

# L'ELETTRONE HA UN'ALTRA FACCIA





di **G.B. Zorzoli**

## Rinnovabili e generazione distribuita cambieranno completamente lo scenario elettrico

Il Decreto legislativo 79/99, noto come Decreto Bersani, compie quindici anni (fu pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 31 marzo 1999). Se misurato col metro della vita umana, starebbe concludendo il periodo adolescenziale. Invece incomincia a mostrare le rughe proprie di un'età più matura. Non è il solo, in Europa, ad avere bisogno di manutenzione straordinaria, ma alcune peculiarità del nostro mercato elettrico la rendono più urgente che altrove. La causa prima dell'invecchiamento precoce è individuabile nei tempi lunghi dei processi decisionali europei e italiani. All'approvazione finale della Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996 si è giunti dopo estenuanti discussioni e mediazioni, durate quasi un decennio. Altri due anni abbondanti sono stati necessari perché il Decreto Bersani recepisce le indicazioni della Direttiva europea, anche se va sottolineato che non si trattò di una fotocopia: per diversi aspetti in Italia la liberalizzazione andò oltre le condizioni minime fissate dalla Direttiva. La necessità di non rimettere in discussione le convergenze già acquisite rese ovviamente difficile qualsiasi mutamento di rotta in corso d'opera. Così, mentre la liberalizzazione dei mercati elettrici avanzava lentamente verso la meta finale, in parallelo prendeva corpo un altro processo decisionale, che ricevette la prima sanzione ufficiale alla Conferenza di Rio del giugno 1992, con l'accordo raggiunto sulla "Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", che ha messo in moto il meccanismo delle Conferenze delle parti. L'ambiente era entrato nell'agenda europea con notevole anticipo rispetto all'energia. Già nel 1972, in un vertice dei Capi di Stato e di

Governo, fu riconosciuta l'urgenza di istituire regole comuni in materia ambientale. Nel trattato di Maastricht, che precede di pochi mesi il summit di Rio, all'ambiente è dedicato un intero titolo, il sedicesimo. Non stupisce quindi il notevole contributo dato dall'Unione Europea per rendere concrete le indicazioni della Convenzione quadro del 1992, soprattutto con la firma, nel dicembre 1997, del Protocollo di Kyoto, e con la tempestività nel tradurre in indirizzi operativi l'impegno di riduzione delle emissioni climalteranti al 2010.

Con la pubblicazione prima di un Libro verde (1996), poi di un Libro bianco (1997), la Commissione europea propose di raggiungere entro il 2010 un tasso di penetrazione delle rinnovabili pari al 12%, ovvero un raddoppio rispetto al 6% del 1996, assegnando alle fonti rinnovabili, insieme all'efficienza energetica, il ruolo pressoché esclusivo di strumento in grado di garantire la sostenibilità dello sviluppo. Per il settore elettrico la percentuale da raggiungere a livello comunitario era il 23,5%, ridotta al 22% dalla Direttiva 2001/77/CE (ma portata al 25% per l'Italia). Gli indirizzi assunti a livello europeo indussero il Governo italiano a organizzare la Conferenza nazionale "Energia e ambiente", svoltasi a Roma dal 25 al 28 novembre 1998, le cui conclusioni vennero recepite da alcune delibere del CIPE e nel Libro bianco sulle Fonti Rinnovabili, datato aprile 1999, proprio lo stesso mese dell'entrata in vigore del Decreto Bersani. Per il periodo 2008-2010 il Libro bianco prevedeva la crescita a 24.700 MW delle rinnovabili elettriche, obiettivo centrato proprio nel 2008, con 23.859 MW. Poiché la relativa

