

ENERGIE RINNOVABILI, AMBIENTE E MERCATO

a cura di
Salvatore Zecchini Cecilia Gatti

Atti del Workshop
Fonti rinnovabili, efficienza energetica e CO₂
Gli strumenti di mercato per incentivare gli investimenti e l'innovazione
Milano, 3 aprile 2008



Premessa <i>a cura di Cecilia Gatti</i>	pag. 5
Apertura <i>Roberto Testore</i>	pag. 11
Introduzione <i>Salvatore Zecchini</i>	pag. 13
Il ruolo del mercato nella mitigazione dei cambiamenti climatici <i>Salvatore Zecchini</i>	pag. 16
Sessione I: Strumenti di incentivazione per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica	pag. 23
Struttura dei costi delle tecnologie e politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili. Prospettive di breve e lungo periodo <i>Arturo Lorenzoni</i>	pag. 25
Analisi critica del funzionamento dei sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia <i>Luigi De Paoli</i>	pag. 37
I meccanismi dei certificati bianchi: esempi di implementazione nell'Unione Europea e interazioni con altri strumenti di politica energetica <i>Nicola Labanca</i>	pag. 49
Criticità dell'attuale meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica <i>Marcella Pavan</i>	pag. 57
Sessione II: La gestione del rischio nei mercati ambientali	pag. 65
Modelli stocastici per la gestione del rischio "risorse rinnovabili" <i>Carlo Mari</i>	pag. 67
Strategie di gestione del rischio CO ₂ <i>Ester Benigni</i>	pag. 83
Lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili: un costo o un'opportunità di copertura? <i>Roberta Bigliani</i>	pag. 91
Tavola Rotonda	pag. 97
Il futuro dei mercati ambientali alla luce dei recenti sviluppi delle politiche comunitarie Moderatore: Daniele Lepido con la partecipazione di Massimo Beccarello, Francesco De Luca, Tullio Fanelli, Clara Poletti, Alberto Ponti, Fabio Romani, Valeria Termini, Salvatore Zecchini	pag. 99
Glossario	pag.113

Cecilia Gatti

È passato oltre un anno – era il 3 aprile 2008 – da quando il Gestore del Mercato Elettrico e Assolombarda hanno promosso il workshop, i cui atti sono raccolti in questo libro. Se un anno sia una grandezza temporale estesa o meno è un fatto relativo. Certo è che in un anno, nonostante vi siano stati alcuni cambiamenti particolarmente significativi, non sembrano essersi modificati gli orientamenti di fondo in tema di fonti rinnovabili, efficienza energetica e CO₂. Per certi versi si possono vedere dei rafforzamenti, e penso in particolare a quella che alcuni commentatori hanno definito la "svolta verde" dell'America con le nuove politiche del neo presidente Obama, così come alle proposte presentate a gennaio dalla Commissione Europea per un nuovo accordo internazionale contro i cambiamenti climatici in vista della conferenza ONU sul clima del prossimo dicembre 2009 a Copenaghen, per non citare il voto di metà dicembre 2008 del Parlamento Europeo sul pacchetto clima ed energia, così come emendato alla luce del compromesso raggiunto dal Consiglio.

Un recente studio della Commissione europea (*The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the European Union*, aprile 2009) stima che il conseguimento dell'obiettivo di coprire con fonti rinnovabili il 20% del fabbisogno al 2020, definito con il pacchetto 20-20-30, potrebbe creare fino a 2,8 milioni di posti di lavoro nel settore¹.

Anche in ambito nazionale vi sono segnali nella stessa direzione: l'atteso decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 18 dicembre 2008 contenente disposizioni applicative dei meccanismi di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili, come previsto dalla Legge Finanziaria 2008, così come l'attuazione di quanto definito da atti di normativa secondaria, quali delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, fino alla serie di audizioni in corso nei primi mesi del 2009 da parte della Commissione Attività Produttive della Camera che ha avviato un approfondimento sugli incentivi alle fonti energetiche rinnovabili e assimilate.

Da ricordare quindi che un punto a favore delle rinnovabili è stato segnato dalla crisi del gas tra Russia e Ucraina che ha visto da un lato l'interruzione delle forniture verso l'Europa per ben 15 giorni nel mese di gennaio 2009 e dall'altro, aspetto non secondario, ha evidenziato quanto sia ancora debole la *single voice* europea per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti.

Questo e altro in uno scenario che dal 3 aprile 2008 è profondamente cambiato. All'epoca del convegno, il petrolio era lanciato in un *trend* di quotazioni crescenti verso il valore *record* di 147 dollari il barile raggiunto l'11 luglio 2008, e quanti avvistavano sintomi dell'attuale congiuntura economica venivano additati quali cassandre. Ora le più diffuse previsioni vedono per quello che è stato definito l'oro nero quotazioni medie per l'anno 2009 comprese tra i 60 e i 70 dollari al barile e la crisi economica evidenzia la sua dimensione, tanto che seppur differenti nelle azioni adottate, la maggior parte dei governi dei diversi Paesi sta intraprendendo misure straordinarie individuate *ad hoc*.

Se per un verso una quotazione bassa del petrolio, o anche solo non eccezionalmente elevata, sottolinea con particolare evidenza che la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili può non essere competitiva in termini di costi relativi con altre fonti, interventi pubblici per far fronte alla crisi possono per un altro verso essere atti a favore dello sviluppo sia delle fonti rinnovabili sia dell'efficienza energetica. Come è stato da più interventi evidenziato nel corso del workshop, scelte di politica energetica che implicano sfidanti obiettivi come quelli delle rinnovabili devono essere accompagnate da politiche industriali, che trasformino i vincoli in opportunità di sviluppo economico.

Nella valutazione del nuovo scenario tuttavia non va trascurata la dimensione finanziaria della crisi economica, particolarmente importante nel contesto dello sviluppo delle fonti rinnovabili, proprio per la necessità di ingenti investimenti (e quindi finanziamenti) in particolare per quegli impianti di più ampie dimensioni che potrebbero contribuire significativamente al raggiungimento degli obiettivi europei.

Sembra indiscutibile che da qui al 2020 potranno esservi ancora molti cambiamenti sia per quanto riguarda più di-

¹ Lo studio, comunque, indica in circa 400.000 unità l'incremento netto dell'occupazione.

rettamente gli orientamenti e le decisioni in merito alle fonti rinnovabili, all'efficienza energetica e alla CO₂, a livello internazionale, così come nazionale, sia per quanto concerne lo scenario e il contesto macroeconomico. Al riguardo basti ricordare che non meno di 10 anni fa, le quotazioni del petrolio si attestavano intorno ai 15 dollari al barile, poi qualcuno aveva presunto raggiungessero i 200 dollari al barile e oggi, dopo una fase ribassista, ci si chiede quale saranno le nuove quotazioni. Molte sono le variabili incerte. Come ha recentemente evidenziato il professor Alberto Clò, nel numero di luglio 2009 della Newsletter del GME, "la natura sistemica della crisi in atto non consente d'aver contezza su alcuna variabile su cui disegnare il futuro dell'Europa (crescita, intensità energetica, domanda energia, mix per fonti, etc.)".

Questo per ricordare che se si vogliono (o devono) raggiungere obiettivi bisogna individuare strade e strumenti per conseguirli che contengano la necessaria flessibilità per adattarsi a diversi scenari con variabili esogene, e in quanto tali, non sempre facilmente prevedibili. Vorrei precisare, che l'esigenza di flessibilità è ben altro dall'instabilità e incertezza che sembra invece, da quanto emerso nella giornata di workshop, essere stato un elemento sfavorevole sul cammino delle rinnovabili, in particolar modo in Italia.

Ritengo infine che per il conseguimento degli ambiziosi obiettivi² europei sia necessario che il dibattito si estenda oltre il "solito giro di addetti ai lavori" e diventi parte della cultura delle imprese e di tutti i cittadini, perché il rispetto dell'ambiente, così come l'efficienza energetica, è conseguibile solo con la piena e consapevole partecipazione di tutti. Consapevolezza che deriva anche dalla lettura critica delle informazioni.

E gli atti del workshop dello scorso 3 aprile 2008, che in due sessioni e in una tavola rotonda ha affrontato svariate tematiche, sono contributi significativi a testimonianza di un vivace dibattito sul tema delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Analisi, studi e posizioni che possono contribuire a proseguire nel cammino iniziato, introducendovi possibili migliorie.

In tal senso il contributo a firma del presidente del GME, Salvatore Zecchini³, sul ruolo del mercato nella mitigazione dei cambiamenti climatici, che analizza i diversi possibili strumenti (la regolamentazione, le imposte, i sussidi, i meccanismi di mercato, etc.) per affrontare il tema delle emissioni, e quindi dei cambiamenti climatici attraverso una disamina dei risultati conseguiti, rappresenta un interessante spunto di riflessione, in particolare in considerazione dei suggerimenti avanzati in merito alla possibili misure che possono essere introdotte per affrontare le specifiche criticità dei mercati ambientali (mercato dei certificati verdi, mercato dei certificati bianchi e mercato delle emissioni di CO₂).

Considerando il workshop, nella prima sessione, relativa agli strumenti di incentivazione, sono state affrontate la struttura dei costi delle tecnologie e politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili (Arturo Lorenzoni), un'analisi critica del funzionamento dei sistemi di incentivazione (Luigi De Paoli), considerazioni in merito ai meccanismi dei certificati bianchi con esempi di implementazione nell'Unione Europea (Nicola Labanca) e le criticità dell'attuale meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (Marcella Pavan).

Quando si affrontano temi relativi alle fonti rinnovabili, secondo *Arturo Lorenzoni* dell'Università di Padova, è opportuno non assumere come riferimento i valori assoluti di tali fonti, quali ad esempio la domanda di energia da fonte rinnovabile o la produzione di energia da fonti rinnovabili, che rappresentano "quote quasi invisibili", ma focalizzarsi sulle loro derivate, ossia sui tassi di cambiamento. Non solo, l'orientamento non deve essere elusivamente quello della politica energetica, ma deve essere più ampio e considerare la politica industriale. Solo così, l'esame degli obiettivi posti dalla Commissione Europea possono essere letti oltre che in funzione dei costi che si devono sostenere per conseguirli, anche in relazione alle ricadute positive sottese al raggiungimento di simili obiettivi. In tal senso, il caso di quanto avvenuto in Germania è emblematico: i dati illustrati da Lorenzoni evidenziano come il governo tedesco – che come ricorda il professore ha avuto un ruolo trainante nella definizione degli obiettivi europei – si sia mosso e si muova non tanto in base a valutazioni di tipo ambientalistico, ma di tipo industriale.

Considerazioni quindi sul caso italiano e sulla declinazione degli obiettivi europei sul nostro Paese, caratterizzato da "un sistema di incentivazione tra i meno performanti di Europa", dove i profitti attesi per chi riesce a fare investimenti nelle rinnovabili sono tra i più alti, a fronte di un tasso di crescita della produzione tra i più bassi. Necessità di quantificare gli extracosti di investimento che si devono sostenere in Italia (extracosti che variano dal 13 al 16% a seconda

² Gli obiettivi definiti dalla Commissione Europea prevedono una riduzione del 20% dei gas serra (rispetto al 1990), una produzione di energia primaria derivante per il 20% da fonti rinnovabili e un incremento dell'efficienza energetica del 20% rispetto allo scenario tendenziale. Tali obiettivi sono quindi declinati sui singoli Paesi.

³ Il contributo "Il ruolo del mercato nella mitigazione dei cambiamenti climatici" non è stato presentato nel corso del workshop, ma specificatamente predisposto per tale pubblicazione.

delle tecnologie), principalmente riconducibili all'iter autorizzativo, al tasso di indebitamento ("assolutamente elevato per un settore che ha un rischio modesto per la presenza delle incentivazioni di tipo statale, ma che è invece percepito come rischioso") e ai costi dovuti ai pagamenti per le convenzioni con le amministrazioni locali ospitanti.

Affrontando il tema degli investimenti occorre considerare l'ampia variabilità di costo legata, oltre che alla specificità dell'investimento (tipologia di fonte rinnovabile), alla specificità del sito. Attenzione quindi, precisa Lorenzoni, alla ripartizione regionale degli obiettivi nazionali ("tema su cui è opportuna un'ampia riflessione e tanta cautela"). La stima complessiva degli investimenti necessari per il conseguimento degli obiettivi europei si attesta, secondo i dati riportati, intorno agli 86 miliardi di euro, valore che si può dimezzare in considerazione della curva di apprendimento, ossia di tassi attesi di progresso tecnologico ("vi è la certezza che i mercati delle tecnologie relative cresceranno a ritmi sostenuti su scala mondiale: vi sono le condizioni favorevoli per conciliare ricerca, innovazione e crescita commerciale").

In conclusione, riflessioni in merito all'orizzonte temporale: breve *versus* lungo termine. Se nel breve termine infatti non vi è dubbio che le fonti energetiche rinnovabili siano costose, occorre valutare correttamente i vantaggi del lungo periodo che tali fonti presentano quali costi stabili e conosciuti, indipendenza e sicurezza delle fonti, utilizzo di risorse locali.

Lorenzoni chiude quindi il suo ragionamento ritornando alle opportunità di sviluppo di politica industriale considerando risorse in termini di capitale, di lavoro e anche di conoscenza in ambito locale.

Per questo nel disegnare la politica di incentivi e di regolamentazione di settore, è opportuno assumere un orizzonte di lungo periodo.

Ottica di lungo periodo che coniughi esigenze di sicurezza con principi di concorrenzialità, scelta attuata a livello europeo che non potrebbe essere rimessa in discussione in ambito nazionale senza pesanti ricadute industriali. Tra le proposte, soddisfazione dell'obbligo di quota sui produttori anche con contratti bilaterali fisici di lungo periodo, ad esempio quindicennali, liberamente contrattati tra chi investe negli impianti e chi sia soggetto all'obbligo.

Al riguardo è opportuno ricordare che l'Autorità per l'energia, all'inizio della scorsa estate (e quindi in momento successivo al workshop) ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti volti a consentire il contenimento dei costi di transazione relativi alla negoziazione di contratti di fornitura di lungo periodo nel mercato elettrico e, in tale ambito, ha pubblicato un documento di consultazione⁴ volto a individuare soluzioni e strumenti di mercato a sostegno dello sviluppo di strutture produttive, quali impianti di produzione elettrica legati ad alcune particolari tecnologie rinnovabili, quelli alimentati a carbone oltre che gli impianti nucleari, impianti tutti caratterizzati da costi di investimento particolarmente elevati.

Emerge quindi da più parti e sempre più forte l'esigenza di politiche energetiche che siano politiche industriali, ma anche politiche finanziarie. Solo così il Paese saprà rispondere positivamente alle sfide poste oltre che dagli obblighi comunitari anche dalla sempre maggiore globalizzazione.

La necessità di forti investimenti e soprattutto la minore competitività dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto a quella da fonti convenzionali, richiedono un intervento pubblico di promozione. Esistono svariate modalità di incentivazione, attraverso sistemi indiretti (ad esempio innalzando il costo di chi produce energia da fonti convenzionali) e sistemi diretti (diminuendo il costo di chi produce da energia rinnovabile). L'intervento di *Luigi De Paoli* dell'Università Bocconi di Milano, affronta il tema dell'incentivazione focalizzandosi sui sistemi diretti, attraverso un'analisi che coniuga teoria e pratica, considerando, anche attraverso un *excursus* storico, quanto avvenuto nel nostro Paese.

In particolare De Paoli individua tre diverse categorie di sistemi di incentivazione delle rinnovabili: i sistemi REFIT (*renewable feed-in tariff*), che fissano il prezzo di acquisto o il premio percepito dall'energia prodotta da fonti rinnovabili (esempio il CIP 6); i sistemi che fissano le quantità di energia da fonti rinnovabili da produrre/acquistare (sistema delle quote, esempio il sistema dei certificati verdi); i sistemi che partono dalla fissazione degli incentivi totali per le fonti rinnovabili per definire le modalità di erogazione (o sistema degli incentivi, chiamati *Total Subsidies Scheme*, TSS). I tre diversi sistemi possono essere attuati in molti modi, con diverse specificità e, a seconda delle circostanze e degli obiettivi, ognuno può essere preferibile agli altri. Mentre in condizioni di certezza i tre strumenti possono essere attuati indifferentemente per massimizzare il benessere sociale netto (obiettivo finale del decisore pubblico), in condizioni di incertezza, che caratterizzano le azioni del decisore pubblico, il confronto tra i tre strumenti porta a risultati differenti. Con una curva dei benefici marginali nota e una curva di offerta incerta, i risultati ottenuti dai tre strumenti possono differire sia da quelli attesi sia da quelli ottimali.

Relativamente all'analisi teorica, De Paoli, con un'analisi critica, considera i sistemi di incentivazione adottati nel no-

⁴ Delibera ARG/elt 87/08 e documento di consultazione DCO 27/08.

stro Paese, che rientrano nelle tre categorie individuate, partendo dalla legge n. 308 del 1982 ("prima legge italiana di incentivazione dell'efficienza energetica e delle rinnovabili") fino alla Finanziaria 2008, con un particolare *focus* sul sistema dei certificati verdi, considerando tutte le disposizioni, con relativa evoluzione, che ne hanno disciplinato gli scambi.

Le conclusioni ritornano all'assunto iniziale: ogni forma di incentivazione dipende dall'obiettivo che si vuol conseguire. E così un sistema di tipo TSS sembra ottimale solo per progetti di grandi dimensioni, mentre il sistema dei certificati verdi, anche con qualche modifica, contenendo rischi di variabilità nel tempo, sembra dissuadere investimenti e finanziabilità dei progetti. Sistemi tipo il CIP 6, anche se possono sembrare preferibili, implicano invece il rischio che la quantità di energia incentivata sia eccessiva con effetti sul totale da pagare. La soluzione sembra quindi essere in un sistema ibrido, posto che "occorrerebbe però maggiore consapevolezza teorica e un maggior sforzo dedicato alla stima dei costi e dei benefici connessi alle politiche di sviluppo delle fonti rinnovabili".

Con l'intervento di *Nicola Labanca* del Politecnico di Milano l'attenzione passa da tematiche inerenti l'incentivazione e la promozione delle fonti rinnovabili a strumenti di politica energetica per favorire l'efficienza energetica: i certificati bianchi, che non solo offrono possibilità di *trading*, ma consentono ("quello che più conta" per Labanca) di disegnare un meccanismo per raggiungere obiettivi di risparmio ambiziosi secondo modalità verificabili con accuratezza, nel rispetto dell'efficienza economica. Al riguardo il coordinatore del progetto europeo EuroWhiteCert illustra sinteticamente un'analisi comparata dei sistemi di certificazione dei risparmi energetici attualmente in essere nei diversi Paesi, con le possibilità di interazione con gli altri sistemi di certificazione (certificati verdi, *Emissions Trading*, ecc.) e descrive sinteticamente il risultato di un esperimento condotto per verificare la fattibilità e la desiderabilità di un sistema di certificati che coinvolga più Paesi europei. Dal quadro delineato da Labanca emerge una forte eterogeneità tra i diversi sistemi per il risparmio e l'efficienza energetica adottati dai Paesi europei relativamente a tutte le variabili di rilievo, ossia unità di misura dei risparmi energetici, attori soggetti agli obblighi di risparmio e attori ammessi a partecipare, settori energetici interessati, metodologie di misura e verifica dei risparmi. La raccomandazione in merito alle interazioni con gli altri sistemi di certificazione è volta alla distinzione tra i sistemi: "sebbene eventuali integrazioni e commistioni – osserva Labanca – possano contribuire ad aumentare la liquidità e la stabilità di un possibile mercato complessivo, i tre sistemi (certificati bianchi, certificati verdi ed *Emissions Trading*) sono concettualmente diversi e hanno campi di applicazione differenti". Il rischio individuato è di "doppi conteggi", con effetti negativi sul funzionamento di un complesso sistema misto.

Sembra opportuno segnalare, tra i diversi dati riportati da Labanca, considerazioni in merito alla valutazione macro-economica del potenziale risparmio raggiungibile attraverso un sistema europeo di certificati bianchi. Se si considera la variazione teorica dei prezzi dei certificati bianchi in funzione dell'obiettivo di risparmio, si può osservare che ove si voglia fare emergere sul mercato un prezzo positivo dei certificati, l'obiettivo di risparmio deve essere fissato a valori almeno pari al 60% del potenziale di risparmio. A tale aspetto è correlata la possibilità che i risultati ottenuti attraverso i certificati bianchi siano superiori a quelli di altri strumenti di policy.

Tra le conclusioni dell'intervento relative alle analisi condotte in ambito internazionale Labanca evidenzia la specificità delle diverse iniziative ("context-specific"): "la realtà di ogni Paese è diversa e non si può dire quale sia in assoluto la migliore modalità di implementazione di un meccanismo di certificati bianchi".

Prevalentemente impostata su considerazioni di carattere qualitativo, la presentazione relativa alle criticità dell'attuale meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), di *Marcella Pavan*, responsabile Gestione e controllo della domanda di energia, della Direzione consumatori e qualità del servizio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, rileva alcuni elementi di criticità nel sistema dei TEE, ma evidenzia come, dopo il primo biennio di attuazione – ricordiamo che il workshop si è tenuto prima della pubblicazione del III rapporto annuale sul meccanismo dei TEE – i risultati siano stati complessivamente positivi, soprattutto in considerazione della sua natura innovativa e della struttura particolarmente complessa. Giudizio positivo quindi in relazione sia ai benefici economici ("la spesa energetica evitata è stata molto superiore al contributo tariffario erogato per unità di energia risparmiata dall'Autorità ai distributori erogati"), sia alla crescita del numero di iniziative di informazione e sensibilizzazione dei consumatori finali sul tema dell'uso razionale dell'energia.

Tre le principali criticità evidenziate dopo un biennio di attuazione del meccanismo: la graduale riduzione del valore di mercato dei TEE (sia sul mercato organizzato gestito dal GME, sia nei contratti bilaterali); il meccanismo sanzionatorio, con difficoltà strutturali connesse al sistema di *benchmarking* che lo stesso meccanismo prevede; la prevalenza degli scambi di TEE avvenuta al di fuori del mercato organizzato. Quest'ultimo aspetto, per Pavan "non è necessariamente un elemento di insuccesso del sistema, ma rappresenta un elemento di criticità sia per tutti i soggetti operanti all'interno

del meccanismo, sia per le istituzioni preposte al suo monitoraggio e alla definizione della regolazione attuativa".

Pavan ha quindi considerato interventi di carattere regolatorio e normativo attuati a partire dalla seconda metà del 2007, dettagliando in particolar modo il Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2007 di revisione e aggiornamento del meccanismo. Oggi, con una lettura *ex post*, nell'analisi di Pavan si possono rilevare elementi successivamente considerati da provvedimenti dell'Autorità di fine dicembre 2008, quali la delibera EEN 36/08 che ha definito la formula di calcolo del valore del contributo riconosciuto a parziale copertura dei costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti di efficienza energetica, oltre che aggiornare il valore dello stesso contributo per il 2009 ed estendere dall'anno 2009 il contributo tariffario unitario ai TEE di tipo III.

Una possibile chiave di lettura degli andamenti registrati nei primi anni, si legge nella conclusione del contributo di Pavan, è rintracciabile nella struttura della domanda e dell'offerta dei titoli e quindi nelle caratteristiche dei soggetti che operano sui due fronti del mercato. Tra le criticità individuate (estensione delle tipologie di progetti ammissibili; carenza di statistiche e analisi indipendenti di settore; necessità di garantire requisiti di qualità dei prodotti e previsione di requisiti di qualità dei progetti; sviluppo di iniziative complementari sul territorio e di normativa complementare; incertezza determinata da ipotesi di ulteriore revisione), si possono infine scorgere elementi ripresi dal III rapporto annuale sul meccanismo dei TEE, pubblicato alla fine del 2008 dall'Autorità per l'energia.

Nella seconda sessione, relativa alla gestione dei rischi nei mercati ambientali, sono stati analizzati i modelli stocastici per la gestione del rischio "risorse ambientali" (Carlo Mari), casi di strategie di gestione del rischio CO₂ (Ester Benigni) e costi *versus* opportunità di copertura nello sviluppo della produzione da fonti rinnovabili (Roberta Bigliani).

