

Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas :

Ricerca Sistema Energetico spa

Audizione Amministratore Delegato - Dott. Stefano Besseghini

16 Ottobre 2013

Composizione della delegazione

1. Dott. Stefano Besseghini - Amministratore Delegato - s.besseghini@rse-web.it
2. Dott. Romano Ambrogi - Direttore Sviluppo e Pianificazione della Ricerca - r.ambrogi@rse-web.it

Natura e ruolo di RSE

RSE è una società di Ricerca, con sede principale a Milano, controllata al 100 % dal GSE (www.rse-web.it)

RSE trae origine dalla fusione e razionalizzazione delle competenze di ricerca in campo energetico, precedentemente frazionate fra ENEL e varie società a capitale misto pubblico-privato. Opera nel settore elettro-energetico e ambientale e sviluppa progetti di ricerca, a carattere sperimentale e applicativo, tramite circa 300 ricercatori ed una dotazione di laboratori e strutture sperimentali in molti casi uniche a livello europeo.

Le attività sono finanziate in misura prevalente da programmi nazionali e comunitari, soprattutto attraverso il Fondo della Ricerca di Sistema per il settore elettrico.

RSE si pone come punto di snodo fra la ricerca di base, svolta da Università e CNR, e le attività di sviluppo e innovazione condotte dalle aziende del settore energetico.

L'azione di RSE ha come beneficiari il sistema energetico nazionale e soprattutto gli utilizzatori finali, e si concretizza attraverso:

- il supporto e il trasferimento di conoscenze verso le aziende, sia grandi che medio-piccole, grazie a una tradizione di stretto rapporto con la realtà industriale nei suoi vari aspetti
- un ruolo di advisor nei confronti delle istituzioni di indirizzo e regolazione del settore energetico (Ministero dello Sviluppo Economico, Autorità per l'Energia) e della Pubblica

Amministrazione, grazie alle proprie competenze e all'approfondita conoscenza degli aspetti tecnico-economici del sistema energetico.

Il principale elemento distintivo di RSE rimane l'intrinseca indipendenza e terzietà rispetto ai legittimi, diversi, talora contrastanti interessi in gioco. In Appendice sono riportati due esempi di attività di informazione e supporto tecnico nei confronti dei decisori, che testimoniano le caratteristiche e la qualità del contributo che RSE può dare e sta dando ai fini di un ordinato ed efficace sviluppo del sistema energetico, più specificamente del settore elettrico sul quale si concentrano le competenze e la tradizione RSE.

Uno degli esempi, recentissimo, riguarda l'analisi del fenomeno del "prezzo zero" formatosi nel mercato elettrico in alcune ore. Tale fenomeno è un sintomo di una certa "rigidità" del sistema, stretto fra la produzione non programmabile e solo in parte prevedibile da parte delle fonti rinnovabili, da un lato, e la domanda di energia elettrica, fortemente variabile nel tempo e nello spazio e allo stato attuale pressochè non governata, dall'altro. Su questi aspetti si tornerà nel seguito della relazione.

Considerazioni sul costo dell'energia elettrica ed il gas

RSE ritiene in questa sede opportuno sottolineare alcuni punti specifici, con la visione prospettica tipica di un soggetto di ricerca, supportata da una conoscenza diretta degli sviluppi tecnologici in atto nonché sulla base delle convinzioni maturate nei continui contatti con i diversi operatori, e grazie ad una presenza attiva nel quadro europeo e internazionale.

La specificità italiana nasce da una serie di fattori: la limitatezza delle fonti fossili sul territorio nazionale, la rinuncia al nucleare (scelta che non appare reversibile, almeno non nel breve-medio termine), il limitato sfruttamento del carbone, la rigidità del sistema di approvvigionamento del gas naturale, la notevole quantità di risorse economiche già oggi e per lungo tempo destinate a sostenere lo sviluppo delle energie rinnovabili.

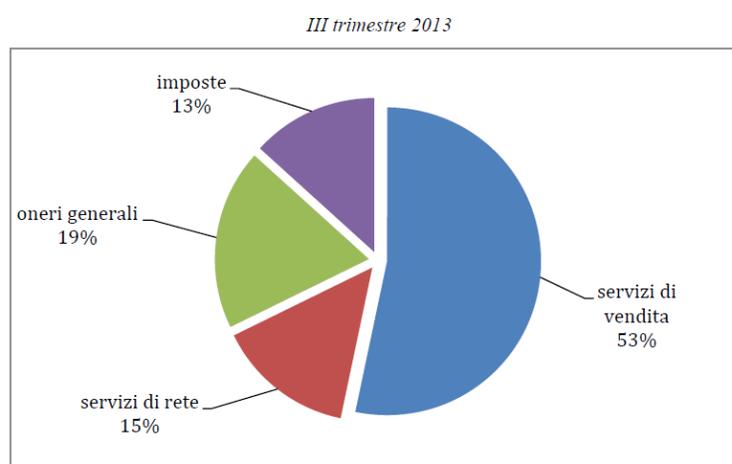
I vari fattori citati, e un processo di liberalizzazione del settore energetico non ancora completamente sviluppato, determinano un costo medio dell'energia significativamente più elevato rispetto a nazioni di sviluppo economico paragonabile. Ne derivano effetti negativi sia sulle famiglie che sulle imprese, che rappresentano un **concreto ostacolo allo sviluppo economico e al complessivo benessere del Paese**. Infatti l'intensità energetica italiana non si discosta in modo significativo da quella della maggior parte dei Paesi europei, per cui il costo elevato dell'energia e la forte dipendenza dall'estero costituiscono importanti fattori di ostacolo alla competitività.

Conviene partire dalle evidenze oggettive: qual è il prezzo (incluse imposte) che alcune categorie di clienti pagano in Italia? e come tale prezzo si rapporta al dato medio europeo? Una risposta è riportata nella tabella successiva riferentesi a dati 2012 elaborati su dati della relazione AEEG 2013.

Tipo utente	Consumo annuo	Costo Italia (€/MWh)	Costo medio Europa 27	Differenza % [(Italia-UE)/UE]
Domestico base	2,7 MWh	193	206	-6,73%
Domestico medi consumi	3,5 MWh	222	193	+15%
Domestico alti consumi	7 MWh	274	185	+48%
Piccola impresa	100 MWh	233	170	+37%
Media impresa	500MWh-2GWh	212	144	+ 47%
Energivoro	5 GWh	220	133	+65%
Grande energivoro	>20 GWh	151	116	+30%

Vediamo di capirne il motivo cominciando da una ripartizione del prezzo dell'energia.

Figura 1 - Incidenza percentuale delle diverse componenti sul prezzo finale dell'energia elettrica pagato dal consumatore domestico tipo (Fonte: AEEG)

