008 è stato l'anno in cui la produzione elettrica italiana ha raggiunto il suo valore massimo (319.130 GWh). Se non fosse intervenuta la recessione, al tasso di crescita degli anni precedenti, trainato dall'aumento del PIL, nel 2010 la produzione si sarebbe collocata intorno a 333.000 GWh, con un contributo delle rinnovabili del 23%, cioè a cavallo fra il 25% definito a livello europeo e il 22% assunto unilateralmente da parte italiana. Viceversa la produzione è calata a 302.062 GWh, coperta per il 25,5% dalle rinnovabili

Purtroppo, a valle delle decisioni assunte nel 1998 e nel 1999:

1. a livello governativo ha prevalso il convincimento che non si sarebbe raggiunto il quorum di ratifiche del protocollo di Kyoto da parte degli stati firmatari, necessario per la sua entrata in vigore; di conseguenza, quando, nel febbraio 2005, la ratifica della Russia lo ha fatto superare, si sono dovute tardivamente approntare alcune misure a favore delle rinnovabili, ma in modo affrettato, disordinato, spesso contraddittorio, senza una vera politica (anche industriale) di settore;
2. in troppi hanno condiviso la leggenda metropolitana, secondo la quale in realtà le nuove FER non erano in grado di produrre quantità significative di elettricità, tesi sostenuta ancora a fine 2011⁶, quando ormai era evidente il contrario, per cui molti decisori politici ed economici rimasero sorpresi dal loro effetto, non solo quantitativo (si pensi solo al *peak shaving*); effetto ovviamente aggravato dal calo della domanda di energia, indubbiamente un'importante concausa della situazione attuale che, tuttavia, se pur in modo attenuato, si sarebbe comunque verificata.

Le FER elettriche non sono pertanto cresciute eccessivamente, semmai male e in alcuni casi in modo troppo oneroso. Siamo comunque ancora lontani dall'obiettivo 2020 fissato dalla Strategia

Energetica Nazionale (SEN) del 2013, che ha posto rimedio alla sottovalutazione contenuta nel Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PANER) del 2010: vale infatti la *thumb rule*, secondo cui la percentuale di FER elettriche sui relativi consumi lordi è grosso modo il doppio della percentuale per l'insieme delle FER, come conferma la Fig. 3 (si è scelto il caso tedesco, perché è quello statisticamente più rilevante).

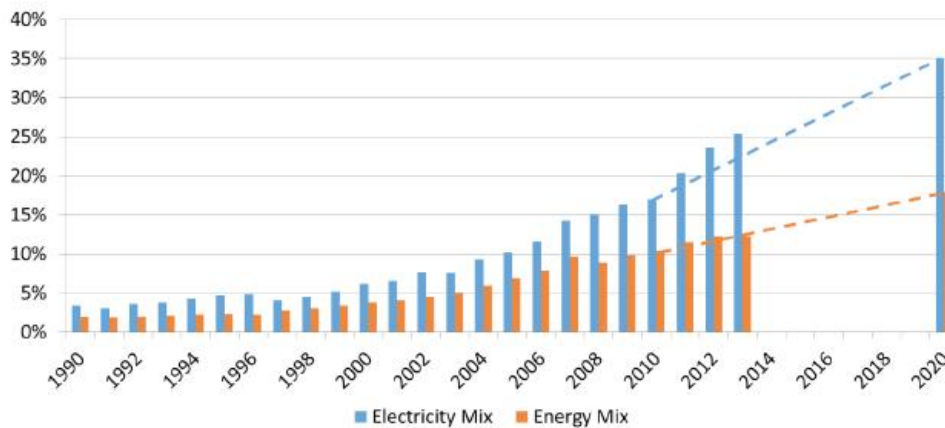


Fig. 3 – Contributo FER al mix energetico in Germania

Fonte: Daan Rutten, The Energiewende and Germany's Industrial Policy

La SEN, infatti, al target complessivo - 18% FER/CIL –associa la forchetta 35-38% per le FER elettriche. Obiettivo che il dato grezzo per il 2013 (Fig. 4), sembra indicare prossimo al conseguimento del valore minimo.

Potenza Efficiente Lorda (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ¹
Idraulica	17.623	17.721	17.876	18.092	18.232	18.300
Eolica	3.538	4.898	5.814	6.936	8.119	8.500
Solare	432	1.144	3.470	12.773	16.420	17.900
Geotermica	711	737	772	772	772	780
Bioenergie ²	1.555	2.019	2.352	2.825	3.802	4.000
Totale FER	23.859	26.519	30.284	41.399	47.345	49.480

Produzione Lorda (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ¹
Idraulica	41.623	49.137	51.117	45.823	41.875	51.450
Eolica	4.861	6.543	9.126	9.856	13.407	15.000
Solare	193	676	1.906	10.796	18.862	22.400
Geotermica	5.520	5.342	5.376	5.654	5.592	5.650
Bioenergie ²	5.966	7.557	9.440	10.832	12.487	14.000
Totale FER	58.164	69.255	76.964	82.961	92.223	108.500

Consumo Interno Lordo CIL ³ (GWh)	353.560	333.296	342.933	346.368	340.400	330.000
FER/CIL %	16	21	22	24	27	33

¹ Stime su dati TERNA/GSE

² Bioenergie: Biomasse Solide, Biogas e Bioliquidi

³ Consumo Interno Lordo (CIL) = Produzione lorda + Saldo Estero - Produzione da pompaggi.