Il primo intervento della II sessione della giornata è quello di *Carlo Mari* dell'Università di Chieti-Pescara che affronta il tema del rischio secondo l'ottica della *Renewable Energy Finance*. Secondo la definizione riportata si tratta di applicare al settore delle fonti rinnovabili i principi e i metodi tipici del *risk management*, quali la progettazione e l'utilizzo di titoli derivati, la selezione di portafoglio e il *project financing*. Mari individua tra i numerosi fattori di rischio che caratterizzano gli investimenti nel settore delle fonti rinnovabili principalmente quattro tipologie di rischio: il *rischio Paese*, correlato alla stabilità nel tempo delle politiche energetiche e dei meccanismi di incentivazione che costituiscono un elemento per il successo dello sviluppo delle fonti rinnovabili; il *rischio di prezzo* dell'energia elettrica, considerando l'andamento storico del prezzo dell'elettricità in alcuni mercati liberalizzati, dove l'interazione tra domanda e offerta pone il problema della gestione del rischio correlato alle fluttuazioni aleatorie del prezzo dell'elettricità, anche per effetto della forte inelasticità della domanda; il *rischio incentivi*, con particolare attenzione al sistema italiano dei certificati verdi, con il "meccanismo ibrido di domanda e offerta" (domanda fissata amministrativamente e offerta determinata dai certificati emessi a favore degli impianti alimentati da fonte rinnovabile); e il *rischio risorse rinnovabili*, ossia quel rischio legato alle fluttuazioni stocastiche della disponibilità delle risorse rinnovabili (radiazione solare, acqua, vento e temperatura). L'ottica assunta è principalmente quella dell'investitore, cioè di chi decide di investire nel settore delle rinnovabili, evidenziando quindi quali siano le possibilità offerte dal mercato finanziario per gestire i rischi individuati.

La metodologia illustrata, attraverso la progettazione e l'utilizzo di titoli derivati, considera in particolare il caso dell'energia solare affrontando due principali aspetti di base, ossia la modellizzazione delle fluttuazioni aleatorie della radiazione solare al suolo mediante modelli stocastici opportunamente definiti e l'utilizzo dei modelli proposti per la valutazione di titoli derivati progettati sul livello dell'irraggiamento. In particolare, per quanto concerne la modellizzazione della dinamica del livello di insolazione al fine di individuare le proprietà statistiche, sono utilizzati due schemi dinamici distinti entrambi caratterizzati da *mean-reversion* attorno alla media di lungo periodo.

In conclusione Mari evidenzia la necessità che il sistema finanziario si ammoderni significativamente per poter contribuire allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Per raggiungere gli obiettivi "estremamente importanti" individuati dalla Commissione Europea, accanto ad una politica energetica finalizzata a migliorare la competitività del sistema industriale e capace di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, nel rispetto e nella salvaguardia dell'ambiente, è indispensabile che siano favoriti la ricerca e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, considerando anche le opportunità fornite da strumenti finanziari adeguati.

Le tematiche oggetto del workshop impattano pesantemente sulle attività del Gruppo A2A, la multiutility nata il 1° gennaio 2008 dalla fusione per incorporazione di ASM Brescia e AMSA in AEM SpA. A testimonianza l'intervento di *Ester Benigni*, responsabile Trading e Portfolio Management di A2A Trading Srl, relativo alla gestione del rischio correlato ai mercati dei titoli ambientali. Innanzitutto un dato particolarmente significativo: per il Gruppo A2A, l'insieme di tali mercati, ha generato nel 2007 un giro d'affari superiore ai 40 milioni di euro.

Nell'analisi di Benigni i principali fattori di incertezza che interessano i mercati dei titoli ambientali possono essere

raggruppati in: rischi normativi/regolamentari, caratterizzati da una "natura incontrollabile"; rischi organizzativi (nel caso di A2A sono molte le società interessate dalle compliance ambientali); rischi correlati all'orizzonte temporale (data la rilevanza economica del tema, serve uno scenario certo per un arco temporale significativo) e i rischi di mercato, ossia i rischi prezzo.

Considerando con un rapido *excursus* i mercati in cui sono negoziati i certificati verdi, i Titoli di Efficienza Energetica e le quote di emissione, si osserva che mentre i primi due presentano un elevato rischio normativo, il terzo offre un panorama più positivo con maggiori certezze, con un'incidenza del rischio normativo inferiore, benché si caratterizzi per una volatilità estrema, fomentata, secondo Benigni, tanto dai *rumor* quanto dai fondamentali che determinano le curve *forward* dei prodotti petroliferi.

In merito al mercato dei certificati verdi, per Benigni, non è corretto parlare di fallimento di questo mercato – al centro peraltro di molti interventi sia di relatori sia del pubblico presente al workshop – in quanto i prezzi hanno solo reagito a variazioni imprevedute delle curve di domanda e offerta, "manifestando in tal modo la preminenza del mercato che di fatto si è adeguato".

L'ultimo contributo presentato nella II sessione del workshop, quello di *Roberta Bigliani*, EMEA Research Director di Energy Insights, ha una prospettiva diversa da tutti i precedenti, prescindendo dal contesto del mercato italiano e dalle analisi delle tipologie di rischio che caratterizzano il settore energetico in senso lato. Oserei dire che l'orizzonte viene capovolto: le fonti rinnovabili sono considerate come uno dei possibili strumenti per la copertura dal rischio della volatilità dei prezzi delle fonti energetiche primarie, e quindi principalmente delle fonti fossili.

Le rinnovabili, come sostiene Bigliani, in quanto energia prodotta a costi fissi (non vi sono infatti costi variabili correlati al combustibile) possono essere uno strumento di *hedging*, ossia un mezzo di protezione contro potenziali perdite derivanti dalla variabilità dei prezzi dei combustibili fossili e contro i rischi di un'eventuale mancata consegna degli stessi. Argomento, il secondo, particolarmente forte e attuale nel contesto italiano, dopo che, con una seconda grave crisi tra la Russia e l'Ucraina durante lo scorso inverno (quando peraltro i consumi di gas nel Paese per uso termico erano ai massimi livelli), anche l'Italia ha visto l'interruzione delle forniture dalla stessa Russia, forniture che contribuiscono anche alla produzione elettrica italiana, pesantemente sbilanciata sulla fonte gas.

La tesi sostenuta da Bigliani, richiamando il lavoro dell'economista Simon Awerbuch, parte da considerazioni legate ai costi di produzione, andando a capovolgere quello che per molti è un assioma, ossia che il costo dell'energia prodotta da impianti rinnovabili sia più elevato di quella prodotta da fonti fossili. Come dimostrato anche matematicamente da Awerbuch, invece, considerando il tema con un approccio più finanziario che ingegneristico, in realtà non è vero che il costo di un kWh prodotto tramite gas sia più basso di quello prodotto da fonte eolica. Il punto focale risiede poi nell'individuare quale percentuale di generazione da fonte rinnovabile sia ottimale sul totale per ottenere effetti di complessiva diminuzione del costo del kWh generato dal sistema.

Anche gli studi del Lawrence Berkley National Laboratory degli Stati Uniti sono trattati nell'intervento di Bigliani, in particolare in merito alla necessità, quando si cerca di valorizzare il costo atteso di una *commodity* (il gas nel caso presentato), di non utilizzare dati *forecast*, che non considerano gli elementi di rischio, ma invece dati relativi ai *forward* e ai *futures*. Da ultimo viene riportato il caso di MEC, cioè della MidAmerican Energy Company (la prima *utility* regolamentata degli Stati Uniti) che negli ultimi anni ha decuplicato, se non di più, la propria capacità installata di tipo rinnovabile.

L'auspicio è quindi che l'attenzione per le rinnovabili, anche nel nostro Paese, non si fondi solo su considerazioni correlate agli impatti ambientali, ma anche su considerazioni più finanziarie, proprio per i benefici effetti che queste possono avere sui prezzi energetici in generale.

La chiusura del workshop ha visto, dopo le due sessioni di interventi, una tavola rotonda nella quale si è trattato del futuro dei mercati ambientali alla luce dei recenti sviluppi delle politiche comunitarie. Molteplici le tematiche affrontate e le prospettive assunte dai partecipanti al dibattito con alcuni elementi, condivisi e richiamati da diversi relatori, che possono considerarsi fondamentali. Tra questi in particolare preme ricordare: la necessità di una politica industriale che accompagni la politica energetica, in modo che lo sviluppo delle fonti rinnovabili consenta lo sviluppo di un sistema industriale; l'assunzione di un orizzonte temporale di lungo periodo, con stabilità normativa; l'adozione di una prospettiva internazionale, dove anche il *trading* sia uno strumento per il conseguimento degli obiettivi; l'individuazione di un giusto equilibrio tra mercato e regolazione. E soprattutto, *last but not least*, l'individuazione chiara ed esplicita degli obiettivi in merito alle fonti rinnovabili, all'efficienza energetica e alla CO₂, che si vogliono conseguire.

Roberto Testore

Consigliere incaricato per ambiente ed energia - Assolombarda

Sono lieto di dare a tutti voi il benvenuto a questo seminario, promosso dal Gestore del Mercato Elettrico, che Assolombarda ha accolto con grande piacere e interesse.

E rivolgo un saluto particolare ai rappresentanti delle istituzioni che hanno accolto l'invito a confrontarsi con noi su temi così importanti e a tutti i relatori che oggi interverranno.

Assolombarda guarda con grande attenzione alle tematiche energetiche. Ha profuso il suo impegno, negli ultimi anni, per la diffusione di una nuova cultura energetica più attenta alle opportunità offerte dalle nuove tecnologie presenti sul mercato per:

- migliorare l'efficienza energetica;
- implementare la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili.

Partecipa attivamente al dibattito in Confindustria su questi temi ed è stata tra le associazioni che hanno lavorato al fianco di Confindustria nell'attività della task force Efficienza Energetica, i cui risultati sono stati diffusi da Confindustria attraverso un roadshow che sta attraversando tutta Italia, di cui noi abbiamo ospitato la prima tappa qui a Milano circa un mese e mezzo fa.

Cosa rappresenta l'energia in azienda?

Per le nostre imprese l'energia è una risorsa indispensabile per la produzione e un fattore importante per la competitività dei propri prodotti sul mercato. Attualmente si traduce però soprattutto in una rilevante voce di costo per il bilancio aziendale che insieme ad altri fattori sta contribuendo a spingere la delocalizzazione.

Come tutti noi sappiamo, il nostro Paese, che è povero di risorse energetiche, ha scelto una politica energetica basata principalmente su un solo combustibile, il *gas naturale*.

Questa scelta ci rende estremamente vulnerabili ai precari equilibri geopolitici e alla posizione predominante sul mercato dei pochi Paesi produttori da cui ci approvvigioniamo. Tutto questo implica una conseguente crescita dei prezzi dell'energia aggravata da una serie di criticità del mercato che con Confindustria sono state più volte segnalate, al fine di migliorare il funzionamento del mercato stesso.

Oggi la Commissione Europea ci pone davanti a una sfida importante e ambiziosa, dobbiamo raggiungere al 2020 il 20% di produzione da fonti rinnovabili, ridurre i nostri consumi del 20% e dobbiamo ridurre del 20% le emissioni di CO₂. Gli obiettivi per l'Italia si traducono nella crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili fino al 17% rispetto ai consumi finali del 2005 e alla riduzione del 13% delle emissioni di CO₂.

Quello che principalmente ci preoccupa e su cui l'associazione si sta seriamente interrogando è come e quanto ci costerà il raggiungimento di questi obiettivi.

Le nostre imprese già stanno pagando circa il 10% della bolletta in oneri di sistema, la maggior parte dei quali serve per l'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili. La nuova finanziaria prevede un meccanismo di incentivazione degli impianti rinnovabili fino a 1 MW attraverso una feed-in tariff differenziata per fonte, che abbiamo visto per il solo fotovoltaico si traduce in un costo per il Paese di circa 21.000 milioni di euro in 20 anni per produrre circa 2 TWh pari allo 0,6% del fabbisogno energetico (dati AEEG).

La nostra domanda è: è sostenibile anche economicamente questa politica energetica? A quanto ammontano i costi in relazione ai benefici conseguiti in termini di sicurezza?

È necessario tradurre questi quesiti in proposte operative, che alla sostenibilità ambientale accompagnino serie considerazioni sulla sostenibilità economica di queste politiche, fermo restando che gli impegni presi al livello europeo non possono essere certo disattesi e che il nostro Paese non può rimanere indietro nella ricerca e nello sviluppo di nuove tecnologie!

In questi giorni sui giornali l'energia sembra essere anche uno dei punti chiave dei programmi politici dei candidati al voto del 13 aprile.

Sicuramente al futuro governo chiediamo di affrontare il problema energetico in maniera sistemica e in una logica di

lungo periodo. Considerando i costi, le criticità tecniche, i benefici in termini di reale apporto al fabbisogno energetico e quindi alla sicurezza energetica con uno sguardo teso non solo ai problemi attuali ma anche allo sviluppo economico futuro del nostro Paese. Senza negare un'analisi approfondita della fattibilità tecnico-economica del nucleare, a cui abbiamo detto NO in un periodo di forte emotività dell'opinione pubblica, la cui scelta però ci pone oggi in sofferenza competitiva rispetto agli altri Paesi europei che non hanno mai smesso di investire in questa tecnologia.

L'Italia ha bisogno di energia e di una politica energetica che garantisca al settore industriale uno sviluppo economico almeno in linea con la media europea.

Pertanto ben vengano momenti di confronto come questi sugli strumenti di mercato, di cui ringrazio *in primis* il Gestore del Mercato Elettrico, perché ci permettono di approfondire i rischi e i pregi di meccanismi alternativi di incentivazione come i certificati.

Se vogliamo raggiungere gli obiettivi europei dobbiamo lavorare al superamento di tutte le barriere che attualmente ne impediscono la diffusione in Italia. Il sistema industriale deve poter guardare alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica non solo come un costo ma anche come un'opportunità di crescita.

Bisogna lavorare affinché si superino le barriere:

- *tecnologiche*, l'Italia deve investire nella ricerca di nuove tecnologie;
- *tecniche*, soprattutto rispetto all'implementazione delle reti di distribuzione;
- *economiche*, sia in relazione al costo delle tecnologie sia in relazione alle politiche di promozione costose per i consumatori e troppo rischiose in alcuni casi per chi investe;
- *amministrative*, gli iter autorizzativi continuano a essere onerosi ed estremamente lunghi;
- *ambientali*, bisogna valutare le reali potenzialità di cui dispone il nostro Paese in termini di rinnovabili che ci permettono il raggiungimento degli obiettivi;
- *culturali e sociali*.

Le imprese sono pronte a fare la loro parte e noi come associazione a supportarle e a stimolarle a investire in nuove tecnologie.

Ma dobbiamo avere garanzie che la sfida venga affrontata dal Paese in modo sostenibile sia ambientalmente sia economicamente.

Ringrazio tutti per essere intervenuti e Vi auguro un buon proseguimento dei lavori.

Salvatore Zecchini – Presidente GME

Cambiamento climatico e mercato

Desidero iniziare questa mia breve introduzione con un'espressione di ringraziamento per Assolombarda che ancora una volta ci ha sostenuto in questa iniziativa. In particolare esprimo un grazie sentito sia all'ingegner Testore per la disponibilità che ci ha sempre mostrato nell'appoggiare l'iniziativa di questo incontro, sia all'ingegner Bertholet, che ha contribuito fattivamente alla realizzazione di questo evento.

Mi trovo pienamente d'accordo su molte delle considerazioni che l'ingegner Testore ha appena svolto e vorrei approfittare di questo spazio per ripercorrere l'iter logico che ci ha portato a selezionare i temi oggi in discussione.

Lo scopo di questa giornata di analisi e dibattito è essenzialmente quello di esplorare quale possa e debba essere il ruolo del mercato nel promuovere tre azioni:

1. lo sviluppo delle energie rinnovabili;
2. l'efficienza nei consumi energetici;
3. la riduzione dell'impatto ambientale dell'uso delle fonti energetiche, con particolare riferimento alle emissioni inquinanti.

Che senso ha parlare di mercato in questo contesto? Il mercato in via di principio è un'espressione spontanea del modo in cui gli individui interagiscono socialmente, per cui, almeno in teoria, si potrebbe pensare che il mercato sia in grado di prendersi cura dell'avanzamento verso la realizzazione dei tre obiettivi che ho appena indicato. Credo però che il mercato da solo non basti, sebbene sia sempre più coinvolto nel finanziamento di progetti energetici mirati a rendere maggiormente sostenibile lo sviluppo economico. Ciò in quanto il mercato si basa su considerazioni di convenienza economica, che non gli consentono di svolgere compiutamente la funzione di raggiungere questi tre traguardi di carattere ambientale. In questo caso ci troviamo di fronte a quello che i tecnici definiscono un "fallimento" dei meccanismi di mercato.

Le ragioni risultano chiare se si guarda al sistema dei prezzi relativi dell'energia e dei suoi costi di produzione attraverso l'utilizzo delle diverse tecnologie disponibili. Attualmente le fonti rinnovabili innovative (diverse dal classico idroelettrico) e le energie verdi in genere non sono competitive in termini di costi relativi con le altre fonti. Di conseguenza, senza un intervento pubblico di sostegno, promozione ed aiuto, ben difficilmente vedremmo le forze di mercato impegnarsi nel loro sviluppo. Ancor più complesso è il problema, su cui non mi dilungherò, delle emissioni inquinanti, che richiede l'internalizzazione di esternalità negative generate da processi produttivi o di generazione di energia elettrica.

Una volta appurato che ci si trova di fronte a un caso di fallimento parziale dei meccanismi di mercato e che quindi si rende necessario un intervento pubblico, ci dobbiamo chiedere: che tipo di intervento è auspicabile? Dobbiamo seguire un approccio di tipo normativo o di *public choice*? In altre parole, dobbiamo fare quello che la teoria economica ci suggerisce in termini di "ottimo", oppure dobbiamo avere un atteggiamento più pragmatico, cercando di adottare le misure fattibili sulla base del consenso sociale che si può generare nella nostra società? Il problema diventa pertanto quello di trovare il mix ottimale tra le tre grandi categorie di intervento pubblico che sono state utilizzate sia in Italia che in altri paesi: a) interventi di carattere normativo-regolamentare; b) interventi di imposizione-tassazione; c) interventi di incentivazione.

A questo punto ci si potrebbe chiedere: che ruolo ha il GME in tutto questo? Come è noto, il GME gestisce tre mercati ambientali, uno per ciascuno degli obiettivi che ho indicato, ragion per cui qualcuno potrebbe pensare che è parte in causa. Vorrei fosse chiaro che al di là delle considerazioni sugli eventuali interessi di parte che può avere un gestore di mercato, il GME svolge una funzione istituzionale e non si esime dal promuovere un approfondimento analitico e un libero dibattito sui risultati delle analisi condotte su questi tre filoni di ricerca. Ciò in quanto vi è un genuino interesse ad approfondire questi temi, in primo luogo per migliorare l'approccio di mercato che il GME persegue, ma anche per

fornire nuovi elementi di valutazione a coloro che sono responsabili della diffusione delle fonti rinnovabili. A tal fine, come può essere confermato dall'incontro di oggi, ci avvaliamo di illustri relatori e della partecipazione di un nutrito pubblico.

Come l'ingegner Testore ricordava poc'anzi, il tema è reso ancor più urgente dalla fissazione a livello di Unione Europea di obiettivi molto ambiziosi su questi fronti; obiettivi che secondo alcuni sono addirittura troppo ambiziosi. Ma ci sono alcuni elementi che risultano di tutta evidenza esaminando la *démarche* da avviare o da proseguire. Innanzitutto, vi è una stretta interrelazione fra i tre obiettivi che ho menzionato, e quindi qualsiasi approccio di intervento deve tener conto di tale fattore, come ricordato anche dall'Unione Europea. Il secondo aspetto riguarda le misure pubbliche: devono essere dirette o indirette? Si deve capire fino a che punto sia utile perseguire la leva dell'incentivazione e che tipo di incentivazione debba essere adottata.

Su questo tema di recente abbiamo osservato un mutamento di opinione negli organismi comunitari di Bruxelles. Si è fatta largo l'idea che basti dare un incentivo e sarà poi il mercato a trovare il punto di equilibrio; non viene quindi più reputato necessario fissare in anticipo l'entità degli incentivi, o quanto meno, dei limiti, nonché precisi obiettivi in termini quantitativi. A coloro che sostengono queste tesi vorrei ricordare un'esperienza che non può essere presa come modello o additata come un esempio positivo. Faccio riferimento alla politica agricola comune, nel qual caso sono stati distribuiti incentivi senza limitazioni di quantità, con il risultato di alimentare uno squilibrio strutturale tra offerta e domanda che è divenuto poi ingestibile. Il sistema ha anche generato notevoli costi che si sono riversati su tutti i consumatori e attribuibili a quella che potremmo definire un'eccedenza nel raggiungimento degli obiettivi perseguiti. A mio avviso quindi uno dei punti da dibattere con maggiore attenzione è quello relativo alle tecniche e agli strumenti di intervento.

Anche altre considerazioni vanno tenute presenti. Senza tornare su quanto ha già sottolineato l'ingegner Testore, mi vorrei soffermare su tre punti. In primo luogo, la necessità di un quadro regolatorio chiaro e stabile nel tempo. Le imprese, ossia i soggetti che devono effettuare gli investimenti, trovano molto arduo rispondere contemporaneamente sia ai segnali di mercato, sia ai segnali provenienti dal soggetto pubblico, se il quadro regolatorio è dubbio, ambiguo, o se è caratterizzato da continui cambiamenti. Le decisioni di investimento non si prendono a cuor leggero, motivo per cui bisogna cercare almeno di ridurre i fattori di incertezza *ex ante*.

Redditività media (pre tax) impianti da fonti rinnovabili nei principali paesi europei (anno 2006 in base agli incentivi vigenti)

	Eolico on-shore	Eolico off-shore	Biomasse	Fotovoltaico
Germania	6,5	6,7	11,2	18,5
Spagna	16,3	9,6	9,4	12,5
Regno Unito	10,1	7,8	9,9	3,1
Francia	5,0	13,2	—	-1,3
Italia	19,5	19,3	25,6	18,8

Fonte: Elaborazioni Nomisma Energia

Riandando al secondo punto, quando parliamo di sostenibilità ambientale, facciamo riferimento a un problema che ha sostanzialmente due aspetti da affrontare e risolvere congiuntamente: da un lato, viene richiesto un avanzamento della frontiera tecnologica per la cui realizzazione occorre mettere in conto un impegno molto maggiore di quello che vediamo attualmente nel campo della ricerca e dell'innovazione. Dall'altro lato, l'applicazione industriale di tali tecnologie deve essere sostenuta da una filiera industriale all'avanguardia, che in Italia stenta a emergere. Il GME persegue con impegno il raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati a livello comunitario, ma con un retroterra industriale che fatica ad adeguarsi, con la conseguenza che l'Italia è costretta ad importare moltissimo dall'estero, tanto in termini di tecnologia, che di energia.

La terza considerazione riguarda la sicurezza energetica. Non dimentichiamo che l'Italia ha una grande vulnerabilità energetica, che non si riscontra con la stessa intensità negli altri Paesi europei. Quindi lo sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie rinnovabili si concilia perfettamente con l'esigenza di ridurre il grado di dipendenza energetica dall'estero del Paese, e di conseguenza la sua vulnerabilità.

**Produzione da fonti rinnovabili nei principali paesi europei
(anno 2006 per biomasse, 2007 per eolico e solare, dati in GWh)**

	Biomasse	Eolico	Solare
Germania	21.335	39.500	4.300
Spagna	3.049	27.050	166
Regno Unito	11.910	5.274	9
Francia	4.996	4.052	32
Italia	6.954	4.034	39

Fonte: GSE, EurO bserv'ER e IEA

Concludendo, va sottoscritto in pieno il messaggio lanciato dall'ingegner Testore circa la necessità di un approccio che preveda un impegno congiunto e, aggiungerei, armonioso, di tutte le parti coinvolte nel raggiungimento di questi traguardi. Faccio ovviamente riferimento al settore delle imprese, ma anche alle famiglie, in quanto esiste un problema di efficienza nei consumi energetici che va affrontato con chiarezza e determinazione. Vi è inoltre l'esigenza di una maggiore e costruttiva partecipazione delle autorità pubbliche ai vari livelli, che consenta di superare le resistenze che ancora manifestano molti enti locali.