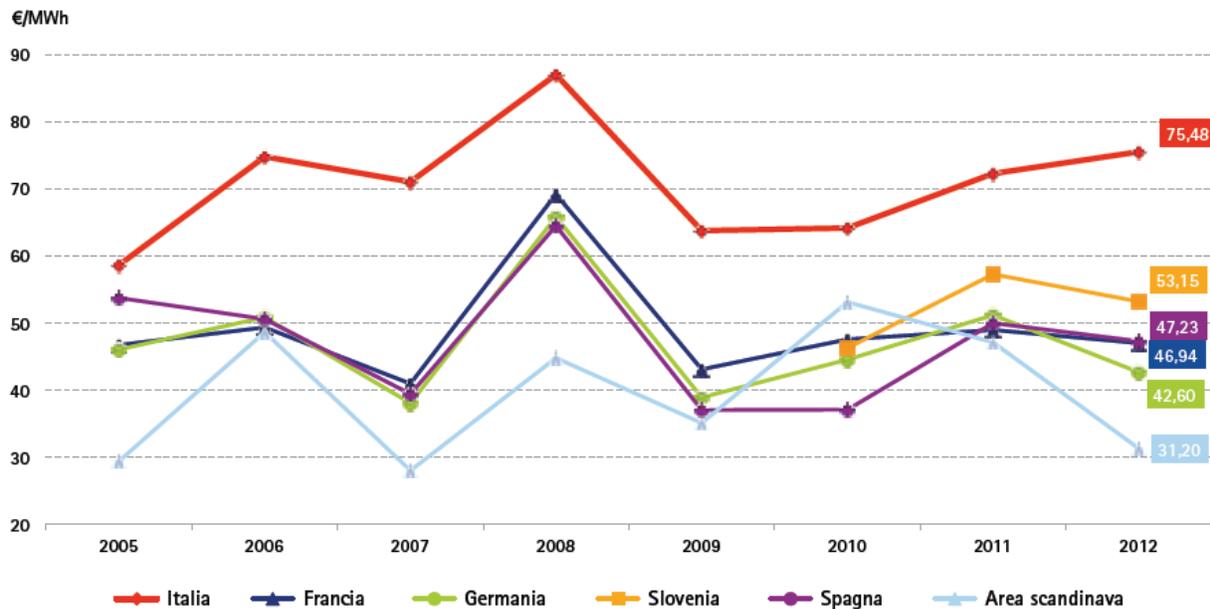


Il servizio di vendita include l'approvvigionamento dell'energia elettrica (prezzo alla produzione), il servizio di dispacciamento (che pesa per circa il 10% dell'ammontare del servizio di vendita) e i costi di commercializzazione.

Per quanto riguarda il prezzo, quindi, si verifica che il prezzo all'ingrosso dell'energia è maggiore

che negli altri Paesi Europei.

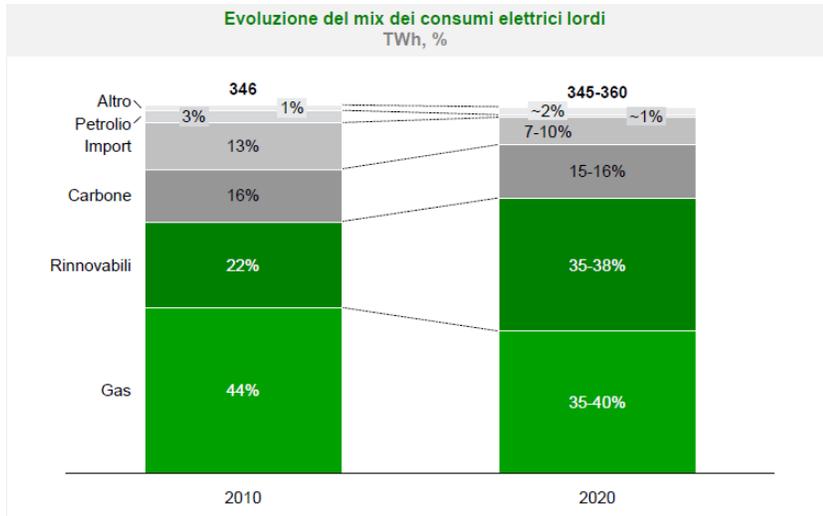
Andamento storico del prezzo spot sulle borse elettriche europee



Perchè Il prezzo dell'energia all'ingrosso in Italia è più alto che negli altri paesi?

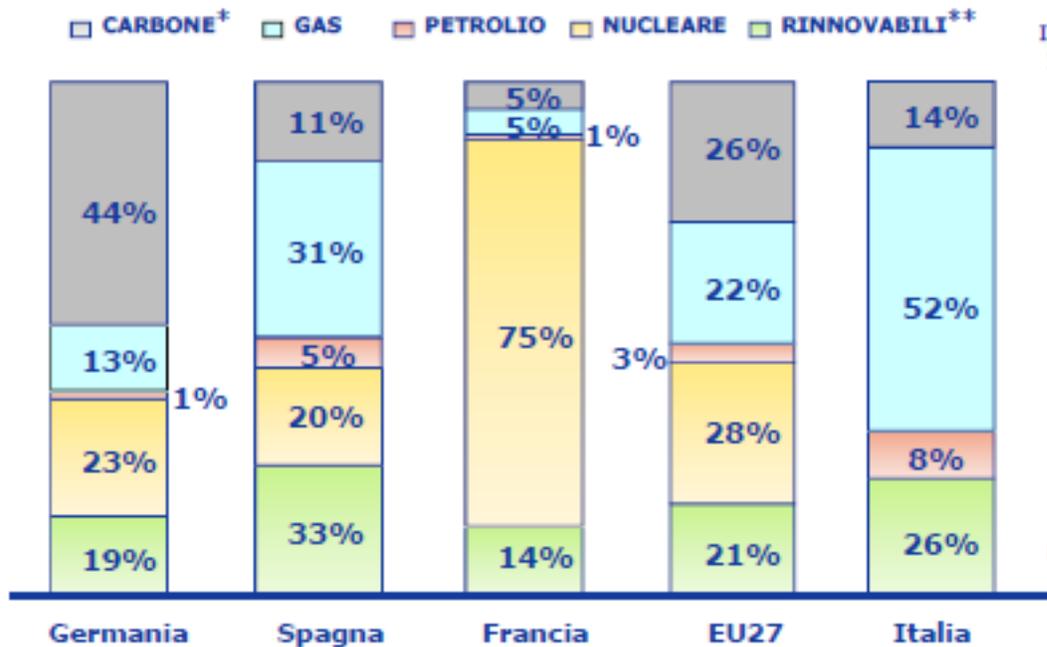
Consideriamo in primo luogo il costo della produzione, che come visto ha la maggiore incidenza sul prezzo. Principalmente, perchè il **mix delle fonti**, frutto delle scelte maturate negli ultimi 20-30 anni, e' diverso e **non economicamente ottimale**.

La figura che segue mostra la ripartizione attuale delle fonti utilizzate per la produzione elettrica e quella prevista al 2020 sulla base della recente "Strategia Energetica Nazionale" (SEN).



Nella figura seguente, che non include l'import, ma solo la componente di produzione, si rende visibile un confronto con i dati di altri Paesi europei e con la media dell'Europa a 27.

Mix di produzione elettrica



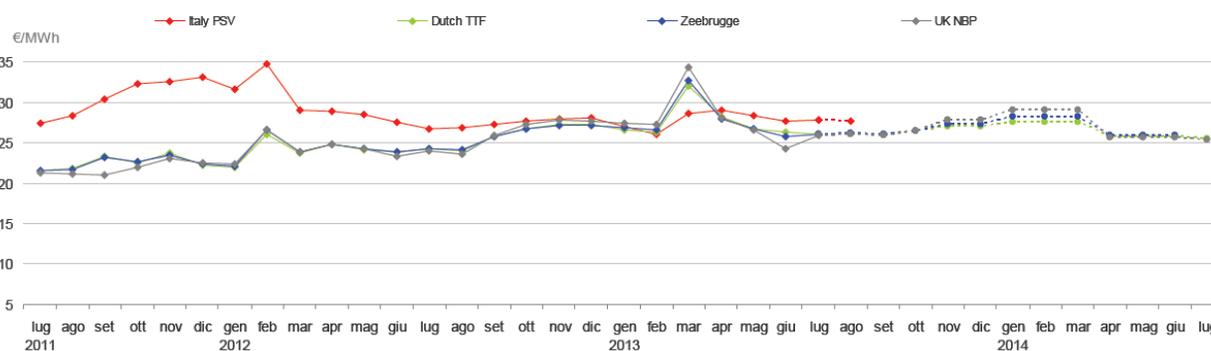
* Carbone, lignite

** Include produzione idroelettrica al lordo dei pompaggi, geotermica, solare, eolica, biomasse e 50% RSU.

Fonte: Enerdata 2010

Per l'Italia, circa il 50% è gas naturale, solo il 14% carbone, il nucleare è assente. Il mix degli altri Paesi UE contiene molto più carbone e/o nucleare, che sono le fonti a costo più basso. Si osserva che per i principali Paesi europei è tipico l'impiego da un minimo del 30 %, fino anche all'80 %, di fonti a basso costo (nucleare e carbone), mentre il gas naturale è tipicamente intorno al 25 %.