Il valore del 2013 è stato stimato dal GSE sulla base dei "Dati Provvisori di gennaio 2014" pubblicati da TERNA

Fig. 4 – Il quadro delle rinnovabili in Italia

La percentuale di Fig. 4 è però fuorviante. Il 2013 è stato un anno di elevata idraulicità. Normalizzando la produzione secondo la formula dell'Allegato II della Direttiva 28/2009/UE, FER/CIL scenderebbe al 31,3%. Inoltre, nel 2013 il persistere della crisi ha ridotto ulteriormente il CIL, mentre, secondo Eurelectric⁷, nel 2020 la domanda elettrica italiana dovrebbe tornare poco sotto il valore del 2010, previsione che coincide sostanzialmente con quella minima della SEN. In questo caso la produzione normalizzata del 2013 coprirebbe il 30,4% del CIL nel 2020. Se, viceversa, si assumesse la previsione massima della SEN, la produzione normalizzata del 2013 coprirebbe solo il 29,2% del conseguente CIL al 2020.

In entrambi i casi esiste dunque ancora un gap rispetto agli obiettivi al 2020, posti dalla SEN per le FER elettriche.

Di questo va tenuto conto nel valutare la presenza delle FER nel futuro mercato elettrico, destinata a crescere anche dopo il 2020 per contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

3. LA “NON PROGRAMMABILITÀ” DI EOLICO E FOTOVOLTAICO

Rispetto alla vulgata comune, alcune considerazioni svolte il 15 ottobre 2014 dall'Amministratore Delegato di Enel nel corso dell'audizione presso la X Commissione del Senato hanno introdotto alcune varianti di non poco conto.

Secondo Starace, la crescente digitalizzazione delle reti italiane possedute da Enel, che la pone all'avanguardia a livello internazionale, ha, fra l'altro, reso possibile assorbire in modo non traumatico la veloce penetrazione delle rinnovabili, soprattutto del fotovoltaico. I flussi di energia provenienti da questi impianti, che sono essenzialmente allacciati alla media e bassa tensione delle reti di distribuzione, vengono quindi gestiti in modo tale da non creare particolari problemi al sistema elettrico, anche se «in Italia l'energia non fluisce più in modo unidirezionale da grandi centrali a clienti finali: sempre più spesso flussi inversi da rete di distribuzione verso rete Terna (tra 2010 e 2013 numero di trasformatori alta/media tensione con inversione dei flussi di energia: +229%)»⁸.

Su questo punto Starace è stato molto esplicito: le FER sono come le altre tecnologie di produzione, purché vengano trattate come le altre. Oltre tutto le cosiddette non programmabili lo sono sempre meno, perché i sistemi previsionali anche nel caso più complesso (l'eolico) hanno progressivamente ridotto l'errore medio, portandolo praticamente in linea con l'errore previsionale della domanda elettrica.

Un rapporto tedesco arriva ad analoghe conclusioni: l'introduzione di accumuli elettrochimici sarà necessario solo quando la generazione elettrica fornita da fonti rinnovabili supererà il 60%, purché le reti elettriche siano tecnologicamente adeguate e meglio interconnesse, si attui un'efficace flessibilizzazione della domanda e i mercati elettrici europei siano effettivamente integrati⁹.

Anche secondo uno studio del *National Renewable Energy Laboratory*, «hourly simulation analysis indicates that estimated U.S. electricity demand in 2050 could be met with 80% of generation from renewable electricity technologies with varying degrees of dispatchability, together with a mix of flexible conventional generation and grid storage, additions of transmission, more responsive loads, and changes in power system operations»¹⁰.

A ogni modo un ulteriore contributo alla programmabilità può venire dall'aggregazione delle produzioni FER in ambiti territoriali omogenei. Non a caso il riferimento è alla **produzione**, in quanto l'aggregazione qui proposta può essere solo **commerciale**, in quanto esclusivamente finalizzata a presentare sul mercato un'offerta elettrica con caratteristiche sostanzialmente non dissimili (in termini di qualità e quantità) da quelle della produzione tradizionale.