L'ottica appena tratteggiata si rispecchia appieno nella struttura del seminario di oggi e nel modo in cui si svolgerà il dibattito. Abbiamo previsto tre sessioni di lavoro: la prima mirerà ad analizzare il funzionamento dei sistemi di incentivazione adottati in Italia. Si farà una valutazione dei risultati ottenuti, si evidenzieranno le criticità emerse, proponendo una serie di correttivi, e si discuteranno le indicazioni che si possono trarre sia alla luce dell'esperienza maturata nel nostro Paese, sia guardando ai nostri principali partner europei. La seconda sessione, invece, sarà dedicata all'esame della struttura e della portata dei rischi che gli operatori devono affrontare, nonché alle strategie per gestire questi rischi nel modo migliore. Nella terza sessione, infine, avremo una tavola rotonda nella quale rappresentanti di soggetti pubblici, mondo accademico, associazioni di categoria e intermediari finanziari discuteranno gli scenari futuri.

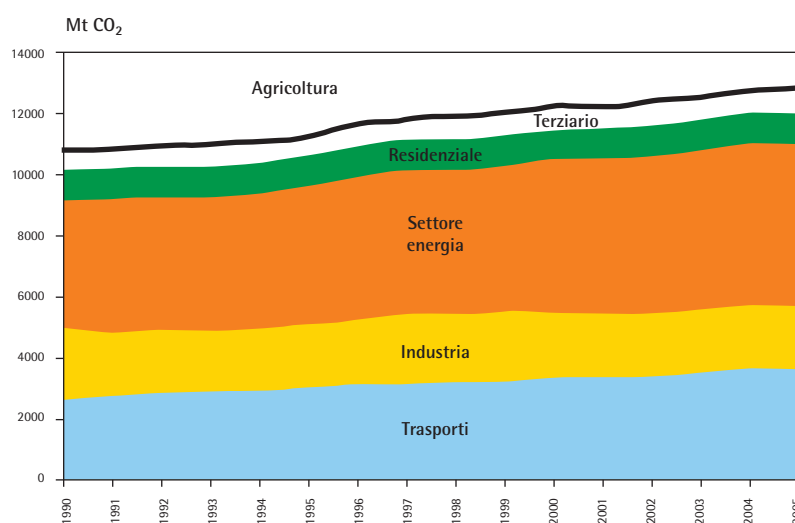
IL RUOLO DEL MERCATO NELLA MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Salvatore Zecchini – Presidente GME

Assistiamo da più di un decennio a fenomeni che ci permettono di affermare che siamo in presenza di un cambiamento climatico di vasta portata, che coinvolge l'intero pianeta.

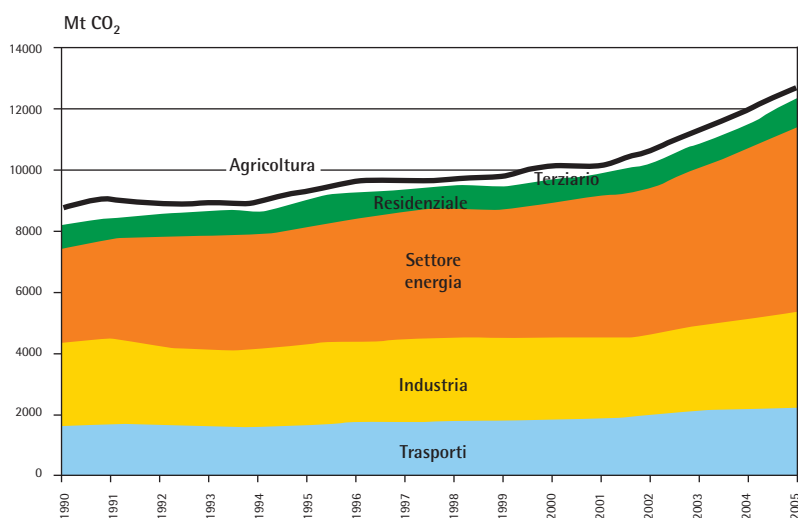
Si può discutere a lungo sulle cause di questo fenomeno, ovvero se sia il risultato di un ciclo naturale, o un fenomeno indotto dall'uomo. Nondimeno è difficile confutare la conclusione che l'attività dell'uomo è corresponsabile insieme ad altri fattori del mutamento del clima. Ad esempio, i settori dell'energia e dei trasporti contribuiscono in misura crescente alle emissioni di CO₂, fino a raggiungere oltre 2/3 del totale.

Emissioni di CO₂ per settore (Mt CO₂) – paesi OCSE



Fonte: elaborazione Enea su dati ENERDATA S.A.

Emissioni di CO₂ per settore (Mt CO₂) – paesi non-OCSE

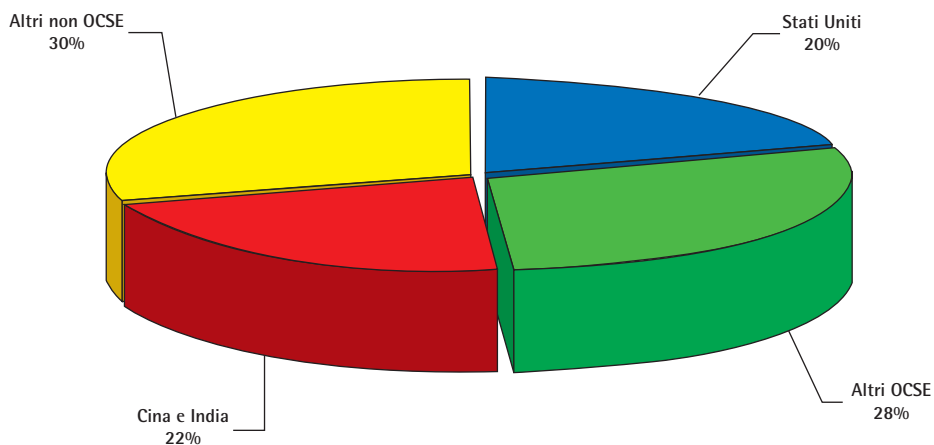


Fonte: elaborazione Enea su dati ENERDATA S.A.

Se il cambiamento climatico in atto non è giudicato positivamente per l'umanità, occorre intervenire nella misura del possibile per contenere il fenomeno, sempre che non sia possibile invertirlo. Per far ciò occorre conoscere i fattori all'origine. Assumendo che siano note l'origine e l'incidenza delle emissioni di gas a effetto serra nel contribuire al cambiamento di clima, ogni intervento deve tener in conto che si tratta, da un lato, di un problema globale e, dall'altro lato, che la soluzione ha due dimensioni: una di fisica ambientale e l'altra di coerenza economica.

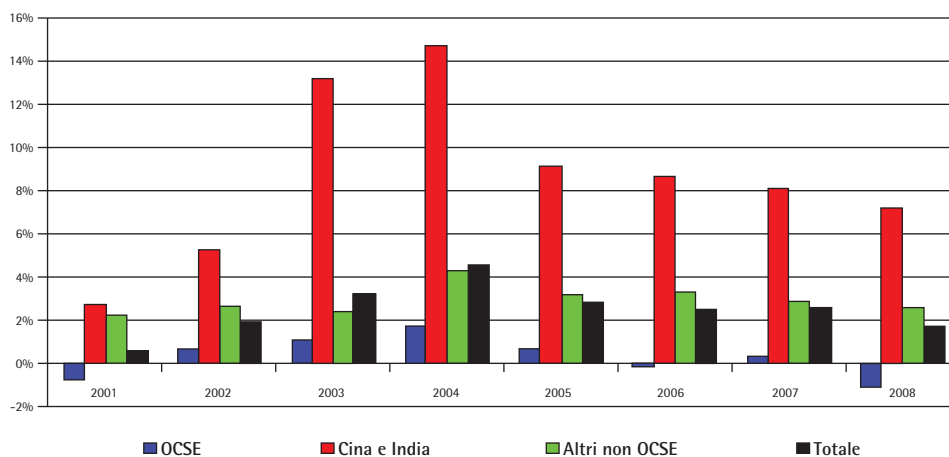
Un problema globale può essere affrontato efficacemente soltanto ricorrendo a soluzioni di portata globale. Se il settore energia è il maggiore responsabile di queste emissioni e i paesi non-OCSE ne sono i maggiori utilizzatori, non ha senso che essi si sottraggano al compito di contenere le emissioni, come il resto del mondo.

Consumi di energia primaria per area geopolitica (anno 2008)



Fonte: BP, Review of World Energy 2009

Consumi di energia primaria: variazione percentuale annua per area geopolitica (anno 2008)



Fonte: BP, Review of World Energy 2009

Settore	Paesi OCSE - % emissioni CO ₂ sul totale	
	1990	2005
Energia	40	43
Industria	21	16
Trasporti	25	28
Residenziale	9	8
Terziario	4	4
Agricoltura	1	1
Totale	100	100

Settore	Paesi non-OCSE - % emissioni CO ₂ sul totale	
	1990	2005
Energia	37	48
Industria	35	25
Trasporti	17	17
Residenziale	7	7
Terziario	2	2
Agricoltura	2	1
Totale	100	100

Emissioni di gas climalteranti in Italia: dati storici, scenario di riferimento al 2010 e obiettivo di Kyoto (Mt CO₂ eq.)

Emissioni 1990	519,5
Emissioni 2000	554,6
Emissioni 2004	580,7
Scenario Riferimento 2010	587,3
Obiettivo Kyoto	485,7
Distanza Obiettivo (Emissioni 2004 - Obiettivo)	95,0

Fonte: MSE MATT PNA2 18 dicembre 2006

Misure già individuate incluse nello scenario di "riferimento"

	Riduzione (Mt CO ₂ /anno)
Industria elettrica	26,0
Espansione CC per 3200 MW	8,9
Espansione capacità import per 2300 MW	10,6
Ulteriore crescita rinnovabili per 2800 MW	6,5
Civile	6,3
Decreti efficienza usi finali	6,3
Trasporti	7,5
Autobus e veicoli privati con carburanti a minor densità di carbonio (Gpl, metano)	1,5
- Sistemi di ottimizzazione e collettivizzazione del trasporto privato	
- Rimodulazione dell'imposizione sugli oli minerali	2,1
- Attivazione sistemi informatico-telematici	
Sviluppo infrastrutture nazionali e incentivazione del trasporto combinato su rotaia e del cabotaggio	3,9
Totale misure nazionali	39,8
Crediti di carbonio da JI e CDM	12
TOTALE MISURE	51,8

Approcci parziali o geograficamente limitati servono poco per raggiungere l'obiettivo, perché inadeguati. Al tempo stesso, pur contribuendo poco al miglioramento climatico, possono avere un notevole impatto negativo sulla competitività di una economia e sulla capacità di soddisfare gli altri bisogni dell'uomo.

Nella logica di contenimento delle emissioni inquinanti è imprescindibile che si debba tener conto delle implicazioni economiche. Sotto questo profilo, il punto di partenza per disegnare un approccio efficiente è la considerazione che le emissioni di gas a effetto serra rappresentano una esternalità negativa delle attività produttive. In altri termini si tratta di un onere che il produttore può riversare sulla collettività senza doverlo incorporare nel prezzo di vendita del suo prodotto.

In queste condizioni, il mercato non incorpora questo costo sociale e quindi tende a determinare una allocazione inefficiente delle risorse tra i diversi impieghi, le tecnologie ed i soggetti.

La risposta della collettività a queste esternalità è tendenzialmente un intervento di natura pubblica, perché soluzioni negoziate privatamente tra quanti producono emissioni e quanti le devono subire o non sono fattibili (per i costi di transazione o per la natura di bene pubblico), o lasciano la porta aperta a *free riders*.

Come viene quindi affrontato il problema delle emissioni? Gli strumenti disponibili per fare internalizzare l'effetto negativo delle esternalità-emissioni sono in via di principio: la regolamentazione, le imposte, i sussidi, e i meccanismi di mercato al lato delle regolamentazioni o dei sussidi.

La regolamentazione può consistere in un obbligo a usare tecnologie non inquinanti, o in un vincolo a raggiungere un determinato obiettivo di impiego di energie rinnovabili o di efficienza energetica, o in un divieto di emettere inquinanti in assoluto, oppure oltre limiti predeterminati. Essa non fornisce in genere una soluzione efficiente sotto il profilo economico, perché presuppone da parte del soggetto pubblico un grado di informazione, di conoscenza e di monitoraggio sui costi e benefici sociali, nonché sui costi e benefici per il privato, tale da non essere realizzabile. È un approccio dirigistico che presenta tutti gli inconvenienti propri di questo approccio.

Mentre le imposte su chi inquina riescono a fare internalizzare l'onere sociale delle emissioni, le sovvenzioni, se impiegate da sole, hanno le pecche dello strumento dirigistico, e non penalizzano chi inquina. Al tempo stesso riversano l'onere non su chi è responsabile dell'inquinamento, ma su tutta la collettività.

Per altro verso, il meccanismo di mercato, se preso isolatamente, non è in grado di internalizzare il costo sociale dell'inquinamento per la stessa logica intrinseca del mercato, che è attento soltanto alle convenienze del privato, piuttosto che all'interesse collettivo.

Allo stesso modo, in un contesto globale un paese ben difficilmente intraprende isolatamente un approccio penalizzante verso i suoi soggetti che inquinano, se la competitività dei suoi prodotti ne viene pregiudicata nei confronti di altri paesi che non penalizzano le emissioni inquinanti.

L'indirizzo seguito dall'Italia dall'inizio degli anni 90 ha enfatizzato soprattutto la regolamentazione e le incentivazioni ai produttori, piuttosto che le penalizzazioni per i produttori di emissioni. Di riflesso, si è posto a carico della collettività intera il costo inerente ad entrambi, in quanto la copertura dei costi relativi è stata assicurata attraverso o la tassazione generale, o le tariffe per il consumo dell'energia (*feed-in tariff*).

Scarso utilizzo si è fatto della tassazione diretta del produttore di emissioni, che è il metodo più appropriato per internalizzare le esternalità negative. Inoltre, per contenere le emissioni, in qualche caso l'Italia ha assunto come riferimento gli *inputs* del processo produttivo inquinante (ad es., petrolio contro fonti rinnovabili). In altri casi ha fatto riferimento direttamente all'obiettivo quantitativo da raggiungere, lasciando libertà quanto al percorso tecnologico o di altra natura per raggiungerlo. Ma la determinazione di quest'ultimo obiettivo non è scaturita da una analisi, riferita al lungo periodo, del risultato ultimo da raggiungere, né del beneficio marginale sociale da realizzare e del costo marginale sociale da sopportare.

Soltanto in questo decennio questo approccio incentrato su regole e soprattutto su incentivi (ovvero sovvenzioni) pubblici è stato affiancato dal ricorso ai meccanismi di mercato, secondo la logica del *cap and trade*. Ciò è il portato di indirizzi promananti dall'Unione Europea o da altri paesi, piuttosto che da una scelta maturata all'interno.

Ma l'applicazione di questo nuovo metodo di intervento si è mostrato costoso per il bilancio pubblico in rapporto ai risultati conseguiti e generatore di distorsioni che vanno corrette. Un confronto con altri paesi europei sulle energie rinnovabili è quanto mai illuminante su questo punto.

Benché l'Italia abbia speso in incentivazioni più degli altri paesi, ha finora conseguito livelli di produzione inferiori agli altri.

Su questo risultato insoddisfacente hanno giocato fattori di sistema e debolezze nell'impostazione dei meccanismi di mercato.

I fattori di sistema sono rappresentati da:

- Frequenti cambiamenti delle regole in corso di opera, generando maggiore incertezza tra i potenziali investitori in impianti a bassa emissione.
- Commistione delle fonti rinnovabili con quelle assimilate.
- Difficoltà nel rilascio delle autorizzazioni ad investire e lentezze burocratiche. Per realizzare un parco eolico in Italia occorrono 4 anni, mentre in Germania e Spagna la metà del tempo.
- Carezza di attività di R&S e conseguentemente mancato sviluppo di una filiera industriale negli specifici comparti tecnologici.

I fattori di mercato attongono alle debolezze mostrate dai relativi meccanismi:

- Il sistema installato è intrinsecamente instabile per via dello squilibrio strutturale a monte tra domanda ed offerta di titoli emessi a fronte dell'obiettivo di potenziare la produzione di energia a basso inquinamento, o l'obiettivo di efficienza energetica.
- Mancanza di adeguati livelli di concorrenza.
- Basso grado di liquidità del mercato.
- Scarsa trasparenza nella formazione dei prezzi.
- Non si riesce a orientare le scelte degli investitori verso le tecnologie con il migliore trade-off tra abbattimento delle emissioni e costo dell'investimento.

Di fronte a questa realtà, le misure correttive devono assumere una portata, tanto generale o sistemica, quanto specifica al comparto di mercato.

Sul piano sistemico:

- Occorre un ribilanciamento del mix di strumenti con un impiego più intenso ed oculato della leva della tassazione, in parallelo con un uso più esteso ed attento dei meccanismi di mercato.
- Di conseguenza, il produttore di emissioni deve essere toccato meno indirettamente, in modo da essere indotto a internalizzare maggiormente i costi dell'abbattimento delle emissioni, cioè le esternalità prodotte, ma in un contesto di concorrenza. Quest'ultima conduce alla scelta delle soluzioni più efficienti.
- Forte spinta all'avanzamento delle tecnologie e al sostegno delle conseguenti filiere industriali.
- Differenziare le incentivazioni per tecnologia in rapporto al *trade-off* tra minore emissione/costo dell'investimento, ma lasciare al mercato la determinazione del valore finale dell'incentivo.
- Riconsiderare la tassazione sui consumi di prodotti che comportano elevati tassi di emissione, o per la loro produzione, o nel consumo.
- Far funzionare meglio i mercati ambientali esistenti, correggendo le loro specifiche criticità.

Osservando i tre mercati ambientali finora costituiti, l'esperienza di meno di un quinquennio mostra diverse debolezze e distorsioni nell'impianto. In particolare:

- Si sono costituiti mercati sulla base di una regolamentazione che fissa obiettivi e vincoli non coerenti con la possibilità di raggiungere un equilibrio tendenziale tra domanda ed offerta. Probabilmente vi sono state carenze nell'analisi economica delle condizioni di equilibrio del sistema che si andava a creare.
- Il funzionamento del mercato soffre dell'insufficiente livello di concorrenzialità o dal lato della domanda, o da quello dell'offerta. Ciò è la conseguenza della presenza di posizioni dominanti nella situazione di partenza e del loro perpetuarsi nel tempo.
- Un assetto scarsamente concorrenziale, in presenza di obiettivi e regole poco attente all'equilibrio di mercato, ha prodotto un basso grado di liquidità dei mercati regolamentati. Di fatto, una buona parte degli operatori preferisce le negoziazioni fuori mercato sulla base di contratti *ad hoc*, di cui non sono resi noti né i volumi, né le quantità.
- Ciò rende la formazione dei prezzi sui mercati regolamentati poco significativa e ne riduce la funzione segnaletica riguardo alle condizioni effettive in cui si trovano la domanda e l'offerta nel Paese in un dato momento.
- L'assetto di regolazione che fa da cornice ai meccanismi di mercato ha generato distorsioni nella capacità del mercato di valorizzare al meglio gli interventi di contenimento delle emissioni, attuati dagli investitori. Ciò discende dal fatto che una parte significativa dell'incentivo a investire nelle energie alternative, o nel risparmio energetico viene catturata non da chi affronta il rischio dell'investimento, ovvero il produttore, ma dai soggetti che vengono individuati come destinatari primari del vincolo od obbligo (distributori o importatori).
- Scarsa efficienza dei mercati nella funzione allocativa per carenze a livello di profondità del mercato, resilienza delle quotazioni ed ampiezza dello spettro dei partecipanti.

Senza dubbio, in via generale bisogna ricercare una maggiore trasparenza nelle contrattazioni, e ciò sarà possibile solo allorquando si conosceranno i volumi negoziati, i relativi prezzi e gli altri aspetti dei contratti fuori mercato, chiamati "bilaterali".

Per correggere queste manchevolezze sono opportune anche misure calibrate alle particolari criticità di ciascun mercato.

Per il mercato dei certificati verdi si può suggerire di:

- Eliminare il prezzo unico di riferimento a cui interviene il GSE. Stabilire invece una banda di prezzi tra un minimo e un massimo in modo che, in caso di carenza di titoli, il valore massimo costituirebbe una sorta di sanzione-limite che il soggetto titolare dell'obbligo pagherebbe (magari al GSE) nel caso in cui non fosse riuscito a procurarsi il quantitativo richiesto di certificati verdi. Il valore minimo, invece, servirebbe ad assicurare un ritorno economico certo ai soggetti che hanno investito in energie rinnovabili, anche nel caso cui il mercato si trovasse di fronte ad un eccesso di offerta (il GSE potrebbe essere deputato al loro acquisto).
- Differenziare il numero di certificati verdi concessi in rapporto all'intensità di energia prodotta per fonte rinnovabile utilizzata.
- Differenziare la durata dei certificati in relazione al periodo atteso di rientro economico dell'investimento in impianti per energie rinnovabili.

Per il mercato dei certificati bianchi (TEE) occorre:

- Stabilire una quota minima di TEE che deve essere negoziata in borsa. Ciò consentirebbe di avere quotazioni maggiormente rappresentative delle forze di mercato in campo.
- Eliminare l'attuale situazione di eccesso di offerta di certificati, riparametrando l'obiettivo di efficienza da raggiungere ed ampliando la platea dei soggetti all'obbligo.
- Ampliare il bacino dei soggetti ammessi a partecipare direttamente al mercato.
- Eliminare la rendita di posizione dei soggetti all'obbligo, stabilendo valori massimi dell'incentivazione che siano parametrati in relazione al valore di mercato del certificato.
- Differenziare la durata del certificato in rapporto al periodo di rientro economico dell'investimento effettuato.

Per il mercato delle emissioni di CO₂ è necessario:

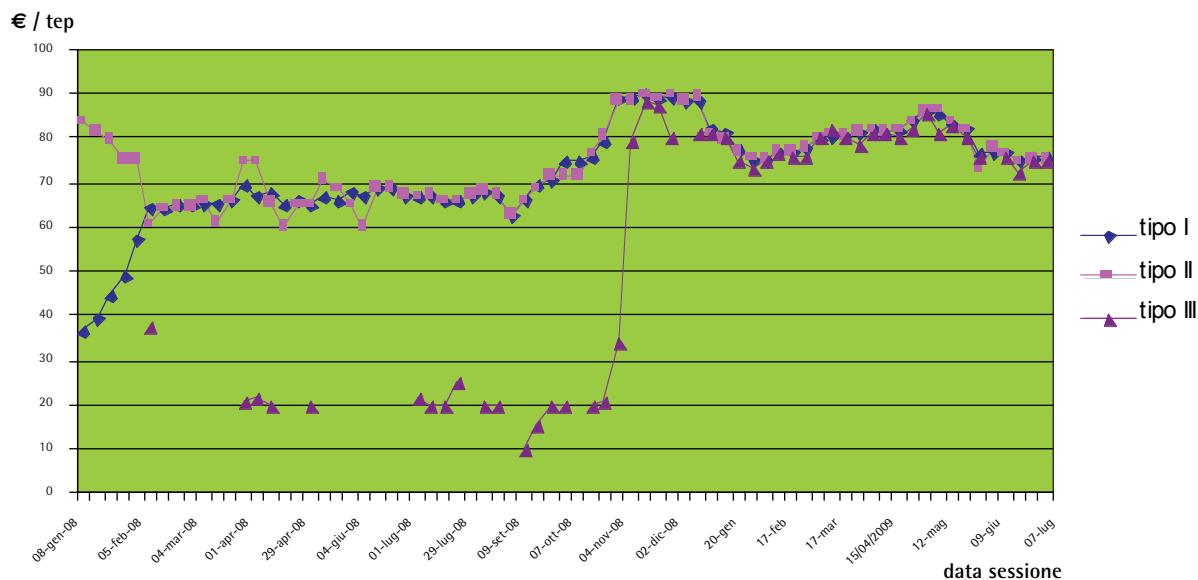
- Dare maggiore trasparenza al mercato attraverso un obbligo di informazione su quantità e prezzi applicati nei contratti bilaterali.
- Ristabilire una condizione di minore squilibrio tra offerta eccedente e domanda carente, mediante una ridefinizione dell'obiettivo di contenimento delle emissioni. In questo ambito, considerare la possibilità di ampliare il novero dei soggetti obbligati.
- Sviluppate un mercato a termine e creare dei *dealers* con il ruolo di fare mercato.