Un altro fattore che almeno fino al recente passato ha pesato sui prezzi dell'elettricità è il **differenziale di prezzo del gas**, a sfavore dell'Italia. L'andamento recente del prezzo, a confronto con gli altri Paese europei, è riportato nella figura che segue (Fonte: GME).



Per quanto riguarda il prezzo del gas pagato dai clienti di maggiori dimensioni riforniti sul mercato libero, ed in particolare i clienti industriali e termoelettrici, l'istruttoria conoscitiva condotta nel 2012 dall'Autorità (i cui esiti sono stati pubblicati in allegato alla delibera 456/2013/R/Gas) ha evidenziato come tra l'anno termico 2011/2012 e l'anno termico 2012/2013 vi siano state dinamiche concorrenziali, che hanno portato ad una riduzione dei prezzi per i clienti finali e ad un loro allineamento con i valori di riferimento del mercato all'ingrosso spot (a sua volta allineato ai principali mercati spot europei).

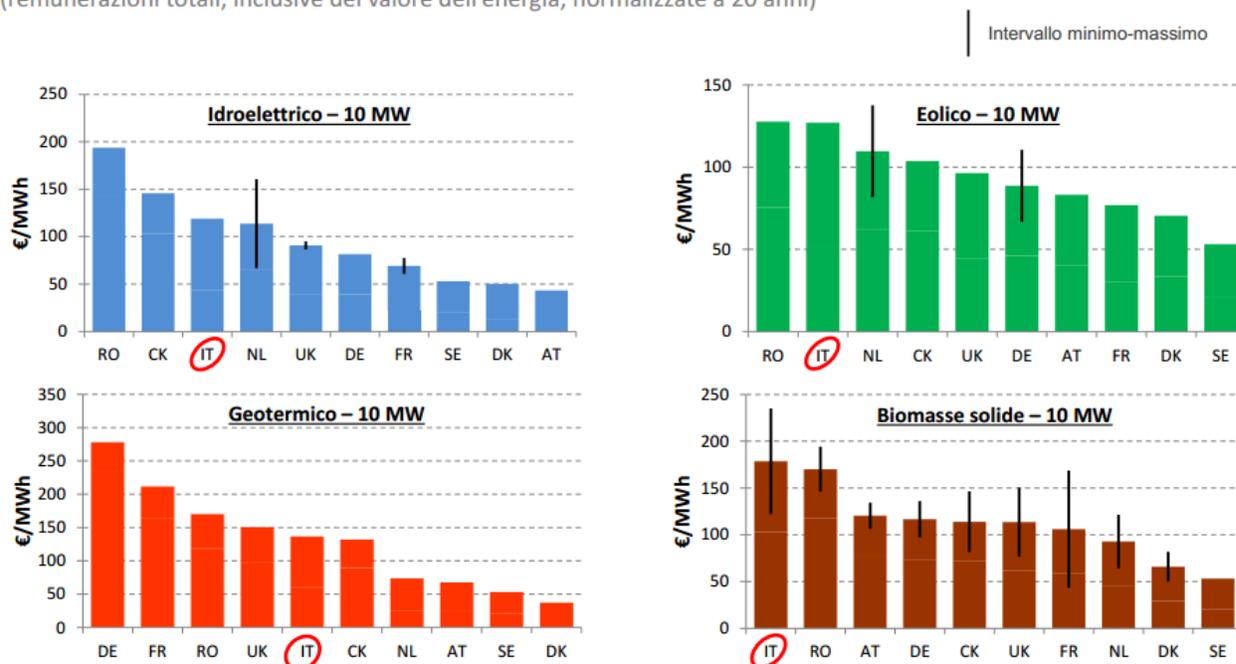
Da ciò emerge la convergenza dei prezzi in tempi recenti che hanno in pratica annullato l'effetto prima presente del maggiore onere di questa per noi importantissima fonte energetica.

Altro fattore importante: **le Fonti di Energia Rinnovabili (FER) sono fortemente incentivate** e incidono in modo importante (tramite la voce "A3") sul prezzo finale.

INCENTIVAZIONE DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE IN EUROPA

Comparazione degli incentivi in vigore a Maggio 2013

(remunerazioni totali, inclusive del valore dell'energia, normalizzate a 20 anni)



Gli oneri generali di sistema (componenti A, UC4, UC7, MCT) ammonteranno per il 2013 ad un valore pari a 13,7 miliardi di euro, di cui solo la componente A3 vale 12,7 miliardi di euro (vedi tabella sotto riportata). Complessivamente gli oneri generali di sistema contribuiscono per più del 20% alla bolletta elettrica italiana.

Tabella 2 – Gettito annuo oneri generali per il sistema elettrico (milioni di euro) (Fonte: AEEG)

	A2	A3	A4	A5	A6	As	UC4	MCT	UC7	Totale
2009	465	3.120	565	60	0	410	69	47	0	4.736
2010	410	4.400	376	62	0	157	69	48	8	5.530
2011	255	6.542	345	61	0	54	70	35	110	7.472
2012	151	10.385	295	41	0	18	69	33	236	11.228
2013	167	12.711	459	41	0	18	67	59	197	13.719

I dati 2013 sono stime dell'Autorità

Infine evidenziamo anche la componente dovuta alla struttura del sistema di produzione e consumo connesse dalla rete di trasmissione.

La Rete di Trasmissione Nazionale ha troppi colli di bottiglia che determinano diseconomie:

- prezzi zionali nettamente più alti rispetto alla media nazionale, specie nelle isole;
- le limitazioni di capacità di trasporto costringono a ridurre la produzione da FER, soprattutto nel caso degli impianti eolici (cosiddetta Mancata Produzione Eolica, MPE remunerata anche se non prodotta);
- si impongono costi di risoluzione delle congestioni

Nell'anno compreso tra Ottobre 2012 e Settembre 2013 la media aritmetica dei prezzi "unconstrained" (cioè quelli che si sarebbero formati liberamente sul mercato, se non vi fossero limiti alla capacità di scambio di energia fra le diverse zone) è stata pari a 60,92 €/MWh, a fronte di una media del PUN di 63,11 €/MWh. Le congestioni valgono quindi in media 2,19 €/MWh.

L'extra costo dovuto alle congestioni di rete nell'ultimo anno è stato globalmente pari a circa 600 M€. Di questi però circa 160 M€ vengono recuperati in quanto Terna utilizza la rendita da congestioni (che si genera appunto in presenza di congestioni) per ridurre l'uplift, cioè l'extracosto a carico dei clienti.

Azioni ipotizzabili

Il problema della riduzione del costo dell'energia è, come si evince dalla precedente analisi, piuttosto complesso, ed è aggravato da una sostanziale rigidità del sistema, che sconta diversi vincoli legati al mantenimento di oneri che si sono consolidati per scelte di indirizzo maturate nel corso degli anni. Ciò è avvenuto o esplicitamente (e.g. il costo diretto dell'incentivo alle rinnovabili, che rappresenta un "diritto acquisito" destinato a pesare per tempi pluridecennali) o implicitamente (lo sbilanciamento verso il gas del parco di generazione, favorito da una percezione di maggiore accettabilità sociale rispetto a carbone e nucleare).

E' evidente che gli interventi possibili per modificare favorevolmente e in misura significativa la situazione sono assai diversi, in termini di tempi di attuazione, di intensità di capitali da investire e di modifiche da introdurre a livello regolatorio e tecnologico.

Senza la pretesa di indicare le linee della strategia energetica nazionale, autorevolmente proposta dal Ministero dello sviluppo economico e fatta propria dal Governo, intendiamo qui fornire alla Commissione alcuni spunti concreti derivanti dall'attività di ricerca dal punto di osservazione di un Organismo di Ricerca pubblico, che opera con una completa terzietà rispetto alle parti interessate e a totale beneficio del pubblico, inteso come utente elettrico e come cittadino.

La ricerca pubblica del settore, e quella di RSE in particolare, può avere infatti un ruolo importante nell'indicare e nel sostenere una serie di azioni, che sintetizziamo in una sorta di "decalogo". Le azioni individuate come esempi sono infatti concretamente e in un certo senso in ordine di priorità temporale, volte a modificare i fattori di disequilibrio enunciati nella premessa.