produzione di energia era espressa in Mtep, sulla base dei consumi specifici medi che all'epoca caratterizzavano la produzione elettrica italiana, si può stimare che corrispondessero a circa 75.000 GWh (valore vicinissimo al consuntivo del 2010: 76.964 GWh). Insomma, non si trattava del classico libro dei sogni, ma di una previsione realistica che, provenendo dalla fonte istituzionale a ciò preposta, andava presa sul serio. D'altronde, lo stesso Decreto Bersani stabiliva la priorità di accesso alla rete delle rinnovabili (art. 3, comma 3) e introduceva criteri per la loro promozione e incentivazione (art. 11). Si tratta della traduzione in norme di carattere generale degli orientamenti espressi dallo stesso Bersani un anno prima nella relazione introduttiva alla Conferenza "Energia e ambiente": pur riconoscendo che gli impegni presi col Protocollo di Kyoto erano «gravosi», auspicò che «l'Italia possa e debba essere in campo ambientale un passo avanti rispetto al contesto europeo e internazionale»; e subito dopo ribadì che occorre «mettere in atto una svolta nella politica energetica nazionale».

### Conseguenze prevedibili

Questa sequenza degli eventi smentisce chi sostiene che i problemi insorti negli ultimi anni dipendono dall'impossibilità di prevedere una penetrazione massiccia delle rinnovabili al momento del varo del Decreto Bersani. In realtà, le sue rughe precoci non sono dovute all'averne ignorato le prospettive, ma a un'impostazione che non teneva conto delle modifiche radicali che esse avrebbero introdotto nell'impianto complessivo del sistema elettrico. Errore peraltro condiviso con gli analoghi provvedimenti varati negli altri Stati membri, generato dal comune obiettivo prioritario, l'attuazione di quanto previsto dalla Direttiva europea del 1996. L'origine del loro precoce invecchiamento sta dunque a monte, nell'impostazione della Direttiva europea, classico esempio di mano destra che ignora cosa stia facendo nel contempo la mano sinistra. Il Decreto Bersani si preoccupò quindi di regolare un modello di sistema elettrico, nel quale continuava a essere dominante la produzione concentrata in grandi impianti, che la rete di trasmissione aveva il compito

TABELLA 1

Potenza media per fonte accettata sul MGP tra le ore 13:00 e le ore 15:00 del 16 giugno 2013

Fonte	Potenza [GW]
Fotovoltaico	11 - 11,5
Eolico	0,4-0,5
Idroelettrico	7
Termoelettrico	11
Geotermico	0,6
Importazioni	1,5 - 2
Richiesta totale	~ 32

di trasferire a quelle di distribuzione, con i clienti finali collocati a diversi livelli di tensione. I successivi decreti attuativi o di modifica proseguirono sulla stessa strada. Anche il meccanismo del *marginal price* per la formazione dei prezzi all'ingrosso ricalcò quello adottato quasi ovunque in Europa. In Italia l'unico tentativo di modificarlo, rapidamente abortito, proponeva di sostituirlo col *pay as bid* (vedi box pag. 30), adottato nel Regno Unito, sempre nella logica di individuare la soluzione più adatta a rendere maggiormente trasparente e competitivo il tradizionale mercato all'ingrosso. Solo pochi intuirono per tempo che la penetrazione rilevante delle rinnovabili avrebbe modificato la configurazione e il funzionamento del sistema elettrico. Quasi nessuno che potesse addirittura mettere in crisi il funzionamento del mercato elettrico. Nel frattempo, dopo l'introduzione dei Certificati verdi, in applicazione dell'art. 11 del Decreto Bersani, in Italia per le rinnovabili non si mosse più un dito, scommettendo che il Protocollo di Kyoto non sarebbe mai entrato in vigore. Quando nel febbraio 2005, con la ratifica della Russia, divenne operativo, per recuperare il ritardo accumulato nel frattempo si iniziò a incentivare in modo disordinato e talvolta eccessivo le rinnovabili elettriche, senza preoccuparsi del parallelo eccesso di investimenti in impianti a cicli combinati: con i risultati che sono sotto gli occhi di tutti.