Con la legge n. 244 del 2007 sono stati introdotti diversi correttivi, particolarmente per i certificati verdi, per ovviare ad alcuni dei problemi accennati. Ad esempio, attualmente si richiede una maggiore trasparenza di informazione sui prezzi di scambio dei certificati verdi (CV), si differenzia l'incentivo costituito dai CV in relazione alla tecnologia impiegata, e si è aumentato l'obiettivo di energia da fonti rinnovabili che si deve immettere annualmente in rete.

Mercato dei certificati verdi

anno di riferimento	prezzo medio mercato organizzato (IVA esclusa)	prezzo riferimento GSE	differenza
2003	82,4	82,4	0
2004	97,36	97,39	-0,03
2005	108,92	108,92	0
2006	120,37	125,28	-4,91
2007	82,99	112,88	-29,89
2008	87,67	88,66	-0,99

Mercato dei Titoli di efficienza energetica (TEE): prezzi TEE sul mercato organizzato (gennaio 2008 - 7 luglio 2009)

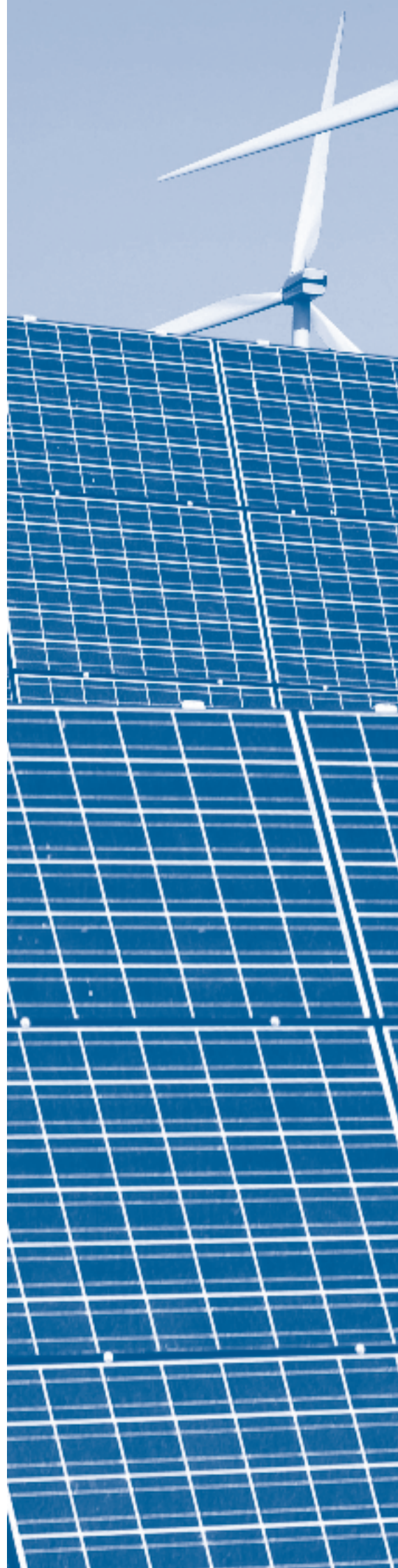


Ma restano ancora problemi, quali l'effetto di spiazzamento dei mercati ambientali regolamentati per via delle contrattazioni bilaterali fuori mercato mentre permangono inefficienze, che fanno sì che una buona parte dell'incentivo sia sovente catturata dal *trader* piuttosto che da quanti effettuano l'investimento nei progetti di efficienza energetica. In conclusione, il ricorso al meccanismo di mercato, se adottato isolatamente, non consente di promuovere un'efficace azione di contrasto delle emissioni inquinanti. È, invece, necessario combinare l'approccio di mercato con la regolamentazione o la tassazione, oltre che con le sovvenzioni, in una combinazione equilibrata. In questi casi, i meccanismi di mercato, se opportunamente disegnati in un contesto che non sia caratterizzato da squilibri fondamentali tra domanda ed offerta, possono contribuire a far avanzare il Paese verso una frontiera di efficienza economica nella mitigazione dei cambiamenti climatici.

Senza dubbio, l'Italia può e deve progredire in questa direzione, ma ha più senso che lo faccia in un contesto di impegni che coinvolgano tutto il resto del mondo, piuttosto che nel quadro di uno sforzo che ha una ristretta base regionale (la Ue), e che pertanto può incidere poco sul problema climatico del pianeta.

Sessione I

STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE
PER LE FONTI RINNOVABILI
E L'EFFICIENZA ENERGETICA

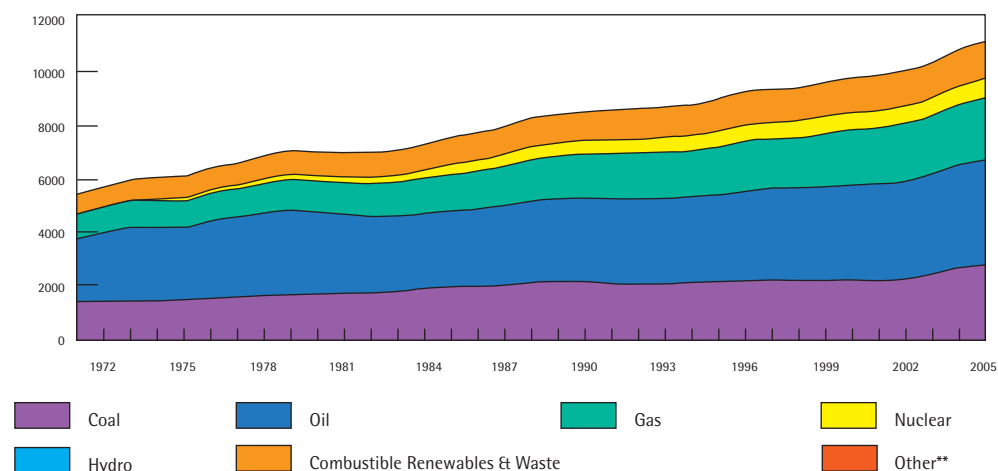


STRUTTURA DEI COSTI DELLE TECNOLOGIE E POLITICHE DI INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI. PROSPETTIVE DI BREVE E LUNGO PERIODO

Arturo Lorenzoni - Università di Padova

Per affrontare il tema oggetto del mio intervento, consideriamo innanzitutto cosa siano e a cosa ci si riferisca quando si parla di fonti rinnovabili. Se si guardano i dati relativi all'evoluzione della domanda energetica nel mondo dal 1971 al 2005, le fonti rinnovabili, fatta eccezione per la biomassa per usi termici, non si vedono proprio. Una quota quasi invisibile, ma in forte crescita.

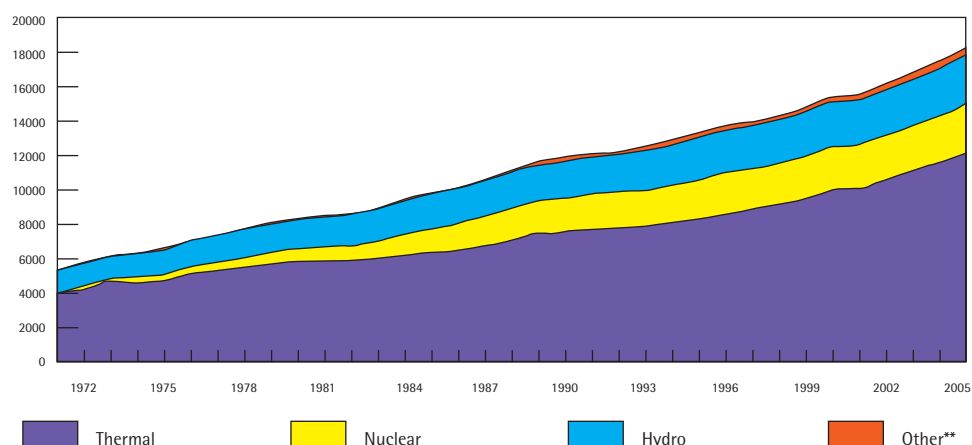
Fig. 1 - La domanda totale di energia primaria nel mondo: Evolution from 1971 to 2005 of World Total Primary Energy Supply* by Fuel (Mtoe)



Fonte: IEA

Anche nella produzione mondiale di energia elettrica, la quota relativa alle fonti rinnovabili è estremamente contenuta, come mostra l'area rossa di Fig. 2.

Fig. 2 - La produzione mondiale di energia elettrica: Evolution from 1971 to 2005 of World Electricity Generation* by Fuel (TWh)



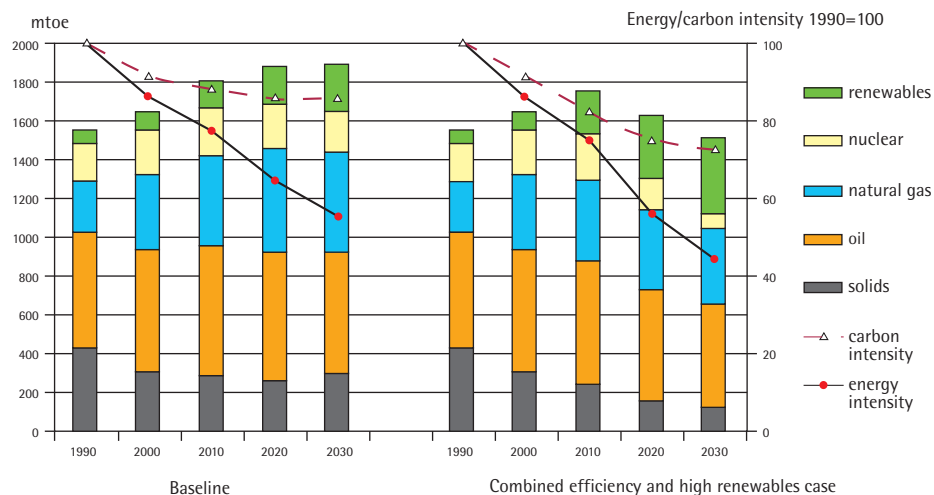
Fonte: IEA

A fronte di questi dati, risulta necessario impostare ogni ragionamento non tanto sui valori assoluti, quanto sui tassi di cambiamento, sulle derivate che ne rappresentano la crescita. Se si valutano i tassi di variazione, il discorso cambia in maniera sostanziale.

L'elemento centrale quando si affrontano questi temi viene fornito dall'analisi degli investimenti nel campo delle fonti rinnovabili a livello mondiale, che registrano tassi di crescita così elevati da non avere confronti in nessun altro settore. Se gli investimenti nel 2004 erano pari a 27,5 miliardi di dollari, nel 2005 avevano raggiunto i 49,6 miliardi di dollari, nel 2006 gli 83 e nel 2007 erano pari a 117,2 miliardi. Nessun altro settore legato alla manifattura, di tipo *hardware* (non di tipo *software*) ha tassi di crescita così elevati; nessun settore ha delle prospettive di cambiamento tecnologico simili. Non ci si deve limitare a vedere quanto spendiamo in incentivi per un prodotto "che è sempre quello", altrimenti non riusciamo ad apprezzare i benefici di quella dinamica tecnologica che è invece l'elemento interessante di questi investimenti nei settori dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili. E in questo senso non occorre tanto chiedersi quanto costi raggiungere gli obiettivi, ma piuttosto quali ricadute positive si possano conseguire dal raggiungere simili obiettivi. È mia convinzione che oggi discutere di politica energetica significhi in primo luogo discutere di politica industriale; lo ritengo un aspetto talmente centrale che senza un simile presupposto si può rinunciare a ogni obiettivo correlato alle fonti rinnovabili e sarebbe più facile per la salvaguardia del Paese affidarsi all'estero e importare l'energia elettrica, anche se si tratterebbe di una mossa controproducente per il nostro sistema industriale. È su questo che cercherò di focalizzare il mio intervento.

Alla luce degli impegni assunti dall'Italia in sede internazionale l'orientamento degli investimenti energetici verso il settore delle fonti energetiche rinnovabili e dell'efficienza energetica è una condizione irrinunciabile delle politiche energetiche. A motivo della dipendenza dalle fonti fossili, la riconversione ambientale è stata ritardata, ma anche per il settore energia è arrivato il momento di fare i conti con la qualità ambientale e con il miglioramento dei processi produttivi. Oggi è un mercato in forte crescita, che *non può* fermarsi, un mercato che si sta internazionalizzando (attenzione che anche sull'innovazione in campo ambientale i Paesi in forte crescita economica stanno incalzando i Paesi europei, tanto che ci sono acquisizioni da parte di imprese indiane in Europa per acquisire la tecnologia), con una dinamica estremamente interessante a livello mondiale. Vi è la certezza che i mercati delle tecnologie relative cresceranno a ritmi sostenuti su scala mondiale: vi sono le condizioni favorevoli per conciliare ricerca, innovazione e crescita commerciale. Il caso dell'industria eolica è paradigmatico: le previsioni di crescita, che nel 2000 sembravano irraggiungibili auspici di fanatici di settore, sono state raggiunte e superate (72,6 GW installati nel mondo). Nel 2000 Greenpeace e l'European Wind Energy Association promossero un programma di investimento per gli anni a venire che a quel tempo risultò piuttosto ambizioso e fu additato come il "documento dei sognatori". Oggi, a otto anni di distanza, il *trend* di crescita che veniva figurato è stato rispettato con un piccolo ritardo temporale di sei/dieci mesi. Le tecnologie per l'efficienza, il solare termico, il fotovoltaico possono replicare la crescita impressionante dell'eolico nei prossimi anni. Occorre quindi fare attenzione a guardare con diffidenza a settori che stanno crescendo a tassi elevatissimi sul piano industriale. Se si confrontano i due scenari che la Commissione Europea ha utilizzato per disegnare le famose politiche del 20-20-20, al di là della penetrazione delle fonti rinnovabili ci si può rendere conto di come sia possibile non diminuire la crescita economica e il benessere pur in presenza di una riduzione in valore assoluto del consumo di energia.

Fig. 3 - I consumi di energia per fonte: Gross energy consumption by fuel and energy and carbon intensities: combined energy efficiency and high renewables case versus Baseline



Fonte: Primes 2006

Si consideri inoltre che il riferimento è alle tecnologie già esistenti, non viene cioè avanzata nessuna ipotesi di adozione di nuove tecnologie, ma solo di ricorso alle migliori tecnologie esistenti nei diversi settori.

La realtà tedesca rappresenta un riferimento nei confronti delle politiche delle rinnovabili. Non è un caso che la Germania abbia trainato la definizione degli obiettivi europei al 2020 (la firma del Consiglio Europeo nel marzo 2008 è avvenuta durante la presidenza tedesca). Sono significativi alcuni dati sul modello tedesco (Fonte BMU 2007):

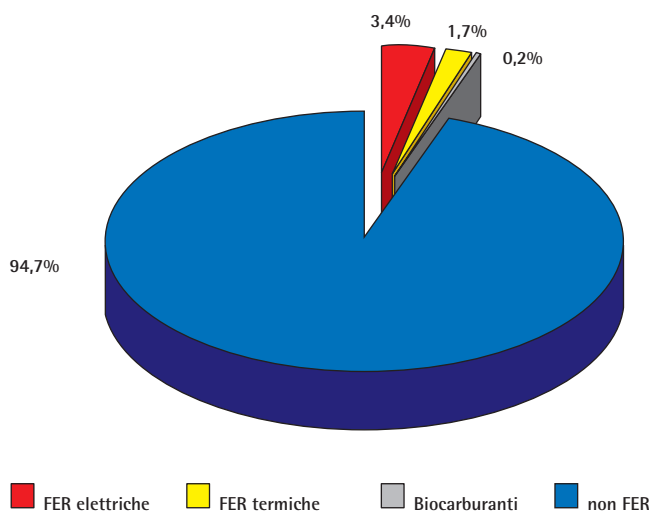
- il settore delle fonti rinnovabili di energia vede attive circa 1.100 imprese con un fatturato nel 2006 di circa 22 miliardi di euro, dando lavoro a circa 214.000 persone (+36% rispetto al 2004);
- nel 2006 sono stati investiti oltre 9 miliardi di euro in impianti a fonti rinnovabili;
- oltre il 70% degli aerogeneratori prodotti sono stati esportati.

I dati dimostrano che le valutazioni sulla base delle quali si muove il governo tedesco non sono di tipo ambientalista, ma industriale. Si tratta di un settore che sta crescendo, sia in termini di occupazione sia in termini di fatturato, con ritmi assolutamente interessanti. Il fatto che il 70% degli aerogeneratori prodotti nel 2006 sia stato esportato dalla Germania, evidenzia poi come il settore sia interessante non solo dal punto di vista industriale, ma anche dal punto di vista della bilancia commerciale del Paese.

Ma veniamo a considerare la realtà italiana e la declinazione degli obiettivi europei sulla nostra realtà. Oltre al 17% di quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia al 2020, e al 10% di quota di biocarburanti per i trasporti, è opportuno considerare i valori correlati alla riduzione delle emissioni di gas serra, come definiti a gennaio 2008, quando il target è stato riportato alle emissioni 2005, con uno sconto importante per l'Italia. Il -14% complessivo rispetto al 2005 è declinato in un -20% per i settori dell'*Emissions Trading System* (ETS) e -13% per le emissioni non regolamentate dall'ETS rispetto ai livelli del 1990 (a livello europeo è del 12%). Il conseguimento di tale obiettivo, in particolare, prevede una serie di "piccoli interventi su piccoli impianti"; ed è importante ragionare per tempo così da riuscire a implementare le misure necessarie.

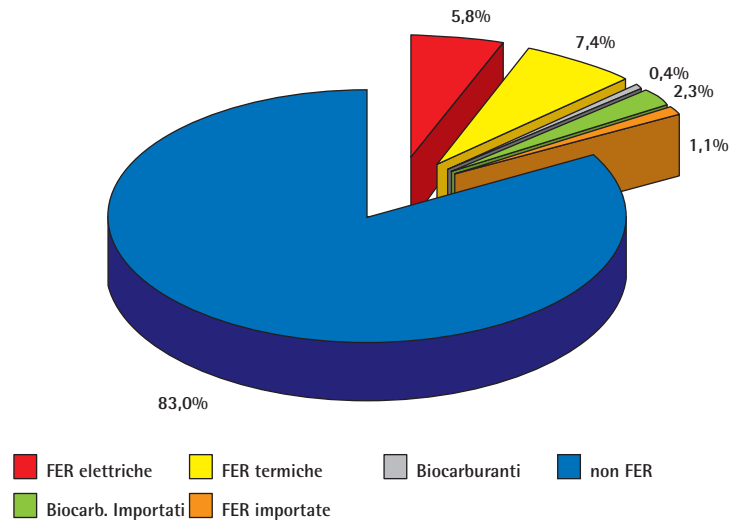
Consideriamo la ripartizione delle quote prodotte dalle diverse fonti sul consumo finale del 2006 in Italia.

Fig. 4 - Quota FER sul consumo finale - 2006



Come si può vedere, accanto a un 94,7% di fonti non rinnovabili, vi è un 5,3% di rinnovabile, che è in prevalenza riconducibile alla produzione di energia idroelettrica, seguito in parte minore da biomassa a fini termici; il resto è assolutamente trascurabile.

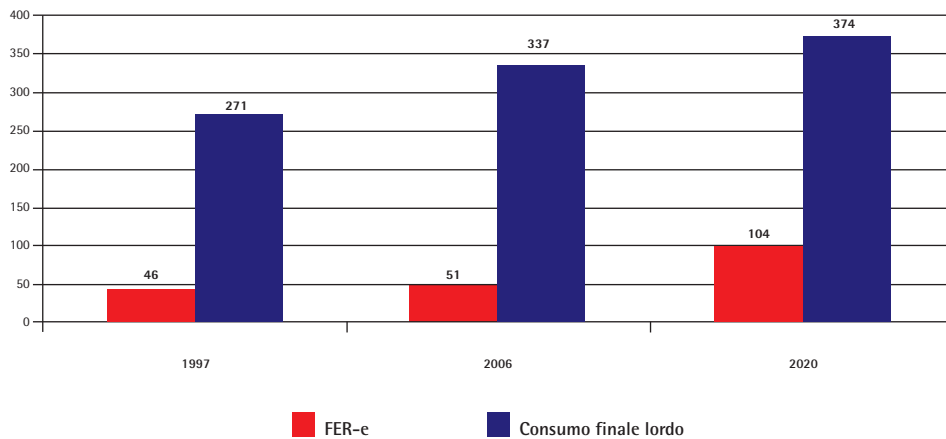
Fig. 5 - Quota FER sul consumo finale al 2020. Il Position Paper italiano



Se consideriamo le indicazioni che emergono dal documento di posizionamento strategico del governo del settembre 2007, relativamente alla declinazione dell'obiettivo del 17% da rinnovabile al 2020, le scelte sono praticamente obbligate: c'è una penetrazione forte delle fonti rinnovabili elettriche (FER-e); c'è una parte di biocarburanti di fonte nazionale (0,4%), meno significativa di quella correlata all'importazione (2,3%); e poi c'è una quota molto importante (7,4%) determinata dalle fonti energetiche rinnovabili termiche, conseguibile in pratica con la sostituzione di gas metano negli usi termici a livello domestico, del terziario e di impresa, con il solare termico e con la biomassa. Sono tutti investimenti molto piccoli, se presi singolarmente, ma con considerevoli ricadute sul territorio.

Focalizziamoci ora sulla parte elettrica, e in particolare sul consumo finale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Possiamo prendere in considerazione il seguente grafico, frutto di una ricostruzione sulla base del Position Paper italiano e delle indicazioni europee sulla produzione di elettricità.

Fig. 6 - FER-e e consumo finale lordo di elettricità (TWh)



Raggiungere l'obiettivo dei 54 TWh aggiuntivi del Position Paper italiano implica raddoppiare in 12 anni il contributo delle fonti rinnovabili. Un ulteriore aspetto è che il contributo dell'energia elettrica da fonti non rinnovabili dovrà crescere molto poco rispetto agli anni passati, con un ruolo chiave per le misure di efficienza energetica.

Per quanto riguarda i costi, si può prendere in considerazione lo studio che abbiamo presentato insieme ad Aper⁵ qualche mese fa, dove sono riportate le nostre stime di costo, da cui è tratta la tabella riportata di seguito.

⁵ Aper è l'Associazione Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili.

Tab. 1

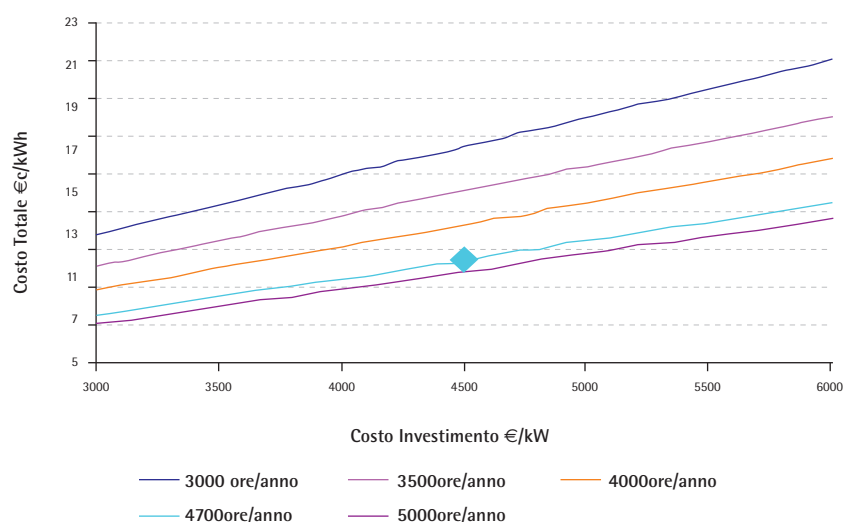
Tecnologia generazione	MW	Vita (anni)	Ore anno	WACC	Costo invest. (€/kW)	O&M (€/kWh)	comb. (€/kWh)	Invest. (€/kWh)	Costo totale (€/kWh)
Idro BASSO Salto	0,4	30	4000	8,7%	4500	7,0		10,4	17,4
Idro BASSO Salto	4,2	30	4700	8,7%	4500	1,7		8,9	10,6
Idro ALTO Salto	3,3	30	2400	8,7%	2300	1,7		8,9	10,5
Idro BASSO Salto	15,0	30	2900	8,2%	2500	2,1		7,6	9,6
Eolico AT	30,0	20	1900	8,2%	1600	1,8		8,7	10,5
Eolico MT	8,0	20	1900	8,6%	1400	2,3		7,8	10,1
Eolico isolato	2,0	20	200	6,4%	1500	2,7		6,7	9,4
FV commerciale	0,3	20	1300	5,2%	5800	4,6		36,4	41,0
FV domestico	0,0	20	1300	5,6%	6500	8,0		42,0	50,1
Combustione biomassa	17,0	15	7500	9,5%	3000	5,0	9,5	6,0	20,5
Combustione CDR	17,0	15	7000	9,5%	4000	6,1	0,0	7,3	13,5
Combustione oli vegetali	17,0	15	7000	9,5%	1000	2,0	11,4	1,8	15,3
Combustione biogas discarica	0,5	10	7000	7,0%	2400	2,2	0,0	3,7	5,9
Combustione biogas digestore	0,5	10	7000	9,5%	3000	2,1	5,4	6,8	14,3

Senza entrare nel dettaglio, ai nostri fini basta osservare come la variabilità di costo per le fonti rinnovabili sia molto maggiore che non per le fonti fossili: un ciclo combinato oggi ha un prezzo molto simile in qualsiasi parte del mondo lo si realizzi (nel senso che la tecnologia è molto omogenea ed è data); il 75% del costo di generazione è dovuto al costo del gas, per cui i margini di incertezza sono legati per lo più all'andamento dei prezzi del combustibile.