Infatti, per la legge dei grandi numeri l'effetto della stocasticità di alcune fonti rinnovabili sulla generazione elettrica diminuisce al crescere del numero di impianti presi in considerazione e della loro distribuzione territoriale. È intuitivo che le cose vadano così, ma, grazie a studi in materia, è possibile quantificarne l'effetto, che si manifesta già quando il numero di impianti associati è limitato.

Ad esempio, per il fotovoltaico. l'Energy Lab dell'Università di Berkeley ha utilizzato i dati storici degli *Atmospheric Radiation Measurements* nel *Southern Great Plains* (SGP): esteso su 143.000 km² nell'Oklahoma e in piccola parte nel Kansas, una superficie pari a poco meno della metà di quella italiana, SGP è il più vasto e più strumentato campo di ricerca sul clima al mondo. I dati solari utilizzati dallo studio sono relativi alla media minuto per minuto dal 2004 al 2009 in 23 siti diversi, che distano fra loro tra 20 km e 440 km. La Fig. 5 riporta l'andamento della potenza fotovoltaica resa disponibile in rete in una giornata parzialmente nuvolosa da un solo sito, da 5 siti adiacenti, da tutti i 23 siti presi in esame. L'aumento delle installazioni, benché ancora modesto, porta a una rilevante riduzione dell'aleatorietà¹¹.

La possibile partecipazione all'aggregazione anche delle bioenergie, del mini-idro e degli impianti geotermici eventualmente presenti contribuirebbe a stabilizzare ulteriormente l'offerta di elettricità. L'aggiunta di *back-up* (cicli combinati flessibilizzati, accumuli) renderebbe ancora più prevedibile l'offerta.

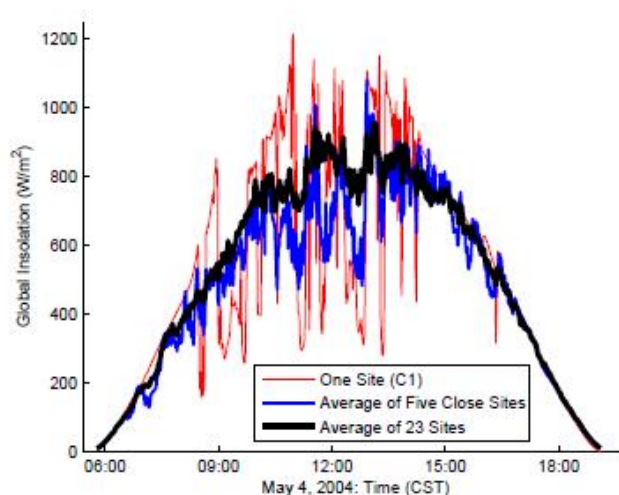


Fig. 5 –Variazione della potenza fotovoltaica disponibile col numero delle installazioni

Fonte: Rapporto LBNL-3884E, 2010

In quest'ottica, l'aggregatore ha il compito di gestire l'insieme degli impianti in un dato ambito territoriale, partecipando al mercato elettrico su mandato e per conto dei singoli operatori e,

successivamente, governarne la produzione in modo da soddisfare gli impegni contrattuali. L'aggregatore, può essere un consorzio fra operatori nell'ambito territoriale, ma questa funzione potrebbe essere utilmente svolta anche dalle grandi utility, in coerenza con le loro nuove strategie di allargamento alle attività di servizio, o da importanti *traders*. Fra le funzioni dell'aggregatore quasi automaticamente rientra la gestione attiva della domanda¹².

Naturalmente va esaminato quanto può essere estesa la funzione di aggregazione in ragione del modello zonale del mercato italiano e, domani, di quello paranodale del dispacciamento, in corso di riforma. Si tratta comunque di problemi risolvibili, se affrontati per tempo.

Questa soluzione, che è compatibile con il mercato a breve, ma diventa essenziale per inserire sul mercato a lungo termine gran parte delle nuove FER, ed è stata da tempo sollecitata da un'associazione di categoria¹³, rientra fra quelle previste dal Decreto Legislativo 102/2014 di recepimento della Direttiva europea sull'efficienza energetica: su indirizzo del Ministero dello sviluppo economico l'Autorità per l'energia provvede «fatte salve le restrizioni di carattere tecnico insite nella gestione delle reti, a regolare l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema, definendo le modalità tecniche con cui i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, sulla base dei requisiti tecnici di detti mercati e delle capacità di gestione della domanda e degli aggregati»¹⁴.

In materia entro l'anno è prevista una delibera dell'AEEGSI.

Per promuovere con la massima efficacia quanto previsto dal Decreto 102/2014, sarebbe sufficiente, come è logico, calcolare gli eventuali oneri di sbilanciamento per l'aggregato e non per il singolo impianto che, se non si aggregasse, risulterebbe penalizzato.