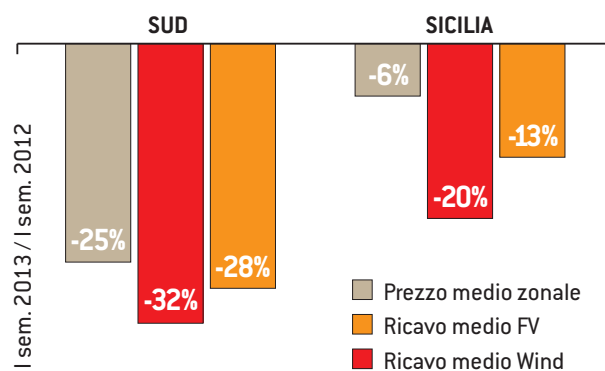
### La situazione oggi

Di come stanno cambiando la configurazione e il funzionamento del mercato elettrico ho già scritto su questa rivista nel numero di settembre-ottobre 2011 (*Il paradigma che cambia*). In sintesi, stiamo assistendo a un triplice cambio di paradigma:

- un upgrading tecnologico di tutte le reti, anche se per la distribuzione si tratta di innovazioni radicali (smart grid) e nella trasmissione principalmente di innovazioni incrementali;
- la necessità, e non solo la convenienza, di adottare appropriate tecnologie di accumulo a tutti i livelli, non escluso il consumatore finale;
- la generalizzazione a tutti i livelli

FIGURA 1

### Variazione percentuale dei prezzi tra primo semestre 2013 e primo semestre 2012



Fonte: eLeMeNS su dati Terna e GME.

di metodologie per il demand side management.

Al crescere dell'apporto al mix produttivo elettrico delle rinnovabili e della cogenerazione diffusa, si andrà quindi verso una gestione sempre più integrata di tutte le linee elettriche, chiamate ad affrontare analoghe problematiche, fra cui la presenza in entrambe di flussi di energia bidirezionali, fino a diversificarsi essenzialmente solo per il livello di tensione. Si tratta di una prospettiva nei suoi lineamenti generali ormai accettata da una parte rilevante degli addetti ai lavori. Siamo viceversa ancora agli albori per quanto concerne la configurazione che assumerà il mercato dell'energia elettrica. La crisi ormai evidente dell'attuale meccanismo di formazione dei prezzi all'ingrosso è già stata analizzata in due articoli (*Impatto rinnovabile* e *Verso il tempo reale*), pubblicati sul numero novembre-dicembre 2013 di *QualEnergia*. Una prima, clamorosa avvisaglia di ciò che potrà accadere con maggiore frequenza in futuro, l'abbiamo avuta il 16 giugno 2013 fra le ore 13:00 e le ore 15:00, quando per due ore sul mercato del giorno prima (MGP) l'energia elettrica è stata scambiata a prezzo zero. Il 16 era una domenica estiva, quando la domanda è fisiologicamente bassa. Inoltre le previsioni meteorologiche anticipavano una produzione molto elevata da parte degli impianti fotovoltaici, a cui

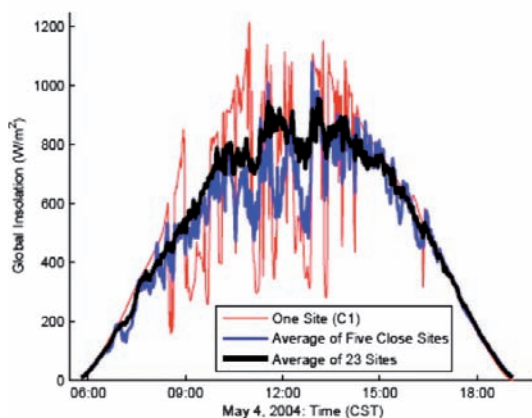


si sommava una situazione analoga per l'idroelettrica. Le imprese con impianti a combustibili fossili si trovarono quindi di fronte all'alternativa di offrire energia a un prezzo che consentisse loro di recuperare in toto o almeno in parte il costo del combustibile, col rischio di non riuscire a venderla perché troppo cara, o di offrirla a prezzo zero, scelta che poteva essere più conveniente rispetto alle difficoltà tecniche e ai costi di un blocco degli impianti, per poi riattivarli dopo una manciata di ore. I dati di Tabella 1 confermano che, tenendo conto dell'apporto degli impianti a biomassa, statisticamente compresi fra i termoelettrici, poco più di un quarto della potenza accettata sul MGP proveniva da impianti a combustibili fossili.