Per le fonti rinnovabili questo non è vero; ci sono delle variazioni di costo enormi legate alla specificità del sito e alla specificità dell'investimento, ma una volta realizzato l'incertezza è molto ridotta, non ci sono costi sconosciuti in futuro.

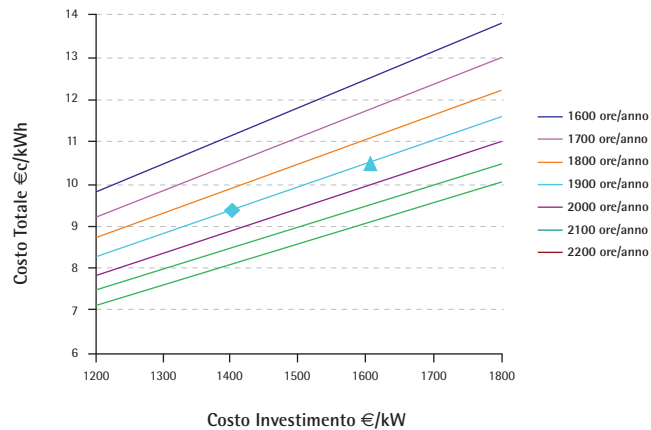
Ad esempio nel caso di un impianto idroelettrico, c'è una variabilità molto grande in funzione del costo di investimento e del numero di ore per cui si prevede di utilizzare la tecnologia, riconducibile alla disponibilità di acqua nell'impianto.

Fig. 7 - Idroelettrico piccolo salto 1 MW < P < 10 MW



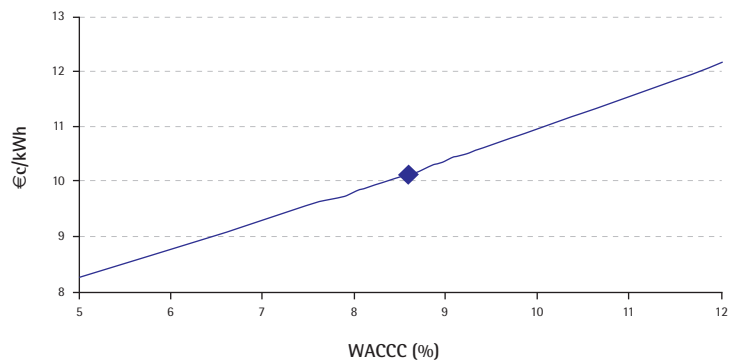
Analogamente se si considera un impianto eolico, l'elemento critico è sicuramente il costo dell'investimento, che ha visto negli ultimi tempi un significativo innalzamento dei costi dovuto alla scarsa disponibilità di macchine.

Fig. 8 - Parco eolico connesso in AT con potenza installata > 10 MW



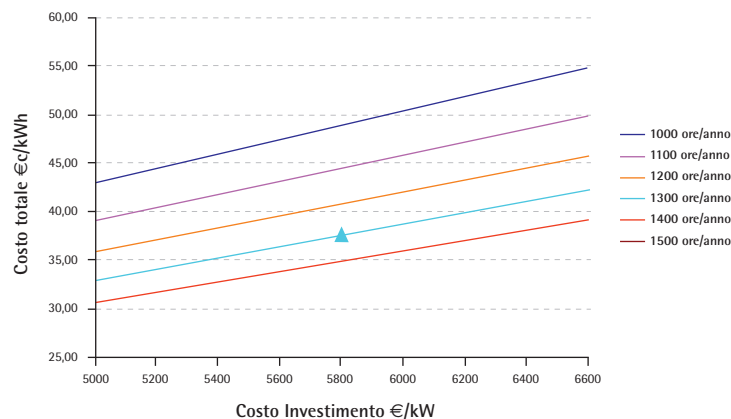
Anche in questo caso vi è una significativa variabilità legata al numero di ore di funzionamento dell'impianto. Tanto più il sito è ventoso, tanto minore è il costo dell'energia prodotta, come è abbastanza scontato attendersi. Utilizzare i siti migliori è strategico per contenere i costi, quindi è importante riuscire a investire dove è più conveniente. C'è un problema legato anche ai tassi di interesse; parliamo di investimenti che non hanno praticamente costi operativi, ma solo costi di investimento e poter disporre di capitale a costi contenuti è fondamentale. Nel grafico si vede come in funzione del tasso medio pesato di interesse dell'investimento (WACC), vari il costo del kWh.

Fig. 9 - Parco eolico connesso in MT potenza installata < 10 MW



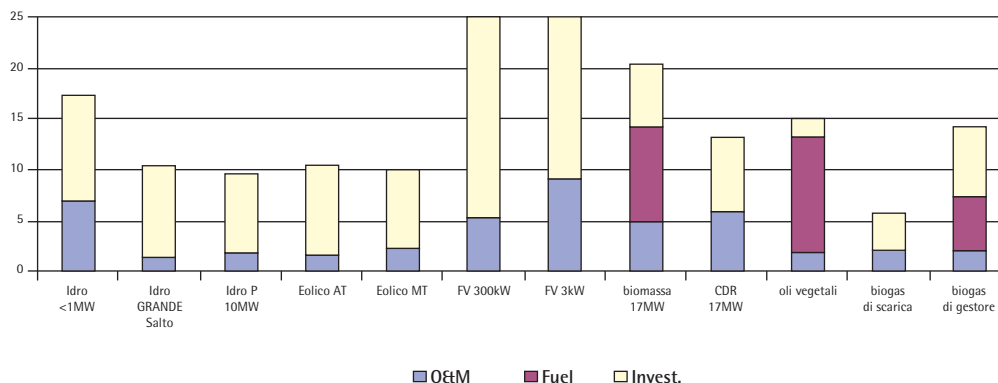
Simile è il discorso per il fotovoltaico, sensibile alle ore di irraggiamento solare, al costo di investimento, al tasso di interesse applicato all'investimento.

Fig. 10 - Impianto fotovoltaico 300 kW



Investire nel fotovoltaico in Sud Italia è sicuramente meglio che investire in Nord Italia. Se però si guardano le statistiche che il GSE mette a disposizione si può riscontrare che sono stati fatti più investimenti in Lombardia e in Veneto che non nelle regioni del Sud. Attenzione quindi alla ripartizione a livello regionale degli obiettivi nazionali basata sul potenziale delle fonti rinnovabili, tema su cui è opportuna un'ampia riflessione e tanta cautela. L'investimento nelle fonti rinnovabili è fortemente legato ai costi. Se osserviamo le diverse voci che contribuiscono alla stima dei costi per le diverse tipologie di impianti alimentati a fonti rinnovabili, si può osservare nel grafico seguente che i costi di investimento rappresentano la voce prevalente.

Fig. 11

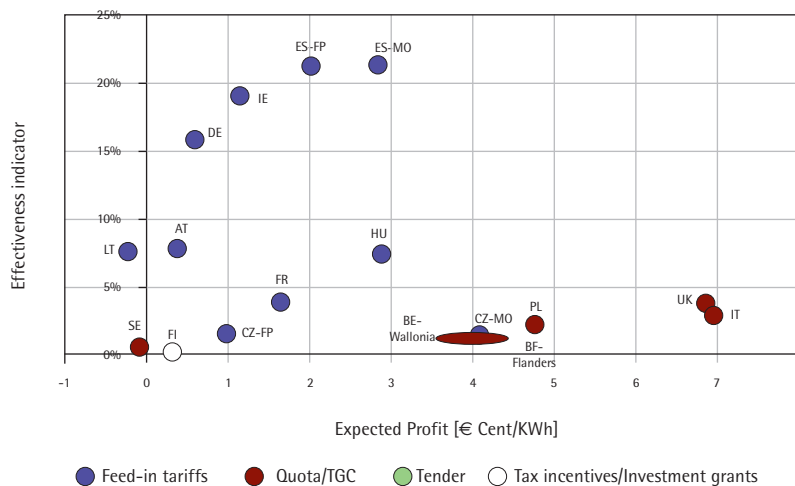


Per contro, per gran parte delle fonti rinnovabili non vi sono voci relative ai combustibili, un aspetto fondamentale per la stabilità dei costi.

In questo senso, permettetemi una provocazione: il CIP 6 ha legato il prezzo di remunerazione delle fonti rinnovabili al costo evitato del combustibile, privando i consumatori elettrici italiani di uno dei benefici fondamentali, quello di fonti non legate al prezzo del petrolio. Si tratta di un elemento importante ancora nella definizione delle policy: non legare il prezzo delle fonti rinnovabili al petrolio, altrimenti non si riesce a catturare quello che è uno dei vantaggi fondamentali del lungo periodo che è l'assoluta inelasticità al prezzo del petrolio

Un sistema di incentivazione che non sia efficiente rischia di essere estremamente costoso per il Paese. Allora, attenzione a non dare incentivi che non servono, per non sostenere dei costi che non competono ai consumatori elettrici italiani. Confrontiamo ora i dati della Commissione Europea su efficacia ed efficienza del sistema di incentivazione nei diversi Paesi europei.

Fig. 12 - Efficacia ed efficienza dei meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili



Fonte: COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT, IMPACT ASSESSMENT Document, gennaio 2008

Si può notare come tristemente l'Italia abbia il sistema di incentivazione tra i meno performanti di tutta l'Europa. L'Italia ha dei profitti attesi per chi riesce a fare l'investimento che sono probabilmente tra i più alti a livello europeo, ma il tasso di crescita della produzione tra i più bassi, essendo l'indicatore di efficacia dato dal tasso di crescita annuale in relazione al potenziale di medio termine stimato. Quindi l'indicazione che l'Europa ci dà, è un allarme: "attenzione, state remunerando molto gli investimenti, ma con dei risultati scarsi".

Allora come muoversi? Il primo passo, dal mio punto di vista, l'ha già detto prima di me l'ingegnere Testore, consiste nel rimuovere le inefficienze del sistema. Abbiamo provato a fare una stima di quanto inefficiente sia il sistema per gli investimenti nelle fonti energetiche rinnovabili, cercando di quantificare gli extracosti di investimento che un investitore deve sostenere in Italia rispetto a un sistema che dal punto di vista amministrativo funzioni bene, limitandoci ad alcune tecnologie in cui ciò era più facile, e abbiamo cercato di monetizzare le riduzioni conseguibili.

In generale si sono considerati gli extracosti correlati:

- all'iter autorizzativo, la cui lunghezza obbliga a sostenere parte dei costi con un ampio anticipo;
- al tasso di indebitamento, ingiustificatamente elevato per un settore che ha un rischio modesto per la presenza delle incentivazioni di tipo statale, ma che è invece percepito come rischioso, per cui abbiamo valutato uno spread dello 0,8% rispetto alle condizioni ottimali;
- ai costi dovuti ai pagamenti per le convenzioni con le amministrazioni ospitanti.

In particolare:

- per gli impianti idroelettrici si è assunto come "costo delle inefficienze" quello degli interessi che maturano sui costi di sviluppo per l'ottenimento delle autorizzazioni/concessioni, stimati pari a 250.000 €/MW, nei due anni precedenti l'ottenimento dei permessi. Viene inoltre considerato come "inefficienza" di sistema il 5% del fatturato che normalmente si versa come royalty al Comune ospitante;
- per gli impianti eolici si sono stimati costi di "inefficienza" pari a 150.000 €/MW. Anche in questo caso si considera il 5% del fatturato che va pagato come royalty al Comune;
- nel caso di impianti a biogas da discarica si è stimata una riduzione di costo pari a 400.000 €/MW per costi imputabili alla gestione della discarica che non dovrebbero gravare sul costo della generazione elettrica;
- si è stimato che il WACC potrebbe essere inferiore dello 0,8% in presenza di condizioni di investimento e regolatorie meno "rischiose".

I risultati ottenuti sono riassunti nella seguente tabella:

Tab. 2 - Fonti e costi

	Taglia	O&M	Costi Totali	Costi totali senza inefficienze amministrative	Riduzione TOTALE conseguibile	DI CUI: miglioramento procedure	DI CUI: riduzione tassi
	(MW)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	%	%	%
Idroelettrico	4,2	17	106	92	13,1%	8%	5,2%
Eolico	30,0	18	105	87	16,8%	13%	3,8%
Biogas discarica	0,5	22	59	49	15,8%	14%	1,7%

Gli incrementi di costo, che si ritengono ingiustificati, variano dal 13 al 16% a seconda delle tecnologie. Un miglior sistema amministrativo potrebbe ottenere tali riduzioni sui costi degli investimenti per le fonti rinnovabili.

Infine, si è provato a comprendere l'entità degli investimenti necessari per attuare per intero il piano, sulla base dei costi di investimento da noi stimati.

Tab. 3 - Investimenti per fonte rinnovabile

Tecnologia	Energia incrementale	Ore annue	Stima costo investimento	Stima nuova potenza	Stima investimento
	(TWh)	(h)	(€/kW)	(MW)	(G€)
Impianti idro > 10 MW	2,22	2.056	2.500	1.080	2,70
Impianti idro < 10 MW	4,93	2.750	3.000	1.793	5,38
Impianti eolici on shore	16	1.900	1.500	8.421	12,63
Impianti eolici off shore	4,2	2.100	2.000	2.000	4,00
Impianti FV integrati	8,9	1.200	6.000	7.417	44,50
Impianti FV a terra	1	1.200	5.000	833	4,17
Solare termoelettrico	3	3.000	3.000	1.000	3,00
Geotermico tradizionale	2,16	7.500	2.500	288	0,72
Geotermico nuova generazione	2,24	7.500	4.000	299	1,19
Impianti a biomassa da colture e da residui agroindustriali	2,66	7.000	3.000	380	1,14
Impianti a rifiuti biodegradabili	1,38	5.000	4.000	276	1,10
Impianti a biogas	2	7.000	2.500	286	0,71
Impianti a biomassa SRF	2,3	6.500	3.000	354	1,06
Energia delle onde e maree	1	1.200	5.000	833	4,17
Totale	54,0			25.259	86,0

I dati riportati nella tabella portano complessivamente a un totale di investimento pari a 86 miliardi di euro su un arco temporale di 12 anni. È un valore che spaventa, ma non tiene conto delle dinamiche tecnologiche. Abbiamo provato a fare delle stime su quelle che sono le curve di apprendimento della tecnologia a livello europeo, estrapolando i dati dal 1980 in avanti (per l'eolico la serie storica è piuttosto lunga, per il fotovoltaico più o meno altrettanto) ed è ragionevole aspettarsi che i tassi di progresso tecnologico possano seguire delle curve di apprendimento, come accaduto in passato. È quindi presumibile che il fenomeno si ripeta, anche in funzione degli attuali tassi di miglioramento della tecnologia. Ecco che i costi di investimento, tenendo conto di queste curve di apprendimento, potrebbero ridursi a circa 40-42 miliardi di euro: è cioè ragionevole aspettarsi che si dimezzino i costi di investimento.

Tab. 4 - Investimenti e curve di apprendimento

(G€) Anno	Eolico on shore	Eolico off shore	FV	Solare termico	Idro	Geo	Biomassa	Maree e onde	Totale
2006	0,458		0,054						0,5
2007	0,668		0,058						0,7
2008	0,654		0,071						0,7
2009	0,645		0,173	0,012					0,8
2010	0,670		0,268	0,153					1,1
2011	0,672	0,400	0,251	0,231					1,6
2012	0,651	0,195	0,406	0,212					1,5
2013	0,603	0,098	1,131	0,201					2,0
2014	0,593	0,096	1,315	0,099					2,1
2015	0,572	0,190	1,292	0,191					2,2
2016	0,537	0,373	1,354	0,261					2,5
2017	0,532	0,547	1,294	0,164					2,5
2018	0,520	0,628	0,887	0,235					2,3
2019	0,504	0,620	0,804	0,095					2,0
2020	0,409	0,529	0,583	0,128					1,6
Totale	8,69	3,68	9,94	1,98	8	1	4	4	41,1

Al riguardo c'è un esempio celebre che è quello della marmitta catalitica: quando è stato introdotto l'obbligo di vendere solo auto catalizzate, la FIAT aveva espresso preoccupazione sulle vendite della Panda, perché verosimilmente il costo della marmitta catalitica pesava molto sul costo della Panda. Poi la Panda si è venduta bene anche con la marmitta catalitica e a un costo praticamente coincidente con quello precedente. Lo stesso può accadere per queste tecnologie.

Breve versus lungo termine

Nel breve termine non vi è dubbio che le fonti energetiche rinnovabili siano costose. Occorre però valutare correttamente i vantaggi del lungo periodo: costi stabili e conosciuti, indipendenza e sicurezza delle fonti, utilizzo di risorse locali. Soprattutto quest'ultimo aspetto è importantissimo: gli investimenti sono in grado di coinvolgere risorse in termini di capitale, di lavoro e anche di conoscenza in ambito locale. Un'occasione che non ha eguali.

Per fare un paragone: un impianto nucleare da 1.500 MW darà senz'altro dei ritorni ad alcune imprese, ma per il sistema imprenditoriale lombardo nel suo complesso i ritorni sono sicuramente inferiori rispetto a 1.500 MW di tecnologie correlate alla biomassa, al fotovoltaico, all'eolico o all'idroelettrico. Ritengo che in questo settore vi sia una gemmazione di imprese che non si vedeva da anni, evidenziata dalla ricerca di figure professionali dove l'offerta non colma la domanda. Con questo ritengo che sia quindi opportuno assumere un orizzonte di lungo periodo nel disegnare la politica di incentivo e la regolamentazione di settore, per riuscire ad apprezzare i benefici.

Allo stesso modo ritengo che anche se viene a esaurirsi l'incentivazione, ad esempio l'incentivazione CIP 6 dopo otto anni per gli impianti a biomassa, non convenga che questi impianti vengano smantellati e successivamente ricostruiti. Questo non conviene al Paese.

Tenere impianti a biomassa senza i certificati verdi (CV), senza il contratto CIP 6, non è sostenibile, ma sicuramente il sistema Paese non ha interesse a chiudere un impianto e a riaprirlo nuovo, dati i vincoli assunti sulla crescita del contributo delle fonti rinnovabili. Stipulare con essi dei contratti per poter continuare a gestire quegli impianti, costerebbe sicuramente meno. Allora secondo me è necessario pensare con libertà agli strumenti di incentivazione. I CV sono stati uno strumento bello, interessante e innovativo, però hanno dimostrato dei limiti legati al fatto che non hanno un mercato concorrenziale nella formazione dei prezzi, non c'è mai stato un confronto competitivo ed è stato necessario cortocircuitare il mercato dando la garanzia di sicurezza agli operatori nell'acquisto dei CV. Ma questo rende il mercato estremamente poco credibile. La volatilità dei prezzi dei CV non dà la sicurezza necessaria per sostenere la maggior parte degli investimenti.

Abbiamo un sistema che è incerto nel lungo periodo e allo stesso tempo non dà le garanzie al consumatore di pagare poco, perché non è in grado di creare quel sistema virtuoso della concorrenza. Occorre essere laici nel pensare al sistema di incentivazione e vedere se si possa migliorare. Sicuramente se si ha un obiettivo quantitativo, il sistema del "feed-in tariff" è più efficace, come si vede dai documenti della Commissione Europea e dal grafico che confronta i diversi sistemi di incentivazione in essere in Europa. Me se non si vuole derogare troppo al principio della concorrenza si può pensare a strumenti che siano soggetti al mercato, ma che diano le garanzie che servono a chi investe.

Per favorire gli investimenti, serve quindi conciliare concorrenza e sicurezza: l'obbligo di quota sui produttori potrebbe essere soddisfatto anche con contratti bilaterali fisici di lungo periodo, ad esempio quindicennali, liberamente contrattati tra chi investe negli impianti e chi sia soggetto all'obbligo. Tale tipologia contrattuale preserva la concorrenza per il mercato, assicurando la stabilità necessaria per operare investimenti con elevati costi iniziali. In alternativa i contratti potrebbero essere proposti a prezzi regolati dal GSE.

Contratti di questo tipo possono dare maggiori garanzie per la gestione del rischio dell'investimento e quindi rendere più semplice il finanziamento degli impianti, rispetto all'incerta operatività del mercato dei CV attuale. In tal senso si potrebbe sostituire il mercato dei certificati annuali con quello di certificati di durata quindicennale, con un incremento dell'obbligo di copertura progressivo fino alla quota che sarà stabilita al 2020.

Si consideri inoltre che la stipula di tali contratti da parte degli operatori di mercato può ridurre l'inevitabile asimmetria informativa con il regolatore e facilitare la minimizzazione del costo complessivo degli incentivi.

Contrattare dei certificati che non sono annuali, ma quindicennali (dei contratti quindi più duraturi per l'investitore) è molto più efficace e consente di accompagnare il mercato verso un obiettivo di lungo periodo; perché questi contratti dovranno essere dati anno per anno in misura crescente. Però chi sostiene l'investimento sa che ha garantito un orizzonte temporale con remunerazioni conosciute. Questa è una possibile modifica del sistema dei CV a cui esorto a riflettere perché può correggere alcune delle inefficienze dell'attuale sistema dei CV. Da ultimo dovranno essere pre-

viste delle sanzioni per gli inadempienti, un altro aspetto importante per creare quel contesto certo per gli investitori che non solo è auspicabile, ma necessario. A oggi il numero degli inadempienti è cresciuto anno per anno, e questo non è un segnale utile per gli effetti che genera. Cosa succederebbe se gli operatori più rilevanti, Enel in testa, decidessero di non acquistare i CV?

Ambiente *versus* concorrenza

Gli impegnativi obiettivi sul piano ambientale adottati dall'Europa devono conciliarsi con gli obiettivi altrettanto complessi legati all'introduzione della concorrenza nel settore dell'energia elettrica, un compito decisamente complesso. Si è però scelta questa strada difficile, e ora la sfida è percorrerla. Gli investimenti prospettati e il cambio di traiettoria tecnologica necessario per raggiungere la riduzione voluta delle emissioni devono attuarsi durante la transizione verso il mercato nel settore elettrico. È difficile comprendere quanto possa giocare il mercato in presenza di investimenti "obbligati" da vincoli esterni, ma la definizione delle regole assume un ruolo di primo piano, così come la creazione delle condizioni per gli investimenti. Senza una ricaduta industriale il 2020 si traduce in un costo colossale e pensare di rimettere in discussione in ambito nazionale la politica energetica europea porterebbe un grave danno all'industria nel suo complesso.

ANALISI CRITICA DEL FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI IN ITALIA

Luigi De Paoli - Università Bocconi

Questa relazione si propone di analizzare da un punto di vista teorico il funzionamento dei sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia. Benché l'approccio possa apparire accademico, ritengo invece che sia necessario fare riferimento ai fondamenti teorici nel definire e nel valutare le politiche di incentivazione. L'intervento è strutturato in quattro parti. Dopo una premessa sulle ragioni che giustificano il supporto pubblico alle fonti rinnovabili, vengono analizzati gli archetipi secondo cui può essere organizzato tale sostegno. Nella terza parte si passano in rassegna le forme di incentivazione adottate in Italia e infine, nelle conclusioni, si traggono alcune lezioni dall'esperienza maturata.