Per gli impianti fotovoltaici, nella quasi totalità allacciati alle reti di distribuzione, l'aggregazione non dovrebbe creare difficoltà con Terna. Viceversa, con la normativa attuale Terna non può dispacciare insieme impianti allacciati in punti diversi della rete di trasmissione, rendendo impraticabile l'integrazione di una parte degli impianti eolici, che sono connessi direttamente in alta tensione, Va pertanto modificato l'odierno *modus operandi*, rendendolo analogo a quello in essere nel Regno Unito, tenendo conto delle differenze esistenti (ad esempio in UK non esistono le zone).

La gestione aggregata di impianti contenenti FER non programmabili sarà enormemente facilitata dall'utilizzo esteso di accumuli elettrochimici¹⁵, i quali, anche se il loro contributo energetico è limitato rispetto agli impianti tradizionali, in compenso hanno una risposta pressoché istantanea, che rende il servizio di regolazione primaria da loro erogato particolarmente interessante per il contenimento delle deviazioni di frequenza¹⁶.

Anche se il servizio di regolazione primaria, fornito da una batteria, può fornire un ritorno annuo stimato pari a 16.500 € se installata in Sicilia, e a 20.700 € nella zona Nord dell'Italia¹⁷, siamo lontani da ritorni economici in grado di coprire gli attuali costi di investimento delle batterie.

In effetti, è possibile che l'andamento dei prezzi degli accumuli elettrochimici segua lo stesso trend di quelli degli impianti fotovoltaici, che fra il 2007 e il 2014 in Italia sono diminuiti di quasi quattro volte, un calo reso possibile dal fatto che gli impianti sono realizzati assemblando un numero variabile di moduli.

Poiché la potenza del singolo modulo è di norma pari all'incirca a un quarto di kW, anche un impianto piccolo, da 3 kW, per uso domestico, richiede una dozzina di moduli. Soltanto in Italia, dove fra il 2007 e il 2013 è stata installata una potenza totale di quasi 18 milioni di kW, in pochi anni sono stati acquistati circa 70 milioni di moduli.

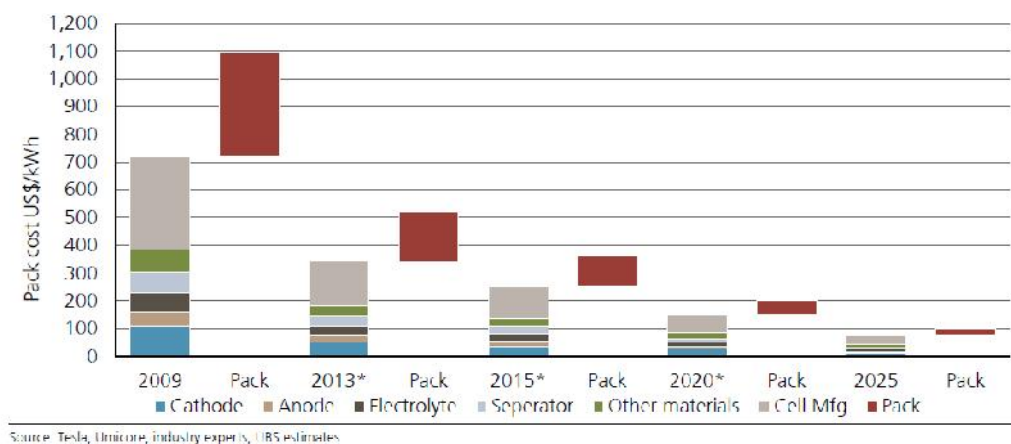
I programmi di sviluppo del fotovoltaico mettono quindi in moto una domanda rapidamente crescente di moduli, la quale, a sua volta, consente la realizzazione di impianti su larga scala per la loro produzione. L'unica tecnologia per la generazione elettrica realizzabile con processi produttivi simili a quelli di molti beni di consumo durevole, e altrettanto automatizzabili, non poteva non essere caratterizzata da analoghi, drastici cali dei costi unitari in tempi relativamente brevi. In più il modulo fotovoltaico, come l'inverter, è caratterizzato da un tasso di innovazione tecnologica incrementale ancora elevato.

Questi fattori, insieme all'effetto del tradizionale *learning by doing*, hanno consentito agli impianti fotovoltaici di diventare in pochi anni competitivi in un numero non piccolo di situazioni specifiche, quando si ragiona in termini di *grid parity* e non di *market parity*.

Rispetto al fotovoltaico, i sistemi di accumulo elettrochimico più promettenti hanno un tasso innovazione tecnologica incrementale mediamente più elevato e, in caso di robusta crescita della domanda, anche alcuni dei loro componenti possono essere realizzati con processi produttivi simili a quelli di molti beni di consumo durevole.