Finora occasionali e limitate nel tempo, al crescere dell'offerta di elettricità prodotta con fonti rinnovabili a costo marginale pressoché nullo (praticamente tutte, tranne le bioenergie) situazioni del genere sono destinate a moltiplicarsi. Questo processo di cannibalizzazione non riduce soltanto i ritorni economici degli impianti a combustibili fossili, ma anche quelli delle rinnovabili. In Italia meridionale e in Sicilia, dove si concentrano le zone con i migliori regimi di venti e le insolazioni più elevate, la crescente produzione

**FIGURA 2**

### Variatione della potenza FV disponibile col numero delle installazioni



Fonte: A. Mills, R. Wiser, Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short - Term Variability of Solar Power, Rapporto LBNL-3884E, 2010.

con queste due fonti sta riducendo il prezzo zonale all'ingrosso, ma ancora di più i ricavi degli impianti eolici e fotovoltaici (Figura 1). Fra non molti anni, gli impianti eolici e fotovoltaici non saranno attivi sul mercato solo quando è disponibile la relativa fonte primaria (regime del vento, irraggiamento solare): grazie alla rapida discesa dei costi degli accumuli, potranno offrire energia a prezzo zero anche in altre fasce orarie, al limite per tutte le 24 ore. Ebbene, con l'attuale meccanismo di formazione del prezzo all'ingrosso del kWh, determinato dal prezzo marginale, la crescita della loro penetrazione 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, accentuando il trend di Figura 1. Il risultato finale sarebbe analogo a quello immaginato da Agatha Christie in *Dieci piccoli indiani*. L'alternativa del *pay as bid* può rallentare il processo, ma al crescere dell'offerta di kWh da parte di impianti a fonti rinnovabili finirebbe anch'essa col perdere efficacia. Seppure esposto in modo sommario e con molte semplificazioni, il processo di cannibalizzazione qui delineato mette in luce i rischi che dovrà affrontare il sistema elettrico se non si cambierà per tempo, e con criteri appropriati, l'attuale meccanismo di formazione dei prezzi.

### Integrazioni territoriali

Vanno però preliminarmente distinte e affrontate in modo separato le due criticità presenti nel sistema elettrico: la programmabilità, molto parziale, della generazione eolica e fotovoltaica e gli effetti sulla formazione dei prezzi della loro produzione elettrica. La prima criticità sarà rimossa in prospettiva dalla diffusione degli accumuli a tutti i livelli, ma già oggi può essere superata con la creazione di minireti, che aggregino in ambiti territoriali appropriati (ATA) le produzioni con fonti rinnovabili e in cogenerazione ad alto rendimento ivi esistenti, in modo da

minimizzare le incertezze previsionali dovute alle fonti non programmabili. Come mette in evidenza la Figura 2, che riporta l'andamento della produzione fotovoltaica resa disponibile in una giornata parzialmente nuvolosa da una, cinque o ventitre installazioni fotovoltaiche ubicate in un territorio sufficientemente esteso, il loro aumento, quantunque numericamente limitato, porta a una rilevante riduzione dell'aleatorietà. Questa continuerà ovviamente a scendere, e di molto, al crescere del numero di impianti integrati e delle tipologie tecnologiche: spesso le ore di insolazione non coincidono con quelle caratterizzate da buoni regimi di vento, mentre la presenza di impianti a biomasse garantisce una produzione stabile. L'aleatorietà addirittura si annulla, se ai singoli ATA sono associati uno o più cicli combinati flessibilizzati, con funzione di *back-up*. La proposta degli ATA è stata avanzata nel 2013 dal Coordinamento FREE sia nelle audizioni parlamentari, sia nel documento presentato il 26 novembre scorso a interlocutori del mondo politico, delle imprese, delle principali istituzioni energetiche e delle organizzazioni sindacali. Come sottolineato in tali occasioni, la funzione di aggregatore degli ATA può diventare una nuova opportunità nel mercato dei servizi per i grandi produttori di elettricità, che hanno sia le competenze, sia le risorse richieste. Interventi (del Governo e/o dell'Autorità per l'energia), volti a facilitare questo tipo di soluzione, creando condizioni *win-win* per i grandi produttori e per gli operatori delle rinnovabili, potrebbero attivare rapidamente gli ATA, ovunque siano fattibili, con due vantaggi:

- semplificare i problemi di dispacciamento di Terna, che si interfaccerebbe con ATA dotati di dispacciamento interno (dispacciamento distribuito), riducendo in misura rilevante i problemi (e i costi) introdotti dalle rinnovabili non programmabili nel servizio di dispacciamento (MSD);
- dare attuazione a quanto previsto nella Legge di stabilità 2014 per il *back-up* alla generazione non programmabile da parte di impianti a cicli combinati, limitandone l'applicazione agli effettivi interventi di bilanciamento delle rinnovabili non programmabili.

Gli ATA rappresentano altresì ambiti appropriati per promuovere un'efficace politica della domanda che, oltre a utilizzare in modo più efficiente l'energia, sia anche in grado di favorire una migliore gestione del mercato elettrico.

### Formazione dei prezzi

È infatti un controsenso che oggi, soprattutto nel periodo estivo per effetto del fotovoltaico, il picco di produzione energetica giornaliero nei giorni feriali (quando il PUN è molto basso) sia tariffato al massimo (F1) mentre l'alto consumo serale abbia la tariffa più bassa (F2). Sarebbe possibile con un'opportuna informazione, con una modifica normativa sul meccanismo tariffario e anche con dispositivi "smart" (che potrebbero collegare e scollegare carichi differibili e addirittura misurare il prezzo in tempo reale - RTP -), promuovere comportamenti più consoni non solo da parte delle grandi utenze, ma anche dei consumatori domestici, in modo che spostino i consumi nei periodi di maggior produzione per l'apporto del fotovoltaico. Una modifica di questo genere, anche se di non facile attuazione, come ha sottolineato l'Autorità dell'energia in una recente audizione alla Camera, ridurrebbe le attuali criticità nella formazione dei prezzi in alcune fasce orarie, senza però eliminarle. Data la complessità del problema, è possibile che, per risolverlo, si debba ricorrere all'effetto congiunto di più di una modifica ai meccanismi esistenti. Ciò premesso, le innovazioni possono essere concettualmente suddivise in incrementali e radicali. Le prime hanno come obiettivo la conservazione della struttura attuale del mercato elettrico, garantendo che, anche con un apporto delle rinnovabili maggiore dell'attuale, il MGP conservi per intero la sua funzione originaria. Si tratta allora di introdurre, nel meccanismo che oggi regola il MGP, modifiche che ne incrementino la capacità di gestire l'offerta anche in presenza di un'ulteriore crescita degli impianti a costo marginale pressoché nullo. Personalmente fatico a immaginare soluzioni che realizzino questo obiettivo senza penalizzare in modo inaccettabile la produzione con fonti rinnovabili, a meno di stabilire che il MGP si svolga in due fasi temporali successive. Nella prima viene

## Com'è fatto il mercato elettrico

Il mercato elettrico di cui ci occupiamo, detto “a pronti”, è suddiviso in:

- mercato del giorno prima (MGP), dove si svolge la maggior parte delle compravendite di energia elettrica;
- mercato infragiornaliero (MI);
- mercato del servizio di dispacciamento (MSD).