Premessa

L'intervento pubblico di promozione delle fonti di energia rinnovabili (FER) è reso necessario dall'attuale minore competitività che le contraddistingue rispetto alle fonti convenzionali. I sistemi di incentivazione sono gli strumenti a cui si ricorre per rendere più conveniente un investimento da parte degli agenti economici nella costruzione di impianti da fonti rinnovabili. Nella pratica due sono le modalità di un intervento incentivante: la prima prevede che si alzi il costo di chi produce energia elettrica da fonte convenzionale, rendendo così indirettamente le rinnovabili più competitive (sistemi di incentivazione indiretta); la seconda che si diminuiscano i costi di chi produce energia da rinnovabile o che si aumentino i ricavi solo a chi produce da fonti rinnovabili (sistemi di incentivazione diretti).

Dal momento che questa relazione si concentra esclusivamente sui sistemi di sostegno diretti, mi limito a ricordare che in Italia esistono anche meccanismi di incentivazione indiretta quali le accise sui combustibili e l'obbligo di consegna dei permessi di emissione di CO₂ che incidono sulla produzione termoelettrica.

Secondo la logica economica, l'intervento pubblico trova la sua giustificazione nei "fallimenti del mercato": se il mercato funzionasse a dovere, l'intervento incentivante non avrebbe ragione d'essere, anzi costituirebbe una distorsione destinata a peggiorare il benessere sociale. In alcuni casi, tuttavia, i segnali di prezzo che il mercato dà non comprendono tutti i benefici o i costi associati all'uso di una tecnologia e quindi, se non corretti, porterebbero a scelte sub-ottimali. Nel caso delle fonti rinnovabili le ragioni che allontanano il mercato dall'allocazione ottimale delle risorse possono essere raggruppate in quattro categorie:

- I. le ragioni di carattere ambientale: se l'uso dell'ambiente è gratuito, gli impatti negativi locali, regionali o globali delle emissioni da combustibili fossili (ad esempio di SO₂, NO_x o CO₂) non sono tenuti in conto dai produttori svantaggiando le fonti "pulite";
- II. la sicurezza dell'approvvigionamento energetico di lungo termine: è un elemento che il mercato fa fatica a tenere in considerazione, sia perché si tratta di un bene pubblico (sarebbe molto difficile escludere alcuni e non altri dalla fornitura elettrica) sia perché non esistono mercati assicurativi sviluppati per un prodotto di questo tipo;
- III. la razionalità limitata: teoricamente tutti dovrebbero prendere le decisioni più convenienti e massimizzare il proprio benessere; nei fatti non è così. Anche in campo energetico è stata messa in evidenza l'esistenza di razionalità limitata (Sanstad e Howarth 1994): ad esempio le fonti energetiche di piccola dimensione tendono a essere trascurate dalle grandi compagnie elettriche;
- IV. l'industria delle rinnovabili è un'industria nascente (alcune rinnovabili non sono competitive perché la curva di esperienza è agli inizi, ma hanno tutte le potenzialità per diventarlo).

Le imperfezioni di mercato possono essere corrette in molti modi. Le famiglie teoriche di strumenti disponibili sono:

- le regole, cioè gli standard (obblighi o divieti);
- gli strumenti economici (le tasse o i sussidi);
- i "certificati verdi", che sono un abbinamento tra uno standard quantitativo e il sistema delle tasse o dei sussidi;
- gli accordi volontari;
- la promozione dell'informazione.

Queste categorie base vengono declinate e realizzate in maniera molto diversa, e sono i dettagli attuativi che possono determinare il successo o l'insuccesso. Ad esempio, il sussidio può essere introdotto in molti modi: unitario (per kWh o

per kW) o totale (si fissa l'ammontare totale dei sussidi erogabili); esplicito (con una voce *ad hoc*) o implicito (fissando un prezzo di acquisto superiore a quello di mercato); fisso o variabile (per tecnologia, per taglia di impianto, nel tempo ecc.); diretto o indiretto (ad esempio, detassazione degli utili). Il problema è quindi quello di scegliere lo strumento e di definirlo in modo opportuno.

Tra i principi generali per la correzione dei fallimenti di mercato, gli economisti sottolineano l'importanza di avere per ogni obiettivo uno strumento chiaro: sapere che cosa si vuole raggiungere e come lo strumento si attaglia per raggiungere ciò che si vuole (regola di Tinbergen). Se fossimo in presenza di un mondo ideale, cioè di un mondo in cui l'informazione fosse perfetta, gli agenti fossero perfettamente razionali e i costi di transazione fossero nulli, potremmo usare indifferentemente ognuno degli strumenti citati in precedenza. In altri termini, in un mondo ideale, tutte le prime tre categorie di strumenti permettono di ottenere risultati equivalenti in termini di massimizzazione del benessere sociale (che supponiamo essere l'obiettivo ultimo del decisore politico). In realtà nessuna delle tre ipotesi è perfettamente verificata, il mondo è imperfetto e conseguentemente l'uso dei diversi strumenti non è equivalente.

Gli strumenti-base di incentivazione

I sistemi di incentivazione delle rinnovabili (ma non solo delle rinnovabili) sono classificabili in tre categorie:

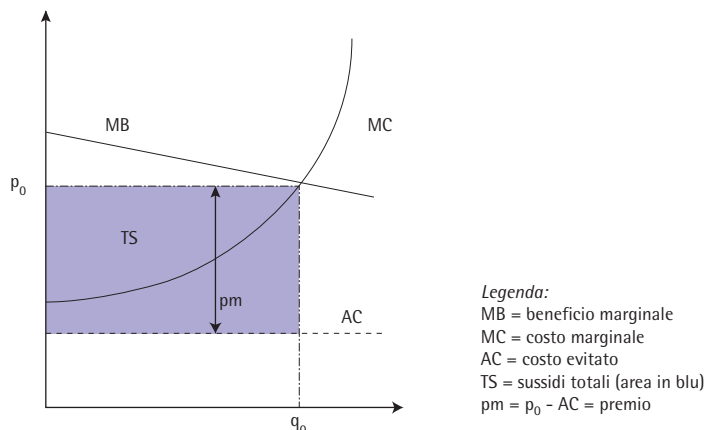
- nella prima categoria rientrano i sistemi, solitamente chiamati REFIT (renewable feed-in tariff), che fissano il prezzo di acquisto o il premio percepito dall'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il decisore pubblico stabilisce l'incentivo (o premio) oppure il prezzo totale di acquisto della produzione da FER a un livello superiore al costo evitato (detto anche *avoided cost*) della produzione di riferimento. Nel caso di mercato liberalizzato tale costo evitato è uguale al prezzo di mercato sulla borsa elettrica; in un regime monopolistico, il costo evitato è fissato per via amministrativa (come in Italia con il CIP 6);
- nella seconda rientrano i sistemi che fissano le quantità di FER da produrre e/o da acquistare. Il decisore pubblico obbliga i produttori o i venditori ad avere nel loro insieme di energia prodotta o venduta, una certa quota di energia rinnovabile, eventualmente suddivisa per tipo di fonte (in questo caso si parla di Renewable Portfolio Standard). Un tipico strumento per dissociare il rispetto dell'obbligo dallo sviluppo in proprio della produzione da FER è il sistema dei certificati verdi;
- infine, nella terza categoria di incentivazione, stranamente spesso dimenticata, rientrano quei sistemi che partono dalla fissazione degli incentivi totali per le FER (per questo chiamati Total Subsidies Scheme - TSS) per definire concretamente le modalità di erogazione (ad esempio attraverso aste).

Come detto, le tre categorie possono essere attuate in molti modi che costituiscono la specificità dei diversi sistemi di incentivazione. Inoltre, a seconda delle circostanze e degli obiettivi, ognuna di esse può essere preferibile alle altre.

Prima di esaminare i pro e i contro di ciascuna scelta, cominciamo con il dimostrare che, in condizioni di certezza, i tre strumenti possono essere usati indifferentemente per massimizzare il benessere sociale netto (BSN) identificato come l'obiettivo finale del decisore pubblico.

Supponiamo che il decisore pubblico conosca la curva dei costi marginali di offerta (MC), che ovviamente va crescendo al crescere della quantità prodotta, e la curva dei benefici sociali marginali (MB), che va decrescendo all'aumentare della quantità prodotta in quanto i benefici marginali decrescono all'aumentare della rimozione delle imperfezioni di mercato (citate precedentemente). L'ottimo sociale (ovvero la massimizzazione del benessere sociale) si ha se si raggiunge la situazione in cui il costo dell'unità più costosa prodotta uguaglia il suo beneficio sociale (cioè quando $MC = MB$, Fig. 1).

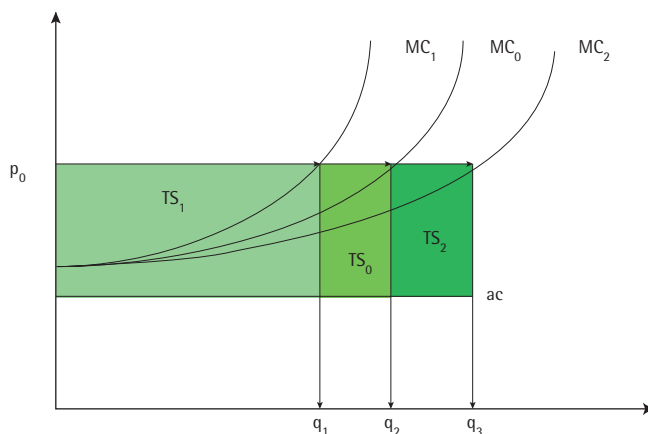
Fig. 1 - Determinazione della condizione che massimizza il benessere sociale netto



Il decisore pubblico, per fare in modo che la produzione da fonti rinnovabili si assesti esattamente al punto di intersezione delle due curve a lui note, potrebbe indifferentemente fissare il prezzo p_0 di acquisto (quello ottimale) dell'elettricità da fonte rinnovabile o imporre la quantità q_0 da acquistare (di nuovo quella ottimale). Poiché il decisore pubblico è supposto onnisciente, egli conosce anche la curva del costo evitato (AC), che possiamo ritenere perfettamente elastica (orizzontale) in quanto costituita dalla migliore tecnologia termoelettrica alternativa che non ha limiti realizzativi. Invece che fissare p_0 , il decisore pubblico potrebbe perciò fissare il premio da riconoscere alla produzione da FER dato dalla differenza tra p_0 e l'*avoided cost*. Ipotizzando che non sia possibile la discriminazione dei prezzi o degli incentivi, l'area del rettangolo $p_m \times AC$ rappresenta gli incentivi totali (TS, Fig. 1) che devono essere erogati (direttamente o indirettamente) per ottenere il risultato voluto. Anche TS è conoscibile dal decisore pubblico sulla base delle curve di costo e dei benefici marginali. Pertanto, nel disegnare uno schema di incentivazione, egli potrebbe anche partire dalla fissazione dei sussidi totali a livello ottimale e lasciare che i produttori competano tra di loro per ottenerli. Si arriverebbe così a un prezzo p_0 e a una quantità q_0 come nei due schemi precedenti. La dimostrazione dell'equivalenza degli strumenti vale in condizioni di certezza. Purtroppo però il decisore pubblico agisce in condizione di incertezza. In questo caso i risultati in termini di beneficio sociale netto, di prezzi, di quantità offerte e di sussidi totali erogati variano a seconda degli strumenti utilizzati.

Limitiamoci a prendere in considerazione il caso in cui non si conosca con certezza la curva di offerta, mentre la curva dei benefici marginali sia nota con buona precisione e sia quasi orizzontale⁶. Supponiamo che la curva di offerta di riferimento che ha in mente il decisore pubblico sia MC_0 , ma che nella realtà la curva stessa possa essere più rigida (MC_2) o più elastica (MC_1) di quella attesa. Il decisore pubblico, ragionando sulla base della sua aspettativa (MC_0) e della sua conoscenza della curva dei benefici marginali, fissa o il prezzo (p_0) o la quantità (q_0) o gli incentivi totali (TS_0). Tuttavia se la curva di offerta reale è diversa da quella attesa, a seconda dello strumento utilizzato, si ottiene un prezzo o una quantità o un sussidio totale diverso (Figg. 2, 3 e 4).

Fig. 2 - Conseguenze dell'incertezza della curva di offerta con l'uso del sistema REFIT



⁶ Questa ipotesi è coerente con quella che i benefici principali dello sviluppo delle FER siano legati alla riduzione dell'impatto ambientale e in particolare alla riduzione delle emissioni di CO2. La maggior parte degli studi rileva che la curva dei costi ambientali globali sia quasi orizzontale nel breve periodo (fino a cinque anni) (Stern 2007).

Fig. 3 - Conseguenze dell'incertezza della curva di offerta con l'uso del sistema delle quantità

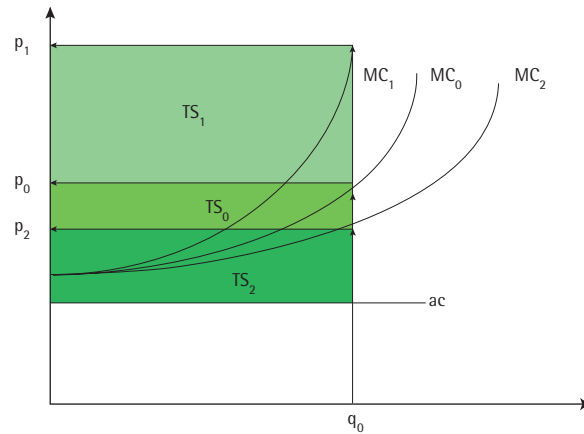
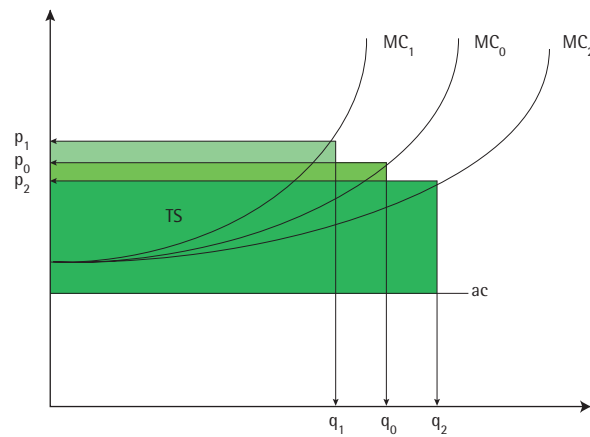


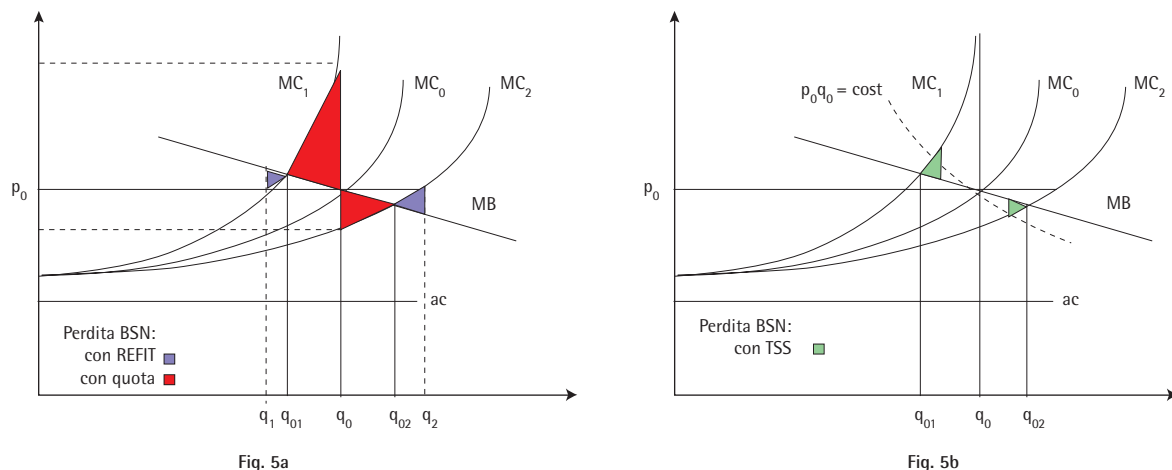
Fig. 4 - Conseguenze dell'incertezza della curva di offerta con l'uso del sistema TSS



Come si può rilevare dalle figure, in condizioni di incertezza delle curve di offerta, usando il sistema del prezzo fisso di ritiro variano (anche di molto) rispetto alle attese le quantità incentivate e gli incentivi totali erogati; usando il metodo delle quote obbligatorie variano (anche di molto) rispetto alle attese i prezzi da pagare e gli incentivi totali erogati; usando il sistema degli incentivi totali con aste competitive variano sia i prezzi sia le quantità, ma in misura più ridotta rispetto alle attese.

Tuttavia, da un punto di vista economico, ciò che più conta sono le variazioni rispetto alla massimizzazione del benessere. Se le assunzioni sulla curva di offerta che sono alla base delle decisioni di incentivazione si rivelano errate, il benessere sociale non è più massimo, ma si ha una "perdita secca" rispetto alla situazione ottimale data dai triangoli rappresentati in Fig. 5.

Fig. 5 - Conseguenze dell'incertezza della curva di offerta sul benessere sociale



Le perdite di benessere sociale sono rappresentate dai triangoli in blu se si adotta il sistema del prezzo fisso di acquisto (Fig. 5a), in rosso se si adotta il sistema delle quote di acquisto/produzione obbligatorie (Fig. 5a) o in verde se si adotta il sistema degli incentivi totali predefiniti (Fig. 5b). Come emerge dal grafico, la perdita di benessere sociale per la collettività è certamente minore se si usa lo strumento dei prezzi invece che quello delle quantità fintantoché la pendenza della curva di offerta è inferiore a quella della curva dei benefici⁷. Si ritrova così il classico risultato illustrato per primo da Weitzman (1974). Se invece confrontiamo il sistema TSS con i due precedenti, si deduce facilmente che esso è sempre superiore al sistema delle quote, mentre è più difficile dire a priori se sia superiore o meno al sistema del prezzo fisso, anche se, in ogni caso le differenze non sono molto grandi (la dimostrazione richiederebbe un apparato analitico un po' complicato e verrà perciò tralasciata).

In conclusione, nell'ipotesi che la curva dei benefici marginali sia nota e con valori leggermente decrescenti (ipotesi realistica se tali benefici dipendono soprattutto dalla riduzione delle emissioni di CO₂) e che invece la curva di offerta per valori elevati sia incerta, i risultati ottenuti possono differire da quelli attesi e da quelli ottimali (per quanto riguarda il benessere sociale) in modo diverso con REFIT, sistema delle quote o TSS (come riassunto nella seguente tabella).

Tab. 1 - Confronto riassuntivo tra gli strumenti di incentivazione in condizione di incertezza

	Curva di offerta più rigida di quella attesa				Curva di offerta più elastica di quella attesa			
	Prezzo	Quantità	Sussidi	BSN	Prezzo	Quantità	Sussidi	BSN
REFIT	< p _{ott}	< q _{ott}	< TS _{ott}	perdita modesta	> p _{ott}	> q _{ott}	> TS _{ott}	perdita modesta
	= p _{att}	< q _{att}	< TS _{att}		= p _{att}	> q _{att}	> TS _{att}	
Quota (CV)	> p _{ott}	> q _{ott}	>> TS _{ott}	perdita elevata	> p _{ott}	> q _{ott}	<< TS _{ott}	perdita elevata
	> p _{att}	= q _{att}	>> TS _{att}		> p _{att}	= q _{att}	<< TS _{att}	
TSS	> p _{ott}	> q _{ott}	> TS _{ott}	perdita modesta	< p _{ott}	< q _{ott}	< TS _{ott}	perdita modesta
	> p _{att}	< q _{att}	= TS _{att}		< p _{att}	> q _{att}	= TS _{att}	

Pertanto, volendo confrontare i tre diversi sistemi di incentivazione, partendo dall'ipotesi di una curva piuttosto elastica (orizzontale) per quanto riguarda i benefici sociali, la teoria sembrerebbe scoraggiare fortemente un sistema basato sulle quote. Il sistema delle quote diventerebbe raccomandabile invece nel caso (non molto plausibile) in cui si attribuisse un valore infinito alla sicurezza delle forniture, e quindi la curva di benefici marginale diventasse molto rigida (verticale).

Il confronto tra il sistema REFIT e il TSS è più complesso. Il TSS, cioè la fissazione di un certo ammontare di incentivi da erogare in un dato arco temporale, almeno a livello teorico, parrebbe leggermente preferibile, anche alla luce del fatto che la disponibilità dei consumatori a pagare un premio per avere elettricità prodotta da fonti rinnovabili appare

⁷ Si è fatta l'ipotesi di poter linearizzare la curva di domanda e quella dei benefici nell'intervallo coinvolto dal confronto (Fig. 5).

finita e calcolabile. Nella pratica sorge il problema dei costi di transazione (non considerato nel modello presentato) che sembrano essere più elevati con questo schema rispetto a quello con il prezzo di acquisto fisso e che rappresentano forse l'handicap maggiore del sistema⁸.

L'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili in Italia

L'Italia ha utilizzato e abbandonato (senza trarne tutte le debite lezioni) tutti i sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili esaminati in precedenza.

Nel 1982 fu varata la legge n. 308, la prima legge italiana di incentivazione dell'efficienza energetica e delle rinnovabili, il cui articolo 12 riguardava proprio l'incentivazione delle rinnovabili attraverso il sistema TSS. Con tale legge il legislatore stanziava 1.500 miliardi di lire da spendere in tre anni. Questa cifra era suddivisa in sottocapitoli di spesa tra cui, per un ammontare piuttosto modesto, le rinnovabili. L'erogazione dei contributi per una parte considerevole della legge era affidata alle Regioni a cui spettava anche il compito di raccogliere le domande e di classificarle in base a un indicatore prestabilito.

Per la lentezza della sua messa in opera (centinaia di domande da esaminare) con una pubblica amministrazione (quella regionale) incapace di affrontare questo onere e per la difficoltà nel reperire i fondi messi a carico della fiscalità generale (la legge è stata rifinanziata solo una volta), il sistema TSS è stato abbandonato⁹ e, quasi 10 anni dopo, la legge n. 308/82 è stata in larga parte sostituita dalla legge n. 10/91 che però è rimasta inapplicata per mancanza di finanziamenti e per l'introduzione di un nuovo sistema di incentivazione.

Intanto nel 1989 il Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) aveva per la prima volta introdotto un sistema di REFIT limitato con il provvedimento CIP n. 15/89, modificato l'anno successivo con il provvedimento CIP n. 34/90¹⁰. Tuttavia, il vero lancio di un sistema REFIT è dovuto alla legge n. 9/91 (approvata lo stesso giorno della legge n. 10/91) e ai suoi due provvedimenti attuativi: la delibera del CIP n. 6/92 del 29 aprile 1992 e il decreto del Ministero dell'Industria del 25 settembre 1992. Parlando di CIP 6 intendiamo riferirci genericamente all'insieme delle norme e delle disposizioni contenute in questi due provvedimenti.

In sintesi il CIP 6 prevedeva¹¹:

- la presentazione di domande semestrali da ordinare secondo graduatorie di merito;
- la suddivisione degli impianti incentivati in quattro categorie ordinate gerarchicamente (di cui la prima riservata alle fonti rinnovabili);
- un prezzo di ritiro dell'elettricità da parte di Enel suddiviso in due parti: a) un costo evitato indicizzato annualmente con riferimento ai costi di un impianto a ciclo combinato a gas; b) un premio differenziato per fonte e per categoria di impianto erogato per i primi otto anni di funzionamento;
- la copertura dell'onere di acquisto attraverso le tariffe e non più a carico della finanza pubblica come per la legge n. 308/82 o la legge n. 10/91.

L'eccesso di domande rispetto alla capacità dell'Enel di ritirare l'elettricità offerta ha portato a sospendere la possibilità di presentare domande dalla sesta graduatoria (giugno 1995); e anzi per quanto riguarda le fonti assimilate sono state accettate solo quelle della prima graduatoria, per le altre sono state accettate solo le rinnovabili. Ciononostante gli effetti del CIP 6 si faranno sentire fino al 2020 (quando scadrà l'ultima convenzione, quella di Sarlux).