1. Dynamic Line Rating (DLR): come sfruttare al massimo la capacità di trasporto della rete esistente, in sicurezza
2. Gestione probabilistica del rischio di disservizi di sistema: un approccio nuovo, che garantisce un prefissato livello di affidabilità e sicurezza eliminando margini inefficaci
3. Cost-Benefit Analysis (CBA) - Analisi Multicriterio: razionalizzare e oggettivare le scelte di investimento
4. Flessibilizzazione del parco di generazione (tramite la miglior gestione dei cicli combinati a gas)
5. "Market Coupling" - azioni per la realizzazione di un mercato transfrontaliero dell'energia elettrica
6. Modellazione e monitoraggio del sistema elettrico - azioni per una migliore osservabilità delle grandezze da gestire
7. Implementazione del concetto di Smart grid - gestione ottimale della rete (in particolare di distribuzione - flessibilizzazione della domanda
8. Previsione della produzione da rinnovabili non programmabili
9. Interventi sul parco di generazione (Mix delle fonti)
10. Breakthrough tecnologici.

1 Dynamic Line Rating

La capacità di una linea elettrica di trasportare energia non è infinita: infatti i conduttori che la compongono si riscaldano al passaggio della corrente ed, allungandosi con l'aumento della temperatura, possono avvicinarsi al terreno superando i limiti di sicurezza (p.e. imposti per i campi elettromagnetici). Il valore massimo di corrente ammissibile (line rating) è legato alla tipologia di conduttore adottato (ad esempio in rame, alluminio, acciaio, ecc.) ed alle condizioni atmosferiche (temperatura, velocità e direzione del vento) nel tratto più critico della linea (che ne determina la limitazione). Esso è normato in abachi ed il gestore della rete è tenuto ad osservare valori di norma. Gli sviluppi tecnologici recenti e l'utilizzo di sensori (di posizione della campata, di franco da terra, di tensione del conduttore, di condizioni atmosferiche locali ecc.), opportunamente collegati a modelli matematici, consentono di prevedere in modo dinamico il reale limite di funzionamento delle linee elettriche (dynamic line rating), permettendo al gestore di sfruttare la linea al massimo della sua capacità di trasporto in ogni momento. L'applicazione diffusa di questo sistema consente di ottimizzare la gestione della rete (soprattutto delle linee di alta tensione), riducendo i colli di bottiglia e consentendo di rimandare investimenti in infrastrutture. Le tecnologie che consentono di effettuare queste valutazioni sono disponibili, come lo sono alcuni modelli di interpretazione (alcuni dei quali sviluppati in RSE nell'ambito delle attività di ricerca di sistema). Si tratta quindi di un'azione realizzabile nel breve termine.

2 Gestione probabilistica del rischio

Per gestire in modo efficiente e sicuro l'attuale sistema elettrico, caratterizzato da una rilevante presenza di generazione da fonte rinnovabile aleatoria (eolico e fotovoltaico) è opportuno applicare tecniche probabilistiche nella gestione dell'esercizio del sistema. Tali tecniche consentono una gestione del rischio connesso agli stati di esercizio in cui il sistema elettrico si trova ad operare, anche a fronte di informazioni incerte. In particolare la gestione probabilistica del rischio consente di sfruttare al meglio i margini di esercizio del sistema (es. portata delle linee, margini di riserva della produzione) in relazione alla probabilità di accadimento dei fenomeni che interessano il sistema elettrico (es. fluttuazione della produzione eolica, eventi di guasto) consentendo uno sfruttamento ottimale delle risorse (portata delle linee, impianti di produzione, ecc.) in relazione al livello di rischio accettato. L'accresciuta complessità della gestione del sistema elettrico conseguente all'aleatorietà di una parte rilevante della produzione può così essere efficacemente gestita, garantendo un esercizio entro margini di sicurezza stabiliti dal gestore di rete senza penalizzare più del necessario l'efficienza complessiva del sistema. Tali tecniche di gestione probabilistica del rischio nel sistema elettrico sono sviluppate da RSE nell'ambito dei progetti di ricerca europei AFTER e iTESLA a cui partecipano i più importanti TSO europei. Si tratta quindi di una metodologia applicabile a breve termine, anche se necessita di una convinta adesione del gestore della rete, che richiede tempi adeguati di sperimentazione offline..

3 Cost Benefit Analysis (CBA) - Adozione di Analisi multicriterio

Un aspetto sempre più importante del processo di sviluppo del sistema elettrico è legato all'analisi costi-benefici (*cost-benefit analysis, CBA*), in particolare dei piani di potenziamento di rete. La messa a punto di una tale analisi (di cui sono già state proposte alcune versioni

semplificate da parte dell'associazione dei gestori europei per le grandi infrastrutture di trasporto) presenta varie criticità, anche a causa del crescere del numero di attori operanti nel sistema elettrico a seguito della liberalizzazione del settore. La necessità più avvertita è quella di quantificare i benefici derivanti dall'espansione della trasmissione da un punto di vista di "sistema" e non dell'interesse del singolo operatore.

La CBA consente di confrontare differenti opzioni in termini monetari, al fine di scegliere quella maggiormente conveniente. Lo sviluppo e l'applicazione della CBA ai progetti di espansione di rete è stata condotta in modo sistematico per la prima volta da RSE nel Progetto Europeo REALISE-GRID, mentre una versione più completa è in corso di sviluppo in un ulteriore Progetto Europeo, ovvero HIGHWAYS 2050.

Complementare alla CBA è l'analisi multi-criteri (MCA), che costituisce uno strumento di supporto alle decisioni in presenza di molti obiettivi, spesso in conflitto tra loro e che consente di tenere conto delle preferenze espresse da differenti portatori di interesse, rendendo più trasparente e ripercorribile il processo decisionale. L'applicazione della MCA alle iniziative di espansione della rete, quale strumento di coinvolgimento degli stakeholders, è in corso di sviluppo nel Progetto Europeo INSPIRE-Grid. Si tratta quindi di metodologie applicabili con immediatezza o comunque a breve termine.

4 Flessibilizzazione del parco termoelettrico (in primis, dei cicli combinati)

Una difficoltà intrinseca del sistema elettrico è da sempre quella di immagazzinare l'energia: a differenza di altri prodotti, l'energia elettrica deve essere prodotta nello stesso istante in cui è richiesta (salvo ricorrere a sistemi di accumulo, costosi e di complessa gestione: il costo associato all'accumulo di 1 MWh di energia è spesso di gran lunga superiore a quello della sua produzione).

Da questa difficoltà deriva una serie di importanti conseguenze, fra cui:

- il prezzo dell'elettricità è estremamente sensibile al rapporto fra domanda e offerta: capita normalmente che il prezzo all'ingrosso possa aumentare o diminuire anche di 3-4 volte nell'arco di un'ora o due
- per quanto si cerchi di prevedere con precisione il consumo del giorno successivo, si verificano spesso imprevisti che sbilanciano domanda e offerta, a cui si deve porre rimedio chiedendo ad alcuni impianti di aumentare o ridurre rapidamente la potenza prodotta, pagandoli per questo servizio.

Tutto ciò diviene più complesso e costoso quando, come oggi in Italia e in molti Paesi, all'incertezza di previsione del consumo di elettricità si somma l'incertezza della produzione da parte di impianti a Fonti Rinnovabili Non Programmabili, principalmente quelli alimentati dall'energia solare ed eolica.

Gli impianti di generazione che, meglio di altri (ossia con costi aggiuntivi più bassi) possono soddisfare le richieste di rapide variazioni di assetto produttivo, sono indubbiamente gli impianti idroelettrici dotati di serbatoi di accumulo, inclusi quelli reversibili (pompaggi). E' in corso una valutazione sulla possibilità di sfruttare meglio ed eventualmente incrementare la potenza degli impianti idroelettrici di questo tipo, pur considerando che essi non possono risolvere tutte le esigenze di flessibilità del sistema. La seconda tipologia di impianti più adatta a fornire questo

servizio è costituita dai cicli combinati, di cui possediamo un parco assai numeroso. Trattandosi però di impianti basati su cicli termodinamici che operano a temperature elevate, la rapidità di intervento è limitata dalla necessità di riscaldare gradualmente i componenti, onde evitare danni gravi. Si tratta quindi di trovare il miglior compromesso possibile fra le “prestazioni dinamiche”

- tempo di avviamento, ossia il ritardo fra la richiesta di produrre indirizzata a un impianto fermo e l'effettiva entrata in produzione
- velocità di variazione di carico (rapidità con cui si passa da un valore di potenza iniziale ad un nuovo valore richiesto)

e il mantenimento di un adeguato “stato di salute” delle macchine.