Questa comparazione qualitativa trova riscontro nelle previsioni di importanti istituzioni finanziarie^{18,19} e più recentemente dell'UBS, che prevede un drastico calo dei costi delle batterie al litio: più del 50% fra il 2013 e il 2020, circa il 75% nei prossimi dieci anni (Fig. 6²⁰). Una previsione identica (100 \$/kWh fra dieci anni) è fatta dal Chairman di Tesla, Elon Musk, ed è sostanzialmente condivisa da un analista di Bloomberg²¹.

Queste previsioni sono confermate dal calo, in Germania, del costo degli accumuli (-25% circa) nel corso del 2014²².



Fonte: UBS, *Will solar, batteries and electric cars re-shape the electricity system?*, 20 agosto 2014

Fig. 6 – Andamento del costo delle batterie al litio

In Italia le delibere AEEGSI del 20.11.2014 n. 574/2014/R/EEL e del 18.12.2014 n. 642/2014/R/EEL hanno dettato le prime regole per l'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale. Come ha dichiarato il presidente del Gruppo sistemi di accumulo di ANIE Energia, Nicola Cosciani, la prima delibera "fornisce un segnale importante, perché mette tutta la filiera produttiva nelle condizioni di operare secondo regole precise e consente finalmente di pianificare gli investimenti per installare un impianto fotovoltaico con accumulo, massimizzandone il valore. La detraibilità fiscale e la futura, auspicata, possibilità di aumentare l'autoconsumo di energia con conseguenti risparmi in bolletta, rappresentano senza dubbio degli stimoli importanti alla diffusione di queste soluzioni, soprattutto a livello residenziale".

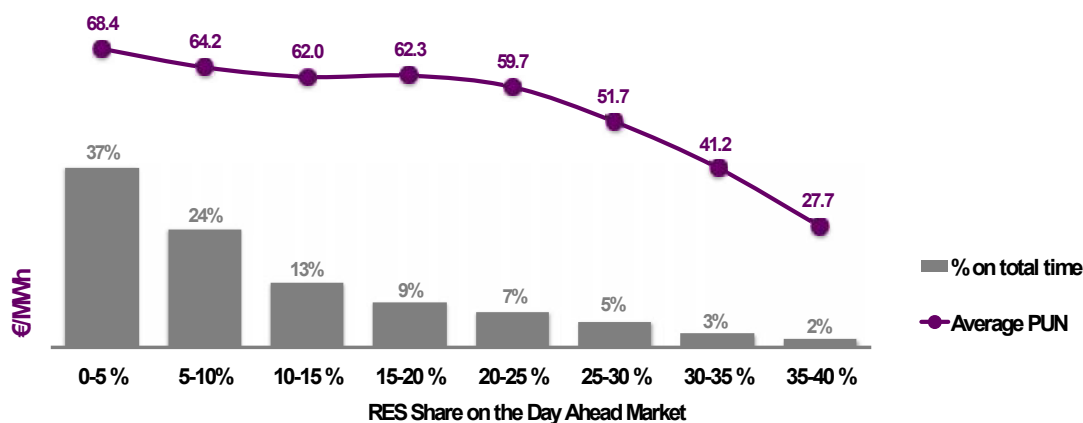
L'insieme delle considerazioni contenute nel presente paragrafo conferma che le FER sono come le altre tecnologie di produzione, **purché vengano trattate come le altre**, condizione oggi resa impossibile dall'attuale codice di rete, che impedisce alle FER di partecipare ai servizi di dispacciamento e ai relativi ritorni economici. Codice, pertanto, da sostituire al più presto con uno in grado di valorizzare le FER.

4. LA FORMAZIONE DEI PREZZI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Le conseguenze della crescente quota di mercato delle FER, soprattutto del fotovoltaico, sono messe chiaramente in luce dalla Fig. 7, che, per il 2013, illustra il valore medio del PUN e la relativa frequenza in funzione del tasso di penetrazione delle FER nell'energia acquistata sul MGP, e dalla Fig. 8, che riporta i cambiamenti nella potenza richiesta dalla rete di Terna fra il 2010 e il 2013.

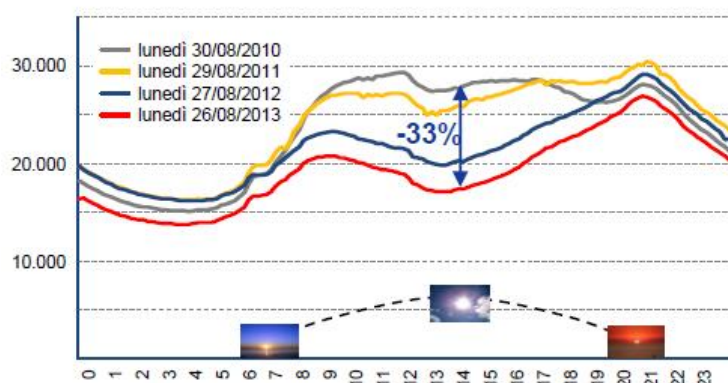
Dalle Figg. 7 e 8 emerge una situazione tendenziale, che ha già creato alcuni casi particolarmente eclatanti, come quello del 16 giugno 2013, quando per due ore, fra le 13 e le 15, sul mercato MGP il kWh è stata scambiato a prezzo zero anche dal 25% circa di impianti a combustibili fossili partecipanti all'asta.