Il "troppo successo" del CIP 6 si spiega con la cattiva stima della curva di offerta (al prezzo fissato, la quantità producibile è risultata molto superiore alle attese e troppi sono stati gli incentivi da pagare) e con l'inclusione delle cosiddette "fonti assimilate" (cogenerazione, gasificazione del tar, ecc.) tra quelle incentivabili. L'energia incentivata dal CIP 6 in tutto il periodo deriverà per circa il 20% da fonti rinnovabili e per il restante 80% da fonti assimilate. Per quanto riguarda gli incentivi totali (da allora al 2020) invece circa il 40% saranno destinati alle fonti rinnovabili e per il 60% alle assimilate, perché le rinnovabili sono incentivate di più.

Dopo l'esperienza controversa del CIP 6, l'Italia ha deciso di abbandonare il sistema del REFIT per passare a quello delle

⁸ Per altri aspetti importanti nella progettazione e nella scelta degli strumenti di incentivazione vedi Hepburn 2006.

⁹ Per un bilancio dei risultati conseguiti con questa legge vedi D'Angelo e Percuoco 1989.

¹⁰ Per un approfondimento sul provvedimento CIP n. 15/89 vedi Clò e Goldoni 1989.

¹¹ Un esame più dettagliato dei contenuti e dei risultati del CIP 6 è contenuto in De Paoli e Lorenzoni 1999, pag. 142-170.

quote, ma con un'eccezione: l'incentivazione degli impianti fotovoltaici. Infatti, in considerazione dell'impossibilità di realizzare impianti solari fotovoltaici sulla base di un'incentivazione uguale a quella delle altre FER, il legislatore nel recepimento della Direttiva 2001/77/CE ha previsto un trattamento speciale per la fonte solare. Tale trattamento è stato disciplinato dal cosiddetto "conto energia", appartenente alla famiglia del REFIT, introdotto nel 2005 e modificato per ben tre volte in meno di due anni. Quindi oggi abbiamo il "vecchio conto energia" (2005-2006) che prevede:

- una tariffa fissa (ma differenziata) di ritiro dell'elettricità per 20 anni;
- un limite massimo di potenza annua e totale incentivabile;
- la messa a gara degli impianti con $P > 50$ kW (con sconto rispetto a tariffa max di 49 c€/kWh);

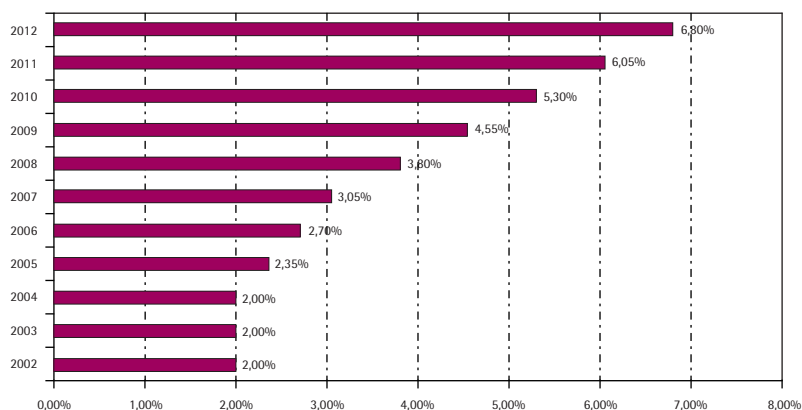
e il "nuovo conto energia" (del 2007) che dispone una tariffa fissa (ma differenziata) e decrescente di ritiro dell'elettricità per 20 anni e un limite massimo totale di potenza incentivabile (1.200 MW) (vedi la Guida del GSE 2008).

Con la liberalizzazione del settore elettrico attuata tramite il decreto legislativo n. 79/99 (cosiddetto Decreto Bersani), per l'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili, è stato introdotto il sistema dei certificati verdi, che appartiene alla categoria degli strumenti quantitativi. Secondo il Decreto Bersani i produttori e gli importatori di elettricità da fonti non rinnovabili, a partire dal 2002, hanno l'obbligo di immettere in rete una quota di elettricità da fonti rinnovabili prodotta da impianti nuovi (entrati in esercizio dal 1° aprile 1999), con la possibilità di adempiere all'obbligo acquistando da terzi i titoli corrispondenti alla produzione da FER.

In sostanza il Decreto Bersani ha quindi introdotto in Italia un nuovo sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili basato sull'obbligo di consegnare annualmente una certa quantità di titoli, denominati appunto certificati verdi (CV), attestanti l'immissione in rete di elettricità prodotta da rinnovabili. Si tratta di un sistema che sembra essere molto più compatibile con il mercato del sistema REFIT: i CV non hanno un prezzo predefinito, si scambiano sul mercato e consentono agli operatori (anche a quelli finanziari) di intervenire in questo mercato.

La quota percentuale da fonte rinnovabile è calcolata sulla produzione o sull'importazione nell'anno precedente (con alcune decurtazioni). Inizialmente la quota è stata fissata nel 2%, poi incrementata dal decreto legislativo n. 387/03 dello 0,35% annuo e dello 0,75% annuo dalla recente Legge Finanziaria 2008 (con una progressione illustrata in Fig. 6).

Fig. 6 - Evoluzione dell'obbligo di consegna dei CV in Italia



Le regole che disciplinano i CV in Italia sono state cambiate più volte. In particolare:

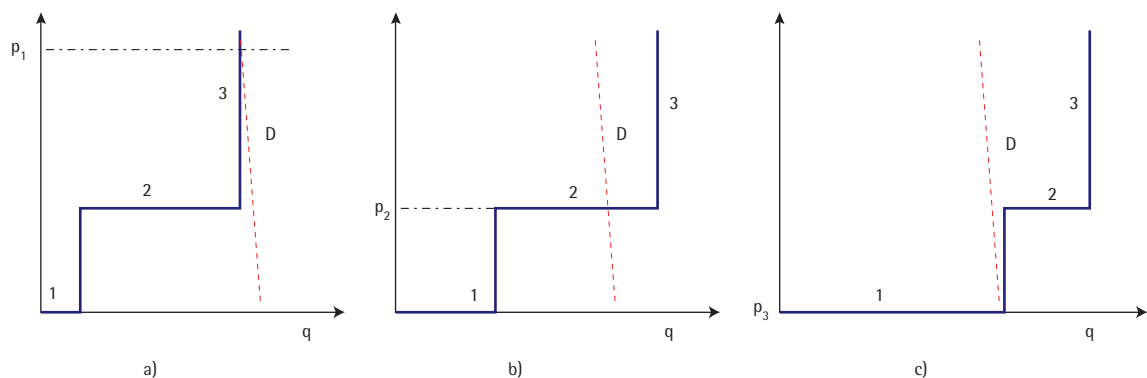
- sono cambiati nel tempo gli impianti (Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili - IAFR) che hanno diritto a ricevere i CV dal GSE su richiesta dei produttori, previa loro "qualifica" (ad esempio, rifiuti e teleriscaldamento);
- è stato allungato e cambiato il periodo per il quale si ha diritto ai CV: inizialmente era fissato in otto anni, poi è stato portato a 12 anni (d. lgs 3/4/2006 n. 152) e infine a 15 anni (l. 24/12/2007 n. 244);
- anche il periodo di validità per l'uso dei CV è stato modificato: inizialmente era fissato a un anno, poi è stato portato a tre anni (d. lgs 387/03, art. 20.7);
- secondo il Decreto Ministeriale dell'11 novembre 1999 il GRTN (ora GSE) poteva solo vendere CV emessi a proprio favore per gli impianti CIP 6 che ne avevano diritto o anche allo scoperto (con obbligo di riacquisto sul mercato nell'arco di un triennio). Il Decreto Ministeriale del 24 ottobre 2005 ha invece obbligato il GSE anche ad acquistare i CV scaduti al medesimo prezzo a cui li poteva vendere;
- il prezzo di vendita dei CV da parte del GSE era inizialmente fissato pari alla differenza tra il costo medio di acquisto e

- il ricavo per la vendita dell'elettricità da impianti CIP 6 aventi diritto ai CV; con la legge n. 244/07 (Finanziaria 2008) è diventato pari alla differenza tra 180 €/MWh e il prezzo medio orario di borsa nell'anno precedente (67,12 €/MWh per il 2007) (quindi il prezzo di vendita nel 2008 è 112,88 €/MWh);
- il prezzo di ritiro del GSE dei CV in scadenza nell'anno e invenduti dal 2006 in poi era (teoricamente) pari a quello di vendita dei CV da parte del GSE (art. 5.9 del DM 24/10/2005), mentre è ora pari al valor medio dei CV registrato sul mercato del GME nell'anno precedente (l. n. 244/07 e delibera AEEG ARG/elt 24/08).

Per giudicare il sistema dei CV occorre quindi far riferimento anche a tutte le disposizioni che ne disciplinano gli scambi e alla loro evoluzione. Se si esaminano con attenzione tali disposizioni, emerge con chiarezza che il sistema dei CV così come attuato in Italia ha fatto parte solo nominalmente della categoria dei sistemi quantitativi, almeno fino alla fine del 2007.

Se analizziamo il funzionamento teorico del mercato dei CV tra il 2002 e il 2005, possiamo osservare (Fig. 7) che la curva di domanda era fatta da una retta quasi verticale (corrispondente all'obbligo di consegna dei CV) mentre la curva di offerta era schematicamente composta da tre tratti rilevanti (Fig. 7).

Fig. 7 - Curva teorica di domanda e di offerta dei CV in Italia fino al 2005



Il primo tratto corrisponde all'offerta di CV da parte dei produttori di energia rinnovabile con impianti in esercizio a una certa data. Infatti, quando un impianto a fonte rinnovabile è costruito, finché il prezzo dell'energia elettrica supera il costo marginale di produzione – e questo accade praticamente sempre perché il costo di esercizio è generalmente molto basso – il suo proprietario ha interesse a farlo funzionare anche se il ricavo dalla vendita dei CV fosse nullo. Pertanto il prezzo nel primo tratto della curva di offerta è pari a zero in quanto il costo-opportunità degli impianti IAFR qualificati dal GSE è nullo. Il secondo tratto corrisponde all'offerta di CV da parte del GSE. Infatti il GSE può vendere solo a un prezzo prefissato, noto con buona approssimazione in anticipo. Il GSE diventa così lo *swing supplier* in quanto obbligato a vendere al prezzo risultante dal prezzo medio CIP 6 meno i ricavi da vendita di elettricità. Il terzo e ultimo tratto, infine, evidenzia che, quando è saturata l'offerta di terzi (IAFR) e del GSE, l'offerta totale diventa completamente rigida e conseguentemente la curva di offerta è verticale.

Il prezzo che si determina sul mercato dipende dal punto in cui la curva di domanda interseca la curva di offerta, ossia dal punto in cui la curva D di domanda di CV, che dipende dall'entità dell'obbligo, interseca la curva di offerta, che dipende dall'evoluzione dell'entrata in servizio di nuovi impianti e di fine del diritto a ricevere i CV dei vecchi impianti. Sicuramente all'inizio vi era il timore che l'offerta fosse insufficiente e che si cadesse nel caso a) di Fig. 7. Per scongiurare questa eventualità è stata introdotta la possibilità per il GSE (allora GRTN) di vendere certificati allo scoperto con l'obbligo di ricoprirsi entro tre anni. Ma si voleva evitare di cadere anche nel caso c) e per fare questo era previsto che la percentuale di obbligo venisse aumentata nel tempo (in modo da spostare verso destra la curva di domanda) e, già dal 2003, si è previsto di allungare il periodo di validità dei CV da uno a tre anni. In pratica, in modo consapevole o meno, il caso fortemente auspicato era quello intermedio (caso b).

In effetti, guardando a come sono andate le cose nella realtà, per un certo numero di anni (fino al 2005), il GSE è stato determinante per bilanciare il mercato (Tab. 2). Poiché però il GSE doveva vendere a un prezzo prestabilito, si può dire che il sistema italiano dei CV funzionava come un sistema di REFIT con la differenza che, rispetto al CIP 6, il prezzo non era completamente noto ex ante perché era dato dalla media ponderata degli incentivi che il GSE pagava all'energia prodotta dagli impianti a FER che erano entrati in funzione dopo il 1° aprile 1999.

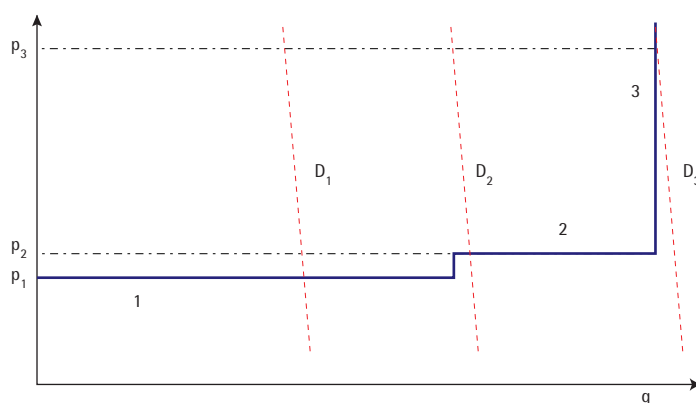
Tab. 2 - CV scambiati in borsa

Anno di contrattazione	Numero di CV scambiati	CV del GSE	CV di altri operatori
2003	47.696	47.460	236
2004	40.878	38.904	1.974
2005	22.820	19.894	2.926
2006	10.174	641	9.533

Fonte: GSE, Bollettino al 30 giugno 2007

Il fatto che, pur avendo un sistema di quote, si pensava a un sistema che garantisse un certo prezzo è confermato non solo dall'aumento delle quote d'obbligo (per scongiurare il caso c), ma anche dall'introduzione, alla fine del 2005 dell'obbligo per il GSE di ritirare i CV rimasti invenduti dopo la loro scadenza pagandoli allo stesso prezzo al quale li poteva vendere. Avendo questa possibilità, il costo-opportunità dei CV dei produttori IAFR non è più zero, perché tali produttori, se non vendono i CV sul mercato, possono comunque consegnarli al GSE e percepire il prezzo amministrato. L'unico problema è che devono aspettare che i CV scadano, e quindi tre anni. Come si vede in Fig. 8, il tratto 1 non corrisponde più a un prezzo pari a zero, ma a un prezzo solo leggermente inferiore a quello del GSE (tratto 2). La leggera differenza è ovviamente dovuta allo sconto sul prezzo di cessione del GSE per gli interessi che si perdono per la ritardata vendita.

Fig. 8 - Curva teorica di offerta con obbligo di ritiro dei CV invenduti da parte del GSE



Con la disposizione che "il gestore della rete è tenuto ad acquistare i CV in eccesso, limitatamente ai CV che hanno terminato il periodo di validità", introdotta nel 2005 quando era ormai all'orizzonte una situazione di eccesso di offerta, si è quindi cercato di garantire che il prezzo dei CV non crollasse ottenendo, come si è visto, il risultato di rafforzare la natura di REFIT del sistema di incentivazione effettivamente praticato. Più esattamente, dal 2006 il valore dei CV degli impianti IAFR è diventato (leggermente) diverso a seconda dell'anno di emissione e pari al valore atteso dei CV venduti dal GSE al momento della scadenza della loro validità scontato nel tempo (tali differenze sono trascurate in Fig. 8).

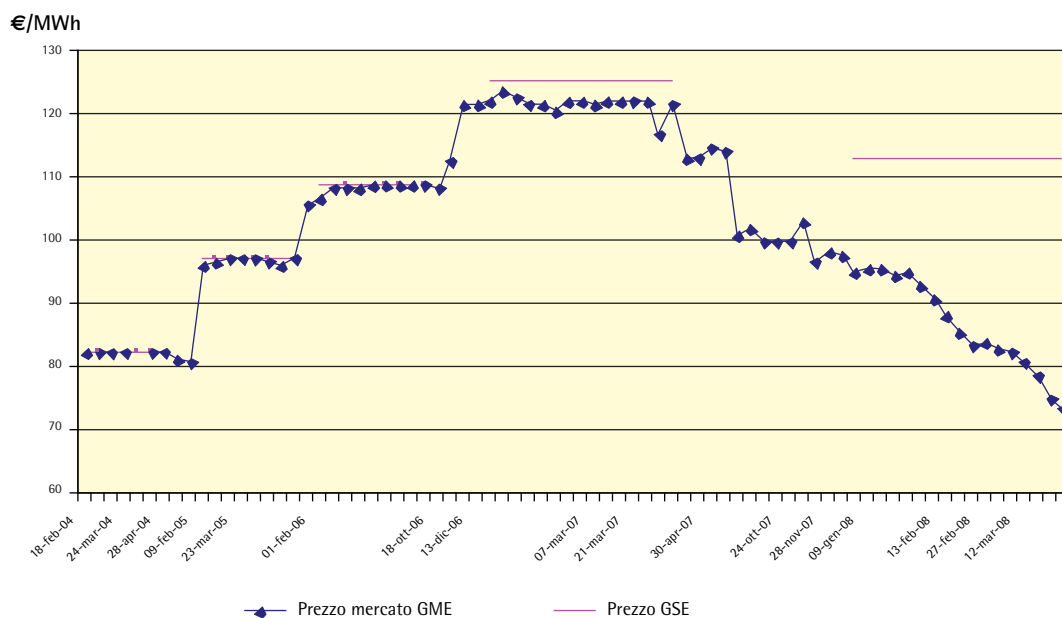
Con l'approvazione della Legge Finanziaria 2008 la situazione è nuovamente cambiata (da un punto di vista concettuale) in modo netto. Da un lato (art. 2 comma 148) si è voluto rafforzare il ruolo di REFIT stabilendo che il valore dei CV venduti dal GSE devono fare riferimento a un valore fisso (180 €/MWh) invece che alla media del valore dei suoi acquisti di energia da FER incentivata secondo le regole del CIP 6. Dall'altro, però, si è fissata una regola diversa per il valore di acquisto dei CV scaduti da parte del GSE (art. 2 comma 149). Se vi è eccesso di offerta di CV da IAFR (come accade dal 2007), il GSE è tenuto ad acquistare i CV in scadenza nell'anno al prezzo medio registrato sul mercato del GME nell'anno precedente. Il prezzo del GSE cessa perciò di esercitare il ruolo di prezzo di riferimento che aveva nel passato.

Con la nuova disciplina il rischio è quello di tornare alla situazione ante 2006 (quando cioè non c'era un paracadute dei prezzi verso il basso). La ragione è semplice. In situazione di eccesso di offerta i produttori sanno che alcuni di loro non riusciranno a vendere i propri CV sul mercato e che dovranno aspettare di consegnarli al GSE. Chi non è disposto ad aspettare (magari perché ha bisogno di quei fondi) cercherà di vendere a un prezzo certamente inferiore al prezzo di cessione del GSE, ma con uno sconto che potrebbe aumentare vertiginosamente. Se infatti il prezzo comincia a

cedere, anche chi è disposto ad aspettare sa che percepirà un prezzo più basso e quindi è spinto a vendere facendo ulteriormente scendere il prezzo. Lo sfasamento tra la scadenza dei CV e la conoscenza del loro valore di riferimento (i CV scadono effettivamente quando è già noto il valore di consegna al GSE) fa sì che il tempo teorico per portare il prezzo fino a zero sia di molti anni e quindi dà modo agli operatori di prendere le contromisure, ma è indubbio che questa tendenza non può del tutto essere arrestata se l'eccesso di offerta permane.

L'analisi teorica condotta sopra trova riscontro nell'evoluzione effettiva dei prezzi dei CV sul mercato del GME (Fig. 9).

Fig. 9 - Prezzo dei CV (al netto dell'IVA) sul mercato del GME e prezzo di vendita del GSE



Fonte: nostre elaborazioni su dati GME e GSE

Il mercato del CV in Italia è partito nel 2003 per la consegna dei CV riferiti alle immissioni in rete nel 2002. Come è noto, i CV per il rispetto dell'obbligo di un dato anno vanno consegnati al GSE entro il 31 marzo dell'anno successivo. È quindi comprensibile che gli scambi si svolgano soprattutto nei mesi a ridosso di tale scadenza. Nel primo anno i CV sono stati venduti quasi esclusivamente dal GSE. Per i quattro anni successivi (cioè fino al 31 marzo 2007), come emerge dalla Fig. 9, il prezzo dei CV scambiati in borsa è stato sostanzialmente uguale a quello del GSE. Quindi era come se esistesse un prezzo amministrato (REFIT), anche se c'era il mercato. A partire dall'aprile 2007, quando è iniziato lo scambio di permessi per consegna nel 2008, a fronte di un surplus di offerta crescente, i prezzi hanno cominciato a cedere anche a motivo dell'incertezza sulle nuove regole di mercato. Dopo l'approvazione della Finanziaria 2008, nella fase di intensificazione degli scambi e con le nuove regole ormai approvate, il movimento di discesa dei prezzi si è accelerato mostrando una forte dissociazione tra prezzo di vendita del GSE e quello del mercato del GME.

Conclusioni. Le lezioni sull'incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia: dalla teoria alla pratica

Possiamo riassumere le lezioni emerse dall'esame che abbiamo condotto nelle seguenti considerazioni finali.

La teoria ci suggerisce, quale regola generale, che bisogna innanzitutto definire chiaramente quali sono gli obiettivi che vogliamo perseguire, per adattare poi gli strumenti. È evidente che servono strumenti differenti se si intende sviluppare la tecnologia, piuttosto che accrescere l'offerta da una determinata fonte o invece se si vogliono limitare le emissioni di gas serra. In secondo luogo, la teoria ci segnala l'importanza della credibilità del decisore pubblico, ma anche il valore della flessibilità delle decisioni. Pertanto, poiché il sistema di incentivazione non può essere permanente, occorre prevedere sempre una via d'uscita (di solito limitando la validità del periodo degli incentivi e del programma) che coniughi credibilità e flessibilità. Infine bisogna tenere conto dei limiti nell'attuazione degli schemi teorici legati a conoscenza imperfetta, costi di transazione e comportamenti opportunistici.

Per quanto riguarda gli strumenti di incentivazione, abbiamo posto l'attenzione sulle *tre variabili* in gioco: i prezzi, le

quantità e gli incentivi totali erogati. Queste tre variabili sono collegate tra di loro da due relazioni. Esiste quindi *un solo grado di libertà* a disposizione del decisore pubblico: agendo su una variabile, si determinano le altre due. Occorre poi tenere presente che la decisione è presa in condizioni di incertezza evolutiva per quanto riguarda la curva di offerta, cioè il legame tra prezzo e quantità. Ciò comporta il rischio di allontanarsi non solo dall'ottimo sociale, ma anche da un risultato "accettabile" per le parti.

La politica delle quote, a fronte di curve di offerta rigide e incerte nel breve periodo, *rischia di portare a prezzi inaccettabili per una delle due parti* (produttori o consumatori). A sua volta, la politica del premio o del prezzo fisso di ritiro dell'elettricità, se non è supportata da una buona valutazione quantitativa dei benefici (a parte la motivazione tautologica di favorire lo sviluppo dell'offerta di rinnovabili), di fronte anche alle pressioni lobbistiche per allargare l'area delle fonti incentivate, *fa correre il rischio che l'incentivo totale da erogare finisca prima o poi per diventare un fardello difficilmente sopportabile*. I limiti dei due strumenti precedenti evidenziati dalla teoria dovrebbero portarci a un metodo di incentivazione del tipo TSS?

Purtroppo non esiste il metodo perfetto, ma dobbiamo scegliere il meno peggio tra sistemi imperfetti guardando a come funzionano in pratica. Come direbbe Coase (1964): "Avere come riferimento un sistema ottimale può suggerire modalità per migliorare il sistema, può fornire tecniche di analisi che altrimenti sarebbero andate perse e, in alcuni casi particolari, può andare lontano nel suggerire una soluzione. Tuttavia in generale la sua influenza è stata dannosa. (...) Finché non ci renderemo conto che stiamo scegliendo tra soluzioni sociali che possiedono tutte un certo grado di fallimento è improbabile che facciamo molta strada in avanti".

Raccogliendo il suggerimento di Coase e basandosi sull'osservazione dei fallimenti dei diversi strumenti di incentivazione possiamo tentare questi giudizi. Il metodo del TSS, alla luce dell'esperienza italiana e inglese (Mitchell 1996), ha presentato e presenta numerosi problemi legati soprattutto agli elevati costi fissi di ingresso per gli sviluppatori. Esso perciò scoraggia le iniziative di piccola dimensione che sono una delle caratteristiche delle fonti rinnovabili. In Italia vi è poi un secondo problema che aumenta i costi di transazione: la pubblica amministrazione non è probabilmente in grado di gestire una mole notevole di domande, di controllare le iniziative e di erogare in modo efficiente i contributi come richiesto da un sistema TSS basato su centinaia (o migliaia) di iniziative. Quindi il TSS sembra adatto solo quando si trattasse di fare un'asta per pochi grandi progetti.