La flessibilizzazione dei cicli combinati è quindi un tema di grande rilievo e consiste nel rendere più rapidi sia i tempi di avviamento che le velocità di adeguamento della potenza prodotta. Ciò evita tutta una serie di diseconomie, in particolare:

- se l'avviamento è veloce, si può evitare di tenere in produzione al “minimo tecnico” centrali in quel momento non competitive, potendo contare comunque sul loro rapido intervento quando richiesto e con un minimo di preavviso
- se il livello di potenza può essere variato velocemente, si possono evitare altri interventi antieconomici, come rinunciare a produrre energia rinnovabile a costo variabile nullo o disalimentare alcuni utilizzatori dell'energia
- l'elevata flessibilità del parco evita di investire su alternative più costose, come le batterie
- un effetto collaterale, positivo per gli operatori, è la possibilità da parte dei cicli combinati di offrire servizi estremamente utili al sistema e di conseguenza di ottenere interessanti remunerazioni, a compensazione dello scarso e decrescente utilizzo di questi impianti sul mercato dell'energia (MGP). Ciò è vantaggioso anche per il sistema, perchè consente di mantenere in efficienza un parco che potrà in futuro risultare utile.

Il pieno sfruttamento della flessibilità dei cicli combinati comporta azioni di diverso genere, sia tecniche che regolatorie, fra loro strettamente connesse.

Da parte di AEEG è in corso, sulla base di quanto disposto dal D.Lgs. 83/2012, un'azione di consultazione e di successiva regolamentazione dei servizi di flessibilità, per quanto attiene sia alle prestazioni dinamiche richieste che ai relativi meccanismi di remunerazione. TERNA ha contribuito al processo regolatorio in quanto soggetto operativamente responsabile di garantire la continuità e stabilità di funzionamento del sistema. Sotto il profilo tecnico, la maggior parte degli operatori si è già attivata con una serie di accorgimenti operativi (riduzione dei minimi tecnici, miglioramento delle manovre di avviamento, mantenimento di un certo livello di temperatura durante le fermate) in grado di offrire migliori prestazioni dinamiche, mentre i principali costruttori termomeccanici e le società di ingegneria del settore offrono soluzioni di flessibilità sia per impianti nuovi che per interventi sul parco esistente. La ricerca pubblica (Ricerca di Sistema) partecipa attivamente attraverso studi su nuove manovre operative e sviluppi di metodi atti a valutare e minimizzare il danno al macchinario.

Si tratta quindi di azioni che si stanno già da qualche tempo sviluppando con successo e che consentono un progressivo e concreto incremento delle prestazioni dinamiche del parco, assicurando un ottimale sfruttamento dell'esistente a fronte di oneri di investimento molto bassi.

5. Market Coupling

L'obiettivo europeo dell'implementazione di un unico ed integrato "Internal Electricity Market" prevede come tappa fondamentale il "coupling" delle diverse borse elettriche dei Paesi dell'Unione da realizzarsi entro il 2014. Oltre a costituire un mercato più ampio e più competitivo, l'accoppiamento tra le borse consentirà una gestione maggiormente ottimizzata degli scambi di energia. Infatti, in assenza di "coupling", la capacità di trasporto transfrontaliera viene allocata in aste apposite, e solo successivamente, nelle aste delle borse elettriche, viene definita la quantità di energia da importare / esportare utilizzando la capacità di trasporto ottenuta, ed i relativi prezzi. Tale meccanismo può dare origine ad un uso non ottimale della capacità di trasporto, non saturando tutto l'ammontare disponibile, o addirittura può causare fenomeni cosiddetti di "adverse flows", nei quali l'energia fluisce da una zona a prezzo più alto ad una zona a prezzo più basso. L'implementazione del "market coupling" garantisce invece che tutta la capacità di trasporto disponibile sia utilizzata al meglio, evitando fenomeni di "adverse flows" e determinando una maggiore convergenza dei prezzi dell'energia tra i vari Paesi. Oltre che dal punto di vista regolatorio, il problema della realizzazione del "market coupling" è tecnologico, in quanto l'algoritmo di risoluzione del mercato, che deve tenere conto delle diverse regole in vigore nelle diverse borse nazionali, determina un problema matematico di notevole complessità, tale da non garantire sempre l'ottenimento della soluzione ottima nei tempi richiesti dalla chiusura delle sessioni di mercato. A questo riguardo RSE, per conto del Gestore dei Mercati Energetici - GME, sta studiando e sperimentando algoritmi per la risoluzione ottima di mercati accoppiati, tenendo conto delle diverse tipologie di offerta che caratterizzano le borse elettriche europee. L'implementazione del "coupling" dei mercati elettrici può consentire all'Italia di accedere a maggiori quantitativi di energia a basso costo, ma può anche permettere al sistema di generazione nazionale di sfruttare al meglio, esportando, le situazioni di carenza di offerta nei mercati centro-europei, che pure si verificano (si pensi ad es. ai periodi di alta domanda invernale in Francia).

L'integrazione dei mercati dell'energia europei mediante "coupling" è tuttavia solo uno step intermedio verso l'obiettivo della creazione di un unico "Internal Electricity Market". Infatti, il crescente sviluppo in tutto il Continente delle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico in primis) introduce livelli di aleatorietà sempre maggiori nella gestione del sistema elettrico, che richiedono la disponibilità di adeguate risorse per bilanciare in ogni istante produzione e consumo di energia. Tale problematica è finora stata affrontata solo a livello nazionale, con mercati di bilanciamento locali, nei quali i singoli gestori delle reti di trasmissione si approvvigionano delle risorse necessarie. È invece auspicabile che, oltre ai mercati dell'energia, anche i mercati di bilanciamento dei vari Paesi europei possano "accoppiarsi" per la creazione di un unico e più efficiente mercato di bilanciamento continentale. Tale prospettiva, peraltro, sarebbe particolarmente favorevole per il sistema di generazione termoelettrico italiano, che come è noto è costituito per la maggior parte da cicli combinati a gas naturale, tecnologia molto più flessibile degli impianti nucleari ed a carbone che dominano il mix termoelettrico europeo. La flessibilità operativa è infatti la caratteristica principale per operare in maniera competitiva ed efficace sui mercati di bilanciamento, con ridotti tempi di accensione e di permanenza in servizio e veloci rampe di variazione della potenza generata. In questo contesto, RSE è coinvolta nel progetto di ricerca europeo eBADGE, che ha l'obiettivo di studiare un

sistema di bilanciamento intelligente pan-europeo basato su un'infrastruttura di comunicazione integrata in grado di supportare efficacemente la gestione delle reti di trasmissione e di distribuzione in modo ottimizzato, controllato e sicuro.

Si tratta di azioni che possono essere avviate a breve termine, sono anzi in qualche misura già in atto, ma che si potranno pienamente sviluppare in modo progressivo nei prossimi anni.