In questa, come in altre circostanze analoghe, non si è scesi a valori negativi, semplicemente perché, a differenza di altri paesi europei, il sistema adottato in Italia esclude a priori questa eventualità. Negli ultimi tempi è stata avanzata la proposta di introdurre la possibilità di prezzi negativi anche in Italia, ma evidentemente non è questa la strada per affrontare e soprattutto risolvere un problema di tale portata.



Fonte: per gentile concessione di C. Durante di eLeMeNS

Fig. 7 – Andamento del PUN medio del 2013 in funzione della quota di kWh FER sul MGP

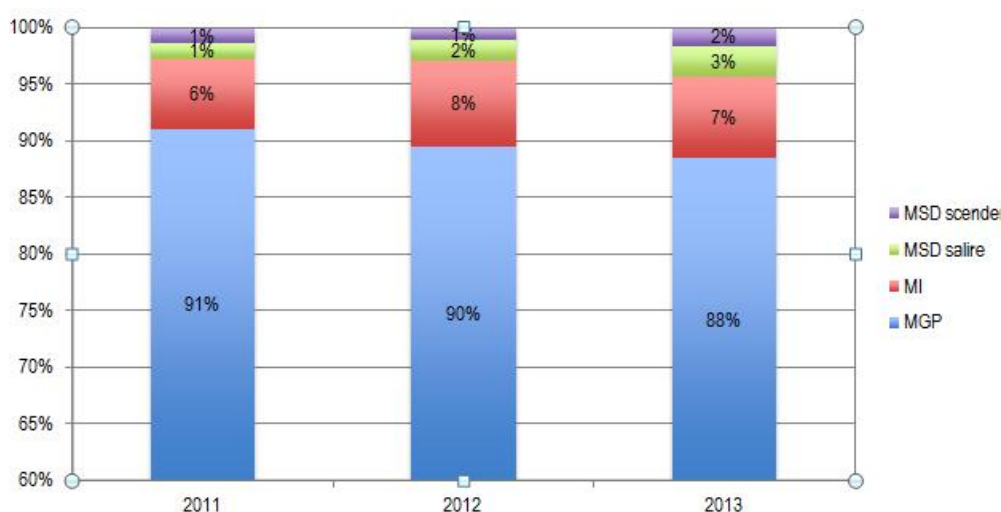


Fonte: Starace 2014.

Figura 8 – Potenza richiesta da Terna l’ultimo lunedì di agosto degli anni 2010-2013

Con l’attuale meccanismo di formazione del prezzo all’ingrosso del kWh, determinato dal prezzo marginale, la crescita della [penetrazione delle rinnovabili] finirebbe col moltiplicare situazioni come quella del 16 giugno 2013 in una qualsiasi delle 24 ore, mettendo a rischio non solo la sopravvivenza degli impianti a combustibili fossili, ma anche di quelli alimentati da biomasse. Dopo di che, rimasti soli, nelle ore (nei giorni) di domanda bassa impianti eolici e fotovoltaici rischieranno di eliminarsi a vicenda, sempre a colpi di offerte a prezzo zero ... Il risultato finale sarebbe analogo a quello immaginato da Agatha Christie nei *Dieci piccoli indiani*²³.

Questi dati non devono stupire. È infatti evidente che una contrattazione basata sul prezzo marginale funziona bene se la competizione è fra produzioni tutte caratterizzate da prezzi marginali. Quando viceversa alcune tecnologie consentono di generare energia elettrica a costo marginale pressoché nullo, il panorama si complica, come conferma il tendenziale declino del tradizionale MGP (Fig. 9) a favore del MI e del MSD²⁴.



Fonte: Fonte: C. Durante, *L’elettrone del nuovo mercato*, QualEnergia, giugno - luglio 2014

Fig. 9- Andamento delle diverse quote di contrattazione

Le ipotesi di aggregazione per ambiti omogenei, espone nel par. 3, possono superare il problema, ogni qual volta vi siano associati in misura significativa impianti di generazione a costo marginale non nullo (bioenergie, cicli combinati), ma questo si riproporrebbe tal quale, se nel pacchetto sono ad esempio presenti soltanto impianti fotovoltaici, che in determinate condizioni possono riproporre il trend di Fig. 7.