Attualmente in Italia vige il sistema dei CV. Se si adotta questo sistema, come si è visto, si deve impedire che il valore dei CV diventi troppo basso e al limite vada a zero, pena la sollevazione di tutti quelli che hanno investito in impianti a fonti rinnovabili. Ma allo stesso tempo si deve impedire che il prezzo dei CV salga troppo, perché altrimenti si rischia l'insostenibilità del fardello per chi paga gli incentivi. Per evitare queste due situazioni inaccettabili, in Italia si sono introdotte alcune disposizioni specifiche: la possibilità di vendita allo scoperto e l'obbligo di acquisto di CV da parte del GSE. La rete di protezione verso il basso è stata però fortemente indebolita con la Legge Finanziaria 2008. Nel contempo, obbligando il GSE a fare da *"swing supplier"* a prezzo amministrato e adattando progressivamente la quantità dell'obbligo, il decisore pubblico ha trasformato il sistema di quantità con prezzo limitato in un sistema di prezzo con quantità "guidata". La teoria indica invece che, se si voleva limitare l'oscillazione di prezzo, si poteva passare a un sistema ibrido¹² basato sempre sulle quantità, ma con prezzo massimo e minimo predefinito. Anche riuscendo a evitare questi due scogli, rimane il fatto che un "vero" sistema dei CV ha il problema che, determinando un incentivo che è variabile nel tempo, rende più difficile le decisioni di investimento e la finanziabilità dei progetti.

È allora il caso di proporre un REFIT tipo CIP 6? Probabilmente è il sistema preferibile, anche se non è privo di difetti, soprattutto se sottoposto al combinato micidiale delle pressioni delle lobby e applicato in forma pura. In questo caso l'esperienza mostra che il rischio maggiore è che la quantità di energia incentivata sia eccessiva. Di conseguenza crescono troppo gli incentivi totali da pagare. Un sistema ibrido, che abbinò un prezzo fisso con quota massima di acquisto e prezzo decrescente nel tempo (come nel nuovo "conto energia"), sembra essere una buona soluzione.

In conclusione possiamo dire che l'analisi teorica ed empirica mostra che sia i sistemi REFIT (cioè di prezzo), sia i sistemi di quantità (tipo CV) applicati in forma pura (cioè senza considerare le altre due variabili, quantità o prezzo e incentivi totali) rischiano di sollevare gravi problemi. Nella realtà, in entrambi i casi si tende quindi a dar vita a sistemi ibridi che limitano la divergenza dei risultati rispetto alle aspettative con soluzioni che variano da Paese a Paese. Così è stato fatto anche in Italia. Per migliorare le decisioni politiche dal punto di vista del benessere sociale nel nostro Paese, occorre-

¹² Sui sistemi ibridi esiste ormai una vasta letteratura, ma il testo iniziale, ormai classico, è quello di Roberts e Spence (1976).

rebbe però maggiore consapevolezza teorica e un maggiore sforzo dedicato alla stima dei costi e dei benefici connessi alle politiche di sviluppo delle fonti rinnovabili.

Bibliografia

- Clò A. Goldoni G. (a cura di) (1989), *Il provvedimento CIP 15/89: obiettivi, contenuti, risposte*, Sintesi Editrice, Brescia.
- Coase R. (1964), "The regulated industries: discussion", *American Economic Review*, May, pp. 192-197.
- D'Angelo E., Percuoco A. (1989), "Un bilancio dei risultati conseguiti con la l. 308/82", in *Economia, Ambiente e Innovazione*, n. 6.
- De Paoli L., Lorenzoni A. (a cura di) (1999), *Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*, F. Angeli, Milano.
- GSE (2008), *Il nuovo conto energia*, Aprile, ed. n. 2. www.gse.it/com_esterne/Pubblicazioni/Documents/20080514_ContoEnergia2008.pdf
- Hepburn C. (2006), "Regulation by prices, quantities, or both: a review of instrument choice", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 22, n. 2, pp. 226-247.
- Mitchell C. (1996), "The UK's renewable non-fossil fuel obligation: results and lessons", *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1, pp. 45-77.
- Roberts M. J., Spence M. (1976), "Effluent charges and licences under uncertainty", *Journal of Public Economics*, 5, pp. 193-208.
- Sanstad A.H., Howarth R.B. (1994), *Consumer Rationality and Energy Efficiency*, Lawrence Berkeley Laboratories, University of California, Berkeley.
- Stern N. (2007), *The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press.
- Weitzman M.L. (1974), "Prices vs. Quantities", *Review of Economics Studies*, vol. 41, n. 4 (Oct 1974), pp. 477-491.

I MECCANISMI DEI CERTIFICATI BIANCHI: ESEMPI DI IMPLEMENTAZIONE NELL'UNIONE EUROPEA E INTERAZIONI CON ALTRI STRUMENTI DI POLITICA ENERGETICA

Nicola Labanca - Politecnico di Milano e coordinatore dell'EuroWhiteCert Project

Il progetto europeo EuroWhiteCert, finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del programma Intelligent Energy Europe, si è proposto un'analisi dei sistemi di certificazione dei risparmi energetici (certificati bianchi) attualmente esistenti, con particolare attenzione alle interazioni o possibilità di integrazione con gli altri sistemi di certificazione a oggi in essere. Dopo una breve rassegna dei sistemi di certificazione vigenti, mi concentrerò sulle interazioni con gli altri strumenti per l'efficienza energetica, per illustrare poi il risultato di un esperimento condotto per verificare la fattibilità e la desiderabilità di un sistema di certificati che coinvolga più Paesi europei. Infine, analizzerò quello che ho chiamato il "to trade or not to trade dilemma", cercando di mettere l'evidenza, in base ai risultati ottenuti, su quale possa essere l'effettivo contributo del trading al buon funzionamento dei meccanismi di certificazione dei risparmi energetici.

Tra gli obiettivi del progetto EuroWhiteCert possiamo individuare l'analisi dei potenziali vantaggi degli schemi di certificazione (siano questi certificati per il risparmio energetico, per la produzione di energia da fonti rinnovabili, per la riduzione di emissioni clima-alteranti), la realizzazione di un'azione pilota per valutare la fattibilità e la desiderabilità di un meccanismo europeo di scambio di certificati bianchi e la formulazione di raccomandazioni ai policy maker per un'appropriata valutazione, progettazione e implementazione di uno schema di certificazione dei risparmi energetici. Al progetto hanno partecipato 13 Paesi europei con il coinvolgimento di 15 istituti di ricerca¹³.

I risultati dell'analisi dei sistemi attualmente esistenti

Alla luce delle esperienze esistenti è stata svolta un'analisi dei sistemi attualmente in essere volta a indagare quali siano i motivi che conducono all'implementazione di un meccanismo di certificati bianchi, quali siano le principali caratteristiche di questi sistemi, come vengano monitorati e verificati i risparmi conseguiti, quali siano i costi di transazione associati alle diverse attività che di tali sistemi consentono il funzionamento.

Dai risultati ottenuti è possibile osservare che, nei Paesi dove vige un sistema di scambio dei certificati bianchi, le motivazioni addotte dai responsabili della sua realizzazione riguardano soprattutto una supposta maggiore efficienza economica nel raggiungimento di determinati obiettivi di risparmio energetico rispetto ad altri strumenti per la promozione dell'efficienza energetica.

I certificati bianchi creano incentivi per un finanziamento all'efficienza energetica da parte di privati, come le ESCO e, rispetto ad altri strumenti di policy, dovrebbero consentire di risparmiare denaro pubblico (pensiamo, ad esempio, a quello che succede nel momento in cui debbono essere realizzati dei sistemi di incentivazione economica con dei sussidi per l'efficienza energetica). Se li confrontiamo con un sistema di tassazione dei consumi, i certificati bianchi dovrebbero presentare il vantaggio di non distorcere i prezzi tra i diversi settori energetici. I certificati bianchi, in linea di principio, sono inoltre caratterizzati da costi di transazione più bassi, ad esempio rispetto a quelli che si devono affrontare con l'introduzione di standard minimi sulle prestazioni energetiche di determinate tecnologie; infine dovrebbero essere più consistenti con un mercato energetico liberalizzato.

Nella pratica, tuttavia, la nostra analisi ci ha permesso di verificare che valutazioni ex ante precise e dettagliate sul valore aggiunto dei sistemi di certificati bianchi non sono quasi mai realizzate; con l'eccezione, essenzialmente, del sistema attualmente in funzione in Gran Bretagna.

Nel panorama europeo, le esperienze esistenti in tema di certificati bianchi o di sistemi molto simili a quello dei certificati bianchi riguardano la Danimarca, la Francia, la Gran Bretagna, l'Italia e le Fiandre. Attraverso questi sistemi solitamente ci si pone un obiettivo di risparmio che varia tra lo 0,5 e il 2% della domanda annua di energia.

¹³ Hanno partecipato al progetto: Politecnico di Milano, Dipartimento di Energetica (eERG) – IT (coordinator); Energy for Sustainable Development Ltd (ESD) – UK; Ecofys b.v. – NL; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) – DE; The Government Institute for Economic Research (VATT) – FI; Lund Universitet (ULUND) – SE; ARMINES – FR; Center for Energy Efficiency (EnEffect) – BG; Centre for Renewable Energy Sources (CRES) – GR; ISR-University of Coimbra (ISR-UC) – PT; Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency (A.E.A) – AT; Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici (APAT) – IT; Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) – FR; Central European University (CEU) – HU; ESD Bulgaria Ltd – BG.

Fig. 1 - Esperienze europee

Country	Target and period	% of annual demand
Denmark	7.5 PJ/yr in 2006-13	1.7% (end year)
France	194 PJ total in 2006-08	1% (average)
Great Britain	468 PJ total in 2005-08	1% (average)
Italy	230 PJ total in 2005-09	0.5% (average)
Flander	5.43 PJ total in 2003-05	2% (average)

1 PJ = 3,6 TWh = 3,6*10⁹ KWh

Nella nostra analisi ci siamo concentrati sul caso di Gran Bretagna, Italia e Francia.

Mentre per Gran Bretagna e Italia è innegabile che i risultati attualmente ottenuti siano visibilmente positivi, per la Francia esistono perplessità, sebbene, soltanto a fine 2009, sarà possibile stabilire se gli obiettivi preposti saranno effettivamente raggiunti. Comunque sia, la prima cosa che balza agli occhi è la forte eterogeneità tra i diversi sistemi, che riguarda tutte le variabili di rilievo da definirsi al momento dell'implementazione: unità di misura dei risparmi energetici, attori soggetti agli obblighi di risparmio e attori ammessi a partecipare, settori energetici interessati, metodologie di misura e di verifica dei risparmi.

Tab. 1 - Confronto Paesi

Country	Great Britain	Italy	France
<i>Starting date of scheme</i>	<i>April 2002</i>	<i>January 2005</i>	<i>July 2006</i>
Energy saving target	The first phase of the EEC (April 2002-March 2005) involved a target of 62 TWh (fuel standardised). EEC phase 2 runs from April 2005 to March 2008 and entails an overall energy saving target of 130 TWh (lifetime cumulated and 3.5% discounted savings)	At the end of the first five years of the scheme (2005-2009), annual primary energy savings should be equal to 5,8 millions toe (lifetime cumulated and not discounted), equivalent to approximately 45 TWh	54 TWh of final energy for the first three years (2006-2009, cumulated over the lifetime of the actions and 4% discounted)
Obligated parties	Gas and electricity suppliers	Electricity and gas grid distribution companies	Energy suppliers delivering electricity, gas, domestic fuel (not for transport), cooling and heating for stationary applications
Sectors covered	Sectors sector only	Projects can be realised in all energy end-use sectors (plus intermediate uses in the gas sector), but at least 50% of savings should be achieved via a reduction of electricity and gas end-uses	All, including transport, that are not already covered by the EU ETS
Eligible participating parties	Gas and electricity suppliers only can achieve accredited savings	Only gas and electricity grid companies or ESCos can get certificates	Any economic actor can undertake energy saving actions and get certificates

In Francia l'obiettivo di risparmio viene espresso in termini di energia finale; in Italia in termini di energia primaria; in Gran Bretagna si sono inventati un'unità standardizzata che tiene conto del contenuto di carbonio delle diverse forme di energia risparmiata (la chiamano *fuel standardized unit of measure*).

Forti eterogeneità anche per gli attori obbligati a realizzare risparmi: in Italia, sono i distributori di gas e di elettricità, invece in Francia e in Gran Bretagna sono i venditori di energia. Relativamente ai settori interessati: in Gran Bretagna esclusivamente il settore residenziale, in Francia e in Italia i risparmi ammissibili possono essere realizzati in tutti i settori (incluso il settore dei trasporti)¹⁴.

¹⁴ In verità la normativa francese stabilisce esplicitamente che debbano essere esclusi i settori non direttamente interessati dalla Direttiva EU-ETS sull'Emissions Trading.

Una forte eterogeneità si manifesta anche per le metodologie di misura e di verifica dei risparmi energetici adottate nei tre Paesi.

Essenzialmente, in Gran Bretagna e in Francia è dominante una logica ex ante per la valutazione dei risparmi energetici, mentre in Italia è presente una maggiore flessibilità, nel senso che sono previste tre diverse tipologie di approccio: un approccio ex ante, per cui i risparmi sono valutati prima che gli interventi siano realizzati; un approccio intermedio, per cui i risparmi ottenuti sono valutati attraverso formule che dipendono da parametri che poi vengono misurati; e infine un approccio a consultivo di monitoraggio.

In generale, è stata riscontrata una consistente preferenza per la metodologia ex ante, sebbene in Italia già nell'ultimo anno stia crescendo anche l'ammontare di risparmio che viene misurato a consuntivo.

In sintesi, l'analisi ha mostrato un panorama fortemente eterogeneo nei tre Paesi, sia per quanto riguarda l'approccio adottato (approccio ex ante, ex post o misto), sia per l'unità di misura impiegata per misurare i risparmi, ma anche per il criterio con cui si definisce l'addizionalità dei risparmi conseguiti.

Il progetto ha poi analizzato i costi di transazione che possono essere associati al ciclo di vita di un certificato bianco, concentrandosi in particolare sulle fasi di pianificazione degli interventi, di implementazione, di misura e verifica dei risparmi conseguiti.

Dall'analisi è emerso che i costi di transazione possono variare dal 10 al 40% dei costi totali di investimento (secondo un rapporto di proporzionalità inversa rispetto alle dimensioni dei progetti implementati), e soprattutto è stato riscontrato che buona parte di questi costi di transazione (il 5-20% dei costi totali di investimento) possono dipendere dalle attività svolte per cercare informazioni circa gli utenti disponibili a realizzare interventi per l'efficienza energetica.

Per quanto concerne lo scambio di certificati, senza addentrarmi in modo particolareggiato sull'andamento del mercato italiano, posso anticipare che rispetto agli esempi finora osservati, l'Italia si contraddistingue per un'attività di scambio molto intensa: circa il 99,95% dell'obiettivo di risparmio totale per gli anni 2005-2006 è stato ottenuto attraverso certificati scambiati o sul mercato o attraverso transazioni bilaterali.

La Gran Bretagna invece non prevede attività di trading, nel senso che manca un mercato riconosciuto, anche se il fenomeno esiste e ha dimensioni circoscritte. Alcuni attori obbligati hanno infatti deciso di far realizzare le misure ad altri attori e poi pagare per il lavoro sostenuto; in questi casi, la tendenza prevalente è stata quella di realizzare gli interventi presso i propri clienti, sia per rafforzare la relazione cliente-fornitore di energia, sia per la scarsa variazione nei costi di implementazione tra i diversi attori obbligati.

Interazione dei sistemi di certificazione con altri strumenti di policy

Le interazioni dei sistemi di certificazione con altri possibili strumenti di policy sono state studiate distinguendo tra interazioni con il sistema di Emissions Trading (EU-ETS), con i sistemi di certificati verdi e con i restanti strumenti per il risparmio energetico.

Dall'analisi in nostro possesso appare subito evidente che le interazioni del sistema dei certificati bianchi con l'Emissions Trading sono limitate, poiché i due sistemi si rivolgono a settori differenti: usi finali dell'energia i primi, industria pesante e della generazione di energia la seconda.

Per quanto riguarda invece il sistema dei certificati verdi, una nota di attenzione è stata formulata rispetto al fatto che gli obiettivi di generazione da fonti rinnovabili sono generalmente espressi in termini percentuali rispetto alla domanda complessiva di energia di un Paese, il che significa che è indicata una quota percentuale della domanda complessiva di energia che deve essere completamente generata attraverso fonti rinnovabili. Quando questo si verifica la riduzione nella domanda di energia dovuta al meccanismo dei certificati bianchi può infatti determinare una riduzione della quantità di energia che deve essere prodotta da fonti rinnovabili. È un'interazione abbastanza limitata quando gli obiettivi di risparmio sono bassi, ma è destinata a crescere quando e se gli obiettivi vengono eventualmente incrementati.

Un'interessante interazione esiste rispetto alla Direttiva europea sulle prestazioni energetiche degli edifici, laddove viene introdotto un sistema di certificazione. I sistemi di certificazione possono costituire infatti una base interessante per un meccanismo di certificati bianchi proprio perché consentono ai soggetti obbligati e non obbligati che vogliono implementare misure per l'efficienza energetica di avere una fonte di informazioni diretta e quindi a basso costo su dove è possibile intervenire e su quanti risparmi è possibile realizzare e agli utenti finali di sfruttare l'incentivo economico derivante dalla possibile emissione di certificati bianchi per realizzare un intervento di risparmio energetico sul proprio edificio (tutto ciò almeno in linea di principio).

In generale, sulla base degli studi condotti, raccomandiamo, almeno in questa fase, di tenere nettamente separati i sistemi dei certificati bianchi da altri sistemi di certificazione, come i sistemi di certificati verdi e l'Emissions Trading. Sebbene eventuali integrazioni e commistioni possano contribuire ad aumentare la liquidità e la stabilità di un possibile mercato complessivo, i tre sistemi sono concettualmente diversi e hanno campi di applicazione differenti. Per il momento si profila solo un verosimile rischio di doppi conteggi che potrebbe inficiare il funzionamento di un potenziale sistema misto, senza considerare la complessità aggiuntiva correlata all'integrazione in sé.

Nell'ambito del progetto EuroWhiteCert è stato inoltre realizzato un confronto tra le prestazioni dei certificati bianchi e dei sistemi di tassazione sull'energia consumata, in particolare per i casi della Finlandia e dei Paesi Bassi. Si è partiti dal presupposto, tipico di queste realtà, che l'ammontare recepito dallo Stato attraverso le tasse sia poi ridistribuito agli utenti finali attraverso misure di riduzione fiscale o meccanismi di distribuzione diretta. Il progetto ha dimostrato che un sistema di certificati bianchi può essere più efficiente di un sistema di tasse sui consumi energetici, perché consente di avere uno spettro di misure da considerare che è tanto più ampio quanto più ampio è l'obiettivo di risparmio. Una simile flessibilità, per cui i soggetti obbligati possono decidere qual è la soluzione più economica da implementare, dà un valore aggiunto al meccanismo dei certificati bianchi rispetto a un sistema di tassazione, soprattutto nel momento in cui gli obiettivi di risparmio sono sufficientemente alti.

L'azione pilota del progetto EuroWhiteCert

L'azione pilota condotta nell'ambito del progetto EuroWhiteCert ha portato alla creazione di un database di 50 progetti sull'efficienza energetica, sulla base del quale è stato possibile fare un confronto tra le diverse metodologie utilizzate per la misura e la verifica dei risparmi energetici, identificando anche il potenziale di risparmio in diversi settori nei Paesi dell'Unione Europea. Successivamente sono state analizzate le effettive possibilità di aumentare la domanda di certificati bianchi e si è realizzata una simulazione vera e propria, in cui attori reali sono stati coinvolti in un possibile mercato europeo di certificati. Gli attori coinvolti sono stati distributori di energia elettrica provenienti da diversi Paesi dell'Unione Europea¹⁵.

L'azione pilota ha messo in evidenza la forte eterogeneità che contraddistingue i diversi Paesi. È quindi emerso come sia indispensabile, nel caso si volesse pensare a un sistema comune europeo, individuare un'unica unità di misura per i risparmi energetici, che preferibilmente consideri l'energia finale risparmiata e, dati i costi collegati alla misura e valutazione dei risparmi, un principio di valutazione dei risparmi che sia essenzialmente ex ante. Da non dimenticare, infine, l'importanza di adottare una comune definizione dell'addizionalità delle misure implementate.

L'azione pilota condotta è consistita, fra le altre cose, nella realizzazione di una serie di interviste rivolte agli attori di diversi Paesi europei¹⁶ tipicamente coinvolti in un mercato di certificati bianchi con lo scopo di valutare la fattibilità e la desiderabilità di un sistema europeo di certificati, di ottenere un diretto coinvolgimento di questi attori nella progettazione del mercato europeo simulato. Anche in questa fase è emersa una forte eterogeneità fra i diversi Paesi derivante da una diversa esperienza sugli strumenti di mercato indirizzati all'efficienza energetica e dalle diverse priorità esistenti circa i settori energetici su cui intervenire. Ad esempio, mentre tutti gli intervistati si sono mostrati d'accordo nell'individuare il settore residenziale come l'ambito principale d'intervento di un meccanismo dei certificati bianchi, minor assenso è stato registrato per i settori del trasporto e dell'industria non coperti dall'Emissions Trading.

Sembra inoltre abbastanza improbabile che si possa aumentare la domanda di certificati stabilendo degli obblighi di risparmio per gli utilizzatori di grandi quantità di energia, come, ad esempio, le piccole-medie imprese, gli enti locali ecc. Un ulteriore aspetto estremamente importante riguarda la definizione di regole in merito ai property right. Chi sono i proprietari dei certificati? Chi ha diritto a essere riconosciuto come proprietario di un certificato? L'utente che realizza l'intervento o la ESCO che va dall'utente e propone l'intervento? Si tratta di elementi regolamentati in maniera molto differente nei diversi Paesi considerati.

Infine, nel corso delle interviste è emersa una certa opposizione rispetto alla possibilità di un commercio internazionale dei certificati bianchi: molti hanno sostenuto che scambiare certificati a livello internazionale porterebbe via i benefici locali legati alla realizzazione di interventi per l'efficienza energetica, quali, ad esempio, la riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia, la creazione di nuovi posti di lavoro ecc.

Come già menzionato l'azione pilota è consistita, tra le altre cose, nella realizzazione di una serie di simulazioni di un

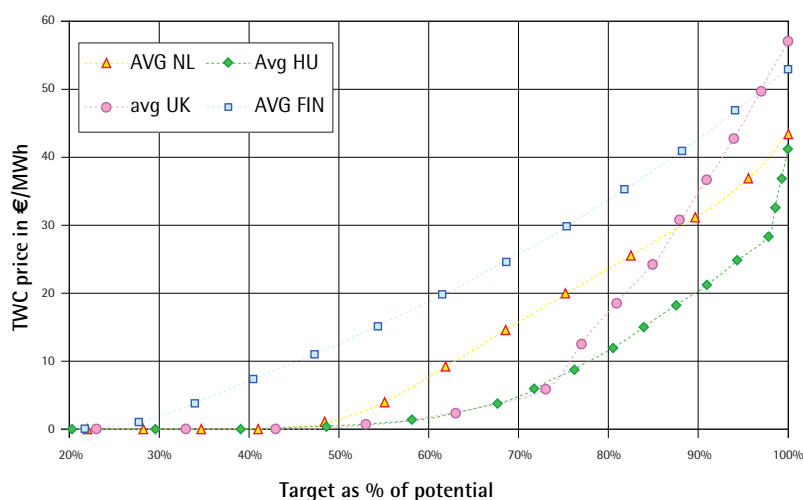
¹⁵ I Paesi interessati dalla simulazione sono stati: Francia, Italia, Gran Bretagna, Olanda, Portogallo, Austria, Bulgaria, Ungheria, Romania e Finlandia.

¹⁶ I Paesi interessati dalle interviste sono stati: Gran Bretagna, Francia, Italia, Germania, Austria, Finlandia, Portogallo, Ungheria e Bulgaria.

mercato europeo¹⁷. A questo scopo sono stati individuati una serie di "giocatori", che rappresentavano distributori di energia, a cui sono stati assegnati degli obiettivi di risparmio