6. Modellazione e monitoraggio del sistema elettrico - osservabilità

La gestione del sistema elettrico impone che sia mantenuto il perfetto equilibrio tra l'energia generata in ogni momento e quella consumata dai carichi. Il punto di lavoro del sistema è quindi continuamente variabile ed i gestori delle reti elettriche di trasmissione e distribuzione devono operare sui sistemi di regolazione per mantenere l'equilibrio ed assicurare che la frequenza e la tensione di rete rimangano entro i limiti prefissati. La regolazione e l'ottimizzazione del punto di lavoro si basa sulla disponibilità di dati provenienti da sensori distribuiti nella rete (di corrente, tensione, potenza in transito, qualità della tensione ecc.). L'evoluzione della rete che comprende una quota sempre maggiore di generatori distribuiti e fortemente variabili, con flussi di potenza che cambiano verso in modo repentino, impone che il gestore possa avere un ampio spettro di informazioni di ritorno sullo stato della rete ed adeguati modelli di interpretazione. La diffusione dei contatori elettronici costituisce un'importante base di sensori diffusi sul territorio che possono rappresentare l'ossatura di un sistema di monitoraggio della rete da complementare con altri dispositivi atti alla misura delle grandezze di stato della rete. Risulta essenziale, per il funzionamento di un sistema capillare di monitoraggio, la disponibilità di un sistema di comunicazioni e di elaborazione delle informazioni (ICT) complementare e sovrapposto a quello elettrico. La disponibilità dei dati capillarmente raccolti ed elaborati consente l'applicazione di modelli di gestione anche alternativi a quelli in uso. Una adeguata simulazione what-if sulla base di dati realmente osservati è preconditione per l'adozione di strategie di gestione alternative, anche nell'ottica di quanto descritto nel punto successivo.

7. Smart grid - gestione ottimale della rete - flessibilizzazione della domanda

Il mantenimento dell'equilibrio tra generazione e carico, soprattutto in presenza di una generazione molto variabile come quella ottenibile dalle fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) può essere facilitato se si dispone di una leva sul carico, consentendo che esso si adatti alla disponibilità di energia in rete. Attraverso le tecnologie di smart grids è infatti possibile controllare il livello del carico, agendo in modo automatico su alcuni tipi di apparecchi utilizzatori (condizionatori, boilers elettrici, frigoriferi, ecc.) regolandone l'accensione e/o il punto di lavoro in funzione delle condizioni della rete. Il sistema di controllo della rete elettrica equipaggiato con tecnologie smart grids, potrebbe infatti, attraverso sistemi di comunicazione ed attraverso nuove funzionalità del contatore elettronico, inviare segnali a carichi predisposti, modificandone automaticamente il punto di lavoro in funzione di criteri di gestione prefissati. In una situazione di carenza di energia in rete, ad esempio, il sistema elettrico potrebbe dare segnali ad un impianto di condizionamento ambientale di aumentare di alcuni gradi il livello di settaggio, riducendo in questo modo il fabbisogno energetico; di contro, in presenza di un eccesso di energia, il sistema smart grid potrebbe accendere dei boilers elettrici consentendo

l'accumulo di acqua calda e favorendo il consumo di elettricità al momento più opportuno. Sperimentazioni effettuate in diversi paesi hanno dimostrato che l'utilizzo delle tecnologie di smart grids per controllare il carico consentono risparmi di energia elettrica fino al 10% per gli utilizzatori domestici e fino al 15%-20% per il settore terziario ed industriale. Le tecnologie necessarie per il raggiungimento di questi obiettivi richiedono sviluppi, verifiche e dimostrazioni in rete reale che possono essere effettuate nel giro di pochi anni; il loro utilizzo richiederà una evoluzione del quadro normativo e regolatorio che consenta la remunerazione della flessibilità dell'utenza e la messa in opera dei relativi modelli di business.

8. Previsione della produzione da rinnovabili

Le fonti rinnovabili, in particolare solare fotovoltaico ed eolico, mostrano una fortissima dipendenza dalle variabili meteorologiche locali (a loro volta influenzate dagli andamenti sinottici, a più grande scala), che ne causano l'intrinseca "non programmabilità".

La gestione degli impianti, pertanto, soprattutto ai fini dell'ottimizzazione delle offerte sui mercati dell'energia e di una efficace integrazione delle Fonti Rinnovabili nel Sistema Elettrico, richiede la disponibilità di previsioni, quanto più affidabili ed accurate, della produzione di energia nelle 24-48 ore successive. Un cenno particolare merita la questione dei cosiddetti "sbilanciamenti"

Gli impianti FER offrono -come detto- la loro produzione sul mercato dell'energia; dato il carattere aleatorio del loro funzionamento, tuttavia, le offerte possono non trovare esatto riscontro nell'effettiva produzione il giorno successivo, determinando così uno "sbilanciamento" cui il gestore della rete (Terna) deve far fronte, approvvigionandosi di risorse sul mercato elettrico (MSD Mercato dei Servizi di Dispacciamento e MB Mercato di Bilanciamento) e determinando così un maggior costo per il sistema, che viene attualmente "socializzato", ovvero ripartito (in bolletta) tra tutti gli utenti.

Recentemente, tuttavia, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha stabilito, con la propria Delibera 281/2012 che gli oneri di sbilanciamento vadano posti in capo agli Operatori che ne sono responsabili. A valle di un ricorso al TAR della Lombardia e di un successivo pronunciamento del Consiglio di Stato, i produttori da FER restano soggetti a tali oneri, seppure con una franchigia del $\pm 20\%$, in attesa della sentenza definitiva.

E' immediato constatare come l'efficace previsione di producibilità e -almeno nei casi in cui ciò risulti fattibile- il ricorso a sistemi di accumulo sono gli strumenti a disposizione dei Produttori per minimizzare gli oneri di cui sopra, migliorando la competitività economica dei loro impianti e minimizzando i costi a carico del sistema. Si tratta di tecniche che combinano le analisi meteorologiche e la conoscenza dei sistemi di produzione da FER, già in uso anche da parte GSE, ma tuttora in evoluzione, in quanto vi è spazio per importanti miglioramenti, con un forte ruolo della ricerca pubblica e specificamente di RSE.

9. Mix delle fonti energetiche

Come accennato in precedenza, il mix di generazione italiano risulta fortemente sbilanciato, rispetto agli altri paesi europei, con una preponderante quota di gas e -al contrario- un modesto apporto del carbone.

Allo scopo di valutare l'impatto sui costi di generazione di un -almeno parziale- riequilibrio di tale situazione, è stata condotta una simulazione -utilizzando il codice MATISSE (MArkal TImes per il

Settore Elettrico)- della evoluzione dell'intero sistema elettrico italiano, in due differenti scenari, ovvero:

1. Scenario 2020 con gli impianti a carbone esistenti ad oggi
2. Scenario 2020 con nuovi impianti USC (Ultra Super Critici) a carbone: 3 x 600 MW Porto Tolle, 460 MW Vado Ligure, 410 MW Fiume Santo, 2 x 600 MW Saline Joniche e 800 MW Rossano Calabro.

Si ipotizza dunque, per lo scenario 2, una misura "strutturale" atta a migliorare a medio - lungo termine la competitività e incrementare l'uso di fonti a basso costo, abbondanti e di sicura reperibilità, in primis il carbone, utilizzando impianti allo "stato dell'arte" e dotati di adeguati accorgimenti ambientali (peraltro già disponibili e applicati ad es. a Torvaldaliga Nord).

La produzione a carbone sale da 55 TWh nello scenario 1 a 84 TWh nello scenario 2. Nella tabella sottostante sono riportati i prezzi zionali per le diverse zone di mercato, unitamente al PUN (Prezzo Unico Nazionale).

Zone	CeNord	CeSud	NORD	Rossano	Sardegna	Sicilia	SUD	PUN
Scenario 1	69.5	67.8	74.2	67.8	67.7	67.7	67.8	72.9
Scenario 2	67.8	62.7	73.4	62.7	62.4	62.9	62.7	70.8
Delta	1.6	5.1	0.7	5.1	5.3	4.8	5.1	2.1

Media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere.

Le differenze sul PUN sono limitate, in particolare a causa dello scarso impatto dei nuovi impianti (ubicati per la gran parte nella zona Sud e Centro Sud) sulla zona Nord, che è quella che influenza maggiormente il PUN per la sua forte incidenza in termini di consumo.

Si conferma, dunque, che, affinché questa scelta dispieghi la massima efficacia, deve essere accompagnata da un più efficace sviluppo della RTN, superando note e annose limitazioni agli scambi fra zone di mercato.