MGP si apre alle ore 8:00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 9:15 dello stesso giorno. Gli operatori partecipano a MGP presentando per ogni ora le loro offerte, nelle quali i produttori indicano la quantità di energia e il prezzo minimo a cui sono disposti a venderla, mentre i potenziali compratori indicano quello massimo a cui sono disposti ad acquistarla. Le offerte pervenute sono classificate in ordine crescente di prezzo, finché saturano la domanda pervenuta per la medesima ora. A tutte le offerte viene riconosciuto lo stesso prezzo di vendita dell'ultima offerta accettata, che è quella col prezzo più alto. Quando la domanda è alta, si creano strozzature sulla rete elettrica: in pratica i prezzi di vendita sono diversi nelle differenti zone del Paese (prezzi zonali) create dalle strozzature. Agli acquirenti viene però praticato lo stesso prezzo dovunque siano localizzati, detto prezzo unico nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi delle zone geografiche, ponderata per le quantità di energia acquistate in tali zone. MI si apre alle ore 10:45 del giorno precedente il giorno di consegna e si articola in quattro sessioni; l'ultima si chiude alle ore 11:45 del giorno di consegna. MI consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti in MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o di vendita, che sono selezionate con lo stesso criterio descritto per il MGP, ma vengono valorizzate al prezzo zonale. MSD è lo strumento attraverso il quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema elettrico: risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione di una riserva di energia, bilanciamento fra domanda e offerta in tempo reale. Le offerte accettate da Terna sono remunerate al prezzo presentato (pay as bid).

determinata l'offerta di energia resa disponibile dagli ATA. Nella seconda si svolge l'asta competitiva fra tutti gli operatori di combustibili fossili, relativamente al volume di offerta che è rimasto non coperto, asta che determina il prezzo marginale anche per l'energia messa a disposizione dagli ATA. Questa ipotesi lascia però irrisolte le situazioni in cui effettivamente tutta l'offerta sia coperta da fonti rinnovabili a costo marginale pressoché nullo. È auspicabile

che persone più fantasiose del sottoscritto riescano ad avanzare proposte maggiormente efficaci.

Soluzioni più radicali sono possibili nel quadro di una revisione complessiva dei mercati elettrici europei, sostanzialmente tutti simili al modello prescelto in Inghilterra per la prima liberalizzazione effettuata nel nostro continente. Revisione peraltro sollecitata dalle conclusioni di diverse recenti analisi, che hanno individuato il tallone di Achille del modello attuale nell'inadeguatezza dei segnali provenienti da un meccanismo come quello del MGP, intrinsecamente di breve termine, nel regolare un sistema, quello elettrico, ad alta intensità di capitale, redditività differita, lunghi tempi di vita degli investimenti: dove, quindi, è determinante il lungo termine. Conclusioni confermate dalla recente decisione del Governo britannico di reintrodurre di fatto la politica dei prezzi elettrici amministrati.

Una risposta, che non sia un sostanziale ritorno al passato, può venire dalla generalizzazione dei contratti bilaterali, strumento di compravendita che già affianca l'asta competitiva. Fermo restando l'attuale diritto per un venditore e un acquirente di scegliere liberamente questa soluzione, nonché la sua valenza temporale, gli ATA e gli operatori di impianti a combustibili fossili parteciperebbero a bandi che richiedono di formulare offerte per un determinato volume di energia e un intervallo temporale sufficientemente lungo. Questi bandi, che ovviamente conterrebbero una serie di prescrizioni aggiuntive, sarebbero predisposti da un operatore centrale. In Italia potrebbe essere il GME. Anche in questo caso, la somma dei volumi offerti dagli ATA determinerebbe per differenza la quota messa in competizione fra gli impianti a combustibili fossili, il cui prezzo marginale varrebbe anche per l'energia elettrica acquisita dagli ATA. Nell'ambito della generalizzazione del meccanismo dei contratti bilaterali, il MGP manterrebbe una funzione correttiva, non dissimile da quella del MI. Inoltre, qualunque sia la soluzione adottata, dovrebbe essere stimolata la partecipazione al MI delle rinnovabili non programmabili che, per qualsiasi motivo, siano risultate non integrabili in ATA.