Il problema può quindi trovare una soluzione consentendo lo sviluppo di contratti di compravendita a lungo termine (ordine di grandezza: da due a una decina d'anni), che obbligano a offerte che, nel prezzo, includano tutte le voci del costo di produzione.

Sulla carta le attuali normative consentono di stipulare contratti bilaterali di qualsiasi durata, ma di fatto questi vengono stipulati con scadenze ravvicinate, in quanto una serie di delibere dell'Autorità per l'energia autorizzano il compratore a disdire senza alcuna penalità questo tipo di contratto con preavvisi molto brevi²⁵, in coerenza con le indicazioni del Regolamento europeo sulla concorrenza del 2003 e di una Comunicazione della Commissione europea del 2006²⁶, la quale rilevava «che, in taluni mercati, i contratti a lungo termine ... possono rafforzare i livelli di concentrazione». Si tratta però di precauzioni giustificate nella fase iniziale di apertura dei mercati, quando erano ancora presenti elevati livelli di concentrazione, mentre oggi in Italia la situazione è radicalmente diversa, con problemi opposti, di sovraccapacità produttiva.

Occorre pertanto sostituire la norma attuale con una che contempra le consuete garanzie commerciali applicate ai contratti di lunga durata.

Oltre a evitare le distorsioni dei prezzi, provocate dalla presenza sul MGP di offerte a costo marginale praticamente nullo, i contratti a lungo termine sono in grado di:

- a) ridurre l'imprevedibilità dei ritorni economici, che scoraggerebbe gli investimenti;
- b) orientare in modo più corretto investimenti per loro natura ad alta intensità di capitale e con ritorni molto differiti nel tempo;
- c) favorirne la bancabilità;
- d) difendere produttori e consumatori dalla volatilità dei mercati.

Poiché gli obiettivi al 2020/2030 prefigurano una crescita della nuova potenza in larga misura basata su tecnologie di sfruttamento delle rinnovabili, tranne le bioenergie con costi in larghissima misura temporalmente invariati, la fattibilità di contratti di lungo termine diventa non solo condizione necessaria per il loro sviluppo, ma anche strumento capace di far selezionare da meccanismi di mercato le tecnologie in grado di realizzare gli obiettivi di contrasto al cambiamento climatico in modo *cost effective*, così come richiesto a livello europeo.

In questa prospettiva i contratti a lungo termine potrebbero diventare uno strumento rilevante per la formazione del prezzo del kWh, ovviamente affiancato dai servizi ausiliari (MI e MSD). Questo, sempre che si rivelino più efficaci del MGP.

Per promuovere i contratti di lungo termine occorre però superare la comprensibile diffidenza di venditori e compratori a impegnarsi a prezzi fissi per un periodo prolungato (salvo adeguamenti tradizionali, come la variazione del costo della vita). Almeno in una prima fase andrebbero quindi identificati strumenti per promuovere sul lato domanda controparti credibili delle utility, dei grandi

trader, degli aggregatori di cui al par. 3. A titolo esemplificativo, si indicano qui i consorzi di acquisto e le *Energy Community*, cioè **comunità di utenze** (private, pubbliche, o miste) localizzate in una determinata area di riferimento, in cui gli utilizzatori finali (cittadini, imprese, Pubblica Amministrazione, ecc.), gli attori di mercato (*utility*, ecc.), i progettisti, e i decisori politici **cooperano attivamente** per sviluppare livelli elevati di fornitura “intelligente” di energia. Germania e Danimarca offrono già oggi molteplici e importanti esperienze di *Energy Community*.

Un ruolo altrettanto importante sul lato dell’offerta potrebbe essere svolto dalle utility, se offrissero contratti che prevedono opportune revisioni al verificarsi di determinati eventi.

Un ulteriore contributo nella medesima direzione potrebbe venire se nel mercato del giorno prima, oltre ad offrire l’energia per ogni singola ora del giorno successivo, fosse possibile formulare offerte anche per fasce orarie più lunghe (se del caso accompagnate da profili di potenza), opzione che ridurrebbe la probabilità di compravendite dell’energia a prezzo nullo o prossimo allo zero.

5. CONCLUSIONI

Già in difficoltà per i suoi limiti intrinseci, come conferma il caso britannico, il mercato elettrico a pronti è stato messo ulteriormente in crisi recessione economica che ha ridotto la domanda e creato overcapacity, oltre che dall’assenza di una politica energetica organica e di lungo periodo. D’altronde:

- gli obiettivi di contrasto al cambiamento climatico, decisi per il 2030 dal Consiglio europeo²⁷, rendono ineludibile un maggiore apporto delle FER elettriche, in base alla *thumb rule* stimabile vicino al 55% del consumi elettrici lordi;
- di questo sono ormai convinti i vertici di importanti *utility* europee, come conferma la recente decisione di E.On di concentrarsi sulle rinnovabili e sull’efficienza energetica²⁸;
- l’intesa fra Obama e Xi Jinping sul clima, malgrado i suoi limiti e le difficoltà di accettazione all’interno dei rispettivi Paesi²⁹, indubbiamente migliora le prospettive di un accordo globale sulle azioni di contrasto al cambiamento climatico alla Conferenza delle Parti, che si terrà a Parigi a dicembre 2015, anche se, per contro, le conclusioni raggiunte a Lima sono inferiori alle attese.