Quello citato è anche un esempio di come le competenze interdisciplinari, inclusi gli aspetti economici, presenti nelle realtà pubbliche di ricerca come RSE possano essere messe utilmente al servizio delle decisioni politico-amministrative sullo sviluppo del sistema elettrico.

10. Breakthrough tecnologici

Su un arco di tempo più esteso, dell'ordine di diversi anni, la ricerca di base e applicata è in grado di assicurare l'introduzione di tecnologie più evolute, il cui indirizzo deve essere quello di sempre più elevate prestazioni ambientali ma anche e soprattutto della valorizzazione delle risorse energetiche del nostro Paese e della competitività economica.

Numerosi sono i filoni di interesse, nei quali la ricerca italiana, ben inserita anche nel quadro internazionale, è impegnata. Se ne citano di seguito alcuni fra i più significativi.

- **Accumulo di energia.** Si accennava alla difficoltà di accumulo dell'energia elettrica e agli elevati costi associati, ma certamente la disponibilità di tecniche di accumulo, applicabili su diverse taglie a costi competitivi, rappresenta un fattore strategico nella direzione di un sistema elettrico competitivo e fortemente basato su fonti non inquinanti e ampiamente

disponibili nel nostro Paese. Fra le tecnologie oggetto di ricerca si citano l'elettrochimica, in particolare lo sviluppo delle tecnologie al sodio ad alta temperatura e dei sistemi a elettrolita circolante, i supercondensatori basati su nuovi materiali e, per le taglie più grandi, l'accumulo di aria compressa anche di tipo non convenzionale, come nel caso di strutture di stoccaggio collocabili in mari profondi. Lo sviluppo di queste tecnologie dovrebbe ridurre, nei prossimi 5-10 anni, il costo associato allo stoccaggio dell'energia, rendendo progressivamente conveniente l'introduzione di sistemi di accumulo a diversi livelli, ad esempio in accoppiamento a piccoli impianti di produzione fotovoltaica presso gli utenti, oppure aggregando numerose piccole unità di produzione FRNP in un sistema gestito a livello di rete di distribuzione, o infine realizzando grandi stoccaggi per fini di stabilità della rete nazionale, di spostamento nel tempo di rilevanti quantità di energia, di superamento di temporanee limitazioni di trasporto in Alta Tensione ecc. Per il momento appare raccomandabile portare avanti alcuni test applicativi di sistemi di accumulo, limitandone però la taglia e realizzandoli solo in assenza di reali alternative (situazioni di nicchia) onde non gravare ulteriormente il sistema elettrico di costi non giustificati in termini di ritorno degli investimenti, o peggio di introduzione di nuove forme di incentivazione a carico dei clienti finali.

- **Cattura e Stoccaggio della CO₂** per i grandi impianti di combustione, tipicamente le centrali a carbone. E' la strada per lo sfruttamento "a emissioni zero" di una fonte fossile abbondante, facilmente approvvigionabile e a basso costo, purchè si riescano a dimostrare processi di cattura a basso impatto energetico ed economico e criteri di scelta e gestione degli stoccaggi geologici che garantiscano un adeguato livello di sicurezza. La Ricerca di Sistema, e RSE in particolare, ha già raggiunto importanti tappe intermedie, operando fra l'altro in forte sintonia con importanti realtà europee.
- **Biocarburanti.** La trasformazione di biomasse e soprattutto di residui agricoli e agroalimentari in combustibili e carburanti sintetici, in particolare gassosi, utilizzabili anche a distanza dal luogo di produzione in modo flessibile e pulito, è un percorso già ben avviato. Le tecniche di produzione e di pulizia di syngas, biogas e biometano possono e devono però essere ulteriormente sviluppate, in particolare nella direzione di un'elevata flessibilità sulle "materie prime" utilizzabili, come residui agricoli e zootecnici, frazione umida dei rifiuti, fanghi di depurazione delle acque ma anche biomasse legnose e residui delle relative lavorazioni. Ciò consentirà di valorizzare una fonte piuttosto abbondante, massimizzandone la resa energetica e contribuendo nel contempo a ridurre le quantità di residui da avviare a discarica o a combustione con bassa efficienza.
- **Materiali a dimensionalità ridotta (cosiddetti "nanomateriali").** La crescente capacità di strutturare particelle, nastri, tubi, fogli aventi almeno una delle dimensioni paragonabile a quelle dell'atomo, e lo sviluppo delle corrispondenti tecniche di osservazione e caratterizzazione, consentono di realizzare materiali con proprietà meccaniche, termiche, elettriche, ottiche, chimiche di gran lunga superiori e più versatili rispetto a quanto finora noto. Tali materiali potranno essere impiegati in svariati campi, fra cui l'energia, ottenendo dispositivi con prestazioni di efficienza, stabilità, compattezza molto superiori a quelle raggiungibili con le tecnologie oggi commerciali. Sono già stati realizzati a scala di laboratorio dispositivi per produzione fotovoltaica e per accumulo,

utilizzando nanomateriali a base carbonio, ma si prevedono ulteriori possibilità, ad esempio per i processi di trattamento degli effluenti liquidi e gassosi. Si tratta in questo caso di ricerche che hanno prospettive di applicazione nel lungo termine.

ALCUNE CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

A conclusione di questa disamina della situazione sfavorevole dei prezzi dell'energia in Italia, delle relative cause e delle iniziative che si ritengono adatte ad una progressiva correzione degli squilibri osservati, si vogliono sinteticamente riassumere alcuni punti ritenuti importanti.

Dal nostro punto di osservazione, in costante collegamento e sintonia con i gruppi europei che operano nel settore, riteniamo che la ricerca e' necessaria per l'innovazione del sistema energetico, segnatamente quello elettrico di cui RSE si è specificamente occupata. Il sistema peraltro non e' un *green field* da costruire ex novo (come e' stato il caso ad esempio con la telefonia mobile) ma e' strettamente interdipendente nelle sue componenti essenziali e deve essere modificato/rinnovato senza ostacolarne il funzionamento day by day.

I dieci punti di attenzione che abbiamo elencato potrebbero essere accomunati in gruppi che esprimono alcune caratteristiche della ricerca di pubblica utilità:

- La ricerca svolge il ruolo facilitatore dell'innovazione permettendone l'introduzione ordinata nel sistema energetico tramite la ricerca pre-normativa. Ad esempio, la gestione di linee al disopra dei limiti termici, all'interno di diversi criteri di sicurezza, con piu' stretti limiti di qualita', deve essere necessariamente accompagnata da un sistema di regole tecniche definite consensualmente ed effettivamente implementabili sulla base di sperimentazioni rigorose ed imparziali, che dimostrino preventivamente il raggiungimento di obiettivi chiari e misurabili.
- Con questo stesso scopo e' necessario concepire, realizzare e gestire insieme importanti di dati certificati e significativi, capaci di descrivere il sistema in tutte le sue componenti tecniche, economiche ed anche ambientali. I data base riconosciuti da operatori e pubblici decisori alimentano la capacita' modellistica e di simulazione what-if, che consente di ipotizzare scenari che tengano conto dei vincoli e delle opportunita' dell'innovazione introdotta nel sistema. Le analisi costi-benefici sono esse stesse basate su un sistema consensualmente accettato, da costruire mettendo in relazione in modo formalmente corretto e trasparente grandezze diverse.
- Le singole "invenzioni" tecnologiche vengono proposte al mercato da una pluralita' di attori che concorrono al progressivo assorbimento dell'innovazione nel sistema, producendo gradualmente i benefici attesi in termini di prezzi. La ricerca pubblica ha si' il compito di esplorare settori che sono lontani dalla competitivita', ma soprattutto di verificare la fattibilita' e la robustezza di soluzioni che si affacciano al mercato, ma che non hanno la forza intrinseca di imporsi in un sistema per sua natura conservatore o l'attrattiva necessaria perche' provengono da settori diversi.

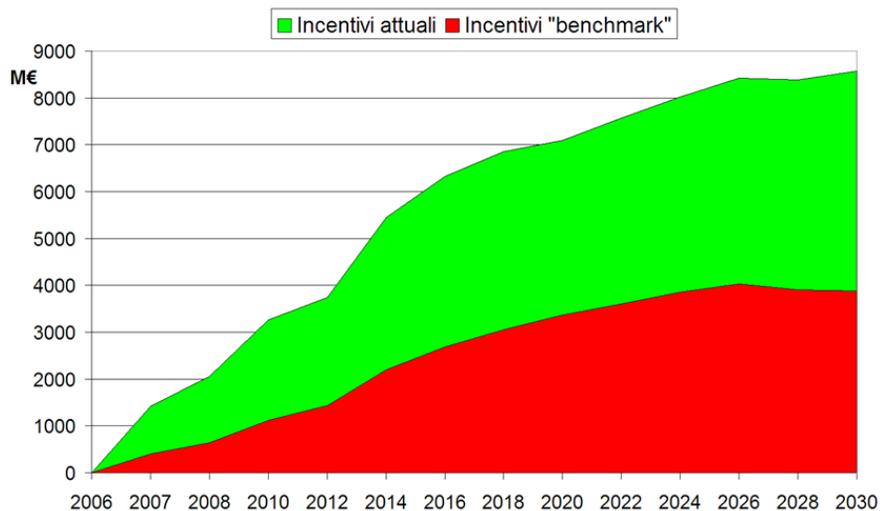
APPENDICE

ESEMPI DI ATTIVITA' DI ANALISI TECNICO-ECONOMICA SVOLTE DA RSE A SUPPORTO DELLE SCELTE DI INDIRIZZO SUL SISTEMA ELETTRICO

Esempio 1 - Valutazione del costo ottimale degli incentivi rispetto al minimo incentivo necessario per lo sviluppo di una tecnologia

Tra le attività di Ricerca di Sistema svolte da RSE nel 2007, è stato condotto uno studio (cfr. doc. RSE n° 07005448 "Analisi di scenari di sviluppo del sistema di generazione italiano" marzo 2008) volto a definire il livello di incentivazione minima indispensabile a rendere i costi delle tecnologie rinnovabili competitivi con i costi del ciclo combinato, che costituisce la tecnologia marginale per la definizione del prezzo dell'energia.

Avvalendosi di uno strumento di simulazione dello sviluppo del parco di produzione, lo studio ha messo in evidenza l'ammontare dell'incentivazione necessaria per conseguire lo sviluppo di potenza da fonti rinnovabili prevista dai piani di sviluppo allora in fase di definizione. Tale ammontare è stato confrontato con l'ammontare - circa doppio - degli incentivi conseguenti ai meccanismi di incentivazione in vigore a quel tempo. La differenza che ne deriva può essere giustificabile, almeno in parte, per i maggiori costi che chi investe in fonti rinnovabili in Italia deve sostenere a causa delle "inefficienze di sistema" (es. costi della burocrazia e ritardi autorizzativi).



Esempio 2 - Fenomeno dei prezzi a zero

Su richiesta delle Divisione Sistemi e Mercati Elettrici del MiSE, RSE ha realizzato uno studio per valutare la numerosità delle ore in cui il prezzo di vendita in MGP va a zero. Tale fenomeno si manifesta nelle ore in cui la produzione da fonti rinnovabili è molto elevata e contemporaneamente la domanda è bassa.

I primi risultati dello studio sono stati presentati martedì 8 ottobre 2013 in un incontro c/o MiSE.

Lo studio ha preso in considerazione scenari su differenti orizzonti temporali (2015, 2016, 2020) ipotizzando uno sviluppo delle fonti rinnovabili in linea con la SEN. Per ciascuno scenario sono state analizzate alcune varianti (es. presenza/assenza di nuovi sviluppi di rete; alta/bassa idraulicità, incremento del FV). Ciascuno scenario è stato oggetto di una simulazione di mercato, mediante l'impiego di **s-MTSIM, un simulatore di mercato sviluppato da RSE**, che determina, per ciascuna ora dell'anno considerato, il risultato della borsa elettrica.

I risultati dello studio evidenziano che nel 2014 e 2015 l'ordine di grandezza del numero di ore con prezzi a zero è simile a quello attuale. Lo scenario 2014 mostra tuttavia alcune criticità sui prezzi a zero in Sicilia, a causa della debolezza dell'interconnessione con il Continente. Tali criticità sono sensibilmente attenuate nello scenario 2015 che prevede l'entrata in servizio della linea Rizziconi – Sorgente tra Sicilia e Continente. **Lo scenario 2020 rivela invece numeri di ore a prezzo zero circa 5 volte superiori allo scenario 2015: la tendenza ad un aumento futuro è quindi evidente.**

Lo studio sarà completato nelle prossime settimane con la valutazione dell'impatto che variazioni dei prezzi di vendita in differenti scenari del sistema elettrico avranno sui ricavi del GSE derivanti dalla vendita in borsa dell'energia incentivata.

SOMMARIO

- Il mix di generazione può essere gradualmente ribilanciato, riducendo l'eccesso di dipendenza dal gas naturale a favore del carbone, da impiegare con le migliori tecniche di ambientalizzazione disponibili.
- Il ruolo dei cicli combinati a gas deve sempre più essere orientato ai servizi di flessibilità, per i quali sono allo stato attuale la soluzione più efficace, che può essere in futuro attuata anche nei confronti dei Paesi confinanti ("Market Coupling" anche per il mercato del bilanciamento)
- Va proseguito il processo di liberalizzazione del settore del gas naturale, anche per quanto riguarda le infrastrutture di approvvigionamento (ad es. con un maggior sviluppo dei terminali di rigassificazione)
- Lo sviluppo delle Fonti Rinnovabili può proseguire in assenza di incentivazioni, grazie al progressivo raggiungimento della competitività. Va agevolato l'utilizzo dell'energia in prossimità dei luoghi di produzione, anche attraverso un più ampio utilizzo delle SEU, in modo da minimizzare l'impatto sulla gestione delle reti
- Riportare i costi di sbilanciamento su chi li genera, piuttosto che socializzarli. Ciò stimolerà i produttori da fonti rinnovabili ad una corretta previsione della produzione dei propri impianti, riducendo gli sbilanciamenti e conseguentemente i costi per i servizi di dispacciamento.
- Favorire interventi volti a flessibilizzare il sistema elettrico, con una forte attenzione al rapporto benefici/costi delle differenti misure, tra le quali:
 - Flessibilizzare la grande generazione
 - Facilitare la diffusione degli impianti di punta (centrali turbogas)
 - Attuare una modulazione delle importazioni
 - Promuovere il contributo della generazione di piccola taglia ai servizi di sistema
 - Impiego dei sistemi di accumulo (convenzionali e innovativi), anche distribuiti, nella misura in cui l'analisi costi-benefici risulti favorevole
 - Favorire la flessibilizzazione della domanda
- Fondamentale l'adeguamento rapido ed efficace della rete di trasmissione nazionale a fronte dell'evoluzione del sistema elettrico:
 - Massimizzare lo sfruttamento delle infrastrutture esistenti, mediante approcci avanzati alla gestione e alla sicurezza di esercizio
 - Rimuovere ostacoli autorizzativi per interventi in gran parte classificabili come di interesse strategico nazionale
 - Più stretta condivisione dei piani di sviluppo e di sicurezza della Rete, con più forte attenzione ai bilanci costi/benefici e con un più sistematico coinvolgimento delle competenze tecnico-economiche presenti nelle realtà pubbliche del settore (Gruppo GSE/RSE)
 - Applicare un sistema di incentivi/penalizzazioni sull'attuazione dei piani di sviluppo e sulla relativa tempistica, favorendo un approccio imprenditoriale da parte di TERNA
- Ricerca per il settore energetico:

Orientare una piccola frazione degli incentivi alle FER verso la ricerca di base e applicata al fine di raggiungere la competitività e la piena integrazione delle FER stesse

Favorire partnership pubblico-privato e trasferimento di know-how

Porre le priorità su riduzione costi/sicurezza approvvigionamenti/ricerca nuove fonti competitive/aumento efficienza di produzione e utilizzo dell'energia

Più forte integrazione fra studi e ricerche del settore pubblico (RSE-ENEA-CNR) e scelte di strategia energetica (nei due sensi)