Le tutto sommato modeste modifiche da apportare ai criteri e alle norme che attualmente governano il mercato elettrico, per adeguarlo in modo non traumatico al mutato contesto in cui opera, meritano quindi di essere esaminate con attenzione.

-
1. A. CLÔ, *Un mesto ritorno della liberalizzazione elettrica inglese*, in «Energia», n. 4, 2013.
 2. G.B. ZORZOLI, *Uno, nessuno e centomila*, in «Energia», n. 3, 2012.
 3. G.B. ZORZOLI, intervento in CURCIO E. e DELLI COLLI S. (a cura di), *La faticosa apertura del mercato elettrico*, Eliconie, Roma, 2004, p. 151.
 4. CIPE, *Linee guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra*, n. 137, 19 novembre 1998 (pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 10 febbraio 1999).
 5. ENEA, *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili*, novembre 1998.
 6. E. PEDROCCHI, *L’Italia e il costo dell’energia*, in «La Termotecnica», dicembre 2011, p. 7.
 7. EURELECTRIC, *Power statistics and trends 2013*, 2013, Fig. 5.
 8. F. STARACE, *Audizione presso la Commissione Industria del Senato della Repubblica*, 15 ottobre 2014, slide 26.
 9. AGORA, *Stromspeicher in der Energiewende*, 050/10-S-2014/DE, settembre 2014.
 10. MAI T. et al., *Renewable Electricity Futures Study* from the United States, 2014, p. 2.

11. A. MILLS, R. WISER, *Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short- Term Variability of Solar Power*, Rapporto LBNL-3884E, 2010.
12. G.B. ZORZOLI, *L'elettrone flessibile*, in «QualEnergia», novembre/dicembre 2014.
13. COORDINAMENTO FREE, *Per una strategia energetica sostenibile*, febbraio 2013, p. 24.
14. *Decreto Legislativo n.102 del 4 luglio 2014 attuativo della Direttiva 2012/27/UE, articolo 11, comma 1, lettera e).*
15. G.B. ZORZOLI, *Il paradigma che cambia*, in «QualEnergia», settembre/ottobre 2011.
16. M. BENINI et al., *Il servizio di regolazione primaria tramite batteria: valutazioni tecnico-economiche*, in «L'Energia Elettrica», settembre/ottobre 2014, p. 13.
17. *Ivi*, p. 20.
18. BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE, *Energy storage valuation study: UK*, gennaio 2012.
19. CITI, *Battery storage – the next solar boom?*, 30 aprile 2013.
20. UBS, *Will solar, batteries and electric cars re-shape the electricity system?*, 20 agosto 2014.
21. W. MCFERRON, *Giant Energy Storage Project Aims at Renewable Energy's Holy Grail*, 15 ottobre 2014.
22. *Germania: calano del 25% i prezzi dei sistemi di stoccaggio*, in «Photon newsletter», 15 dicembre 2014.
23. G.B. Zorzoli, *L'elettrone ha un'altra faccia*, in «QualEnergia», febbraio/marzo 2014, p. 28.
24. C. Durante, *L'elettrone del nuovo mercato*, QualEnergia, giugno/luglio 2014.
25. Delibera AEEG n.78/99, *Definizione di alcune clausole negoziali da inserire nei contratti bilaterali, di fornitura di servizi elettrici a clienti idonei di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*; Delibera AEEG n. 123/03, *Integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 maggio 1999, n.78/99, in materia di recesso dai contratti con clienti idonei di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*; Delibera AEEG n. 144/07, *Disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481.*
26. Regolamento (CE) n. 1/2003 del Consiglio, del 16 dicembre 2002, *concernente l'applicazione delle regole di concorrenza di cui agli articoli 81 e 82 del trattato*; Comunicazione della Commissione europea, *Indagine a norma dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 1/2003 nei settori europei del gas e dell'elettricità*, SEC (2006) 1724.
27. EUROPEAN COUNCIL, *Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework*, SN 79/14, 2014.
28. J. VASAGAR, *Eon to spin off its fossil fuel assets as big losses loom*, in «Financial Times», 30 novembre 2014.
29. G.B. ZORZOLI, *Usa-Cina, un accordo che non sorprende*, in «Staffetta Quotidiana», 12 novembre 2014.

Roma, 07.02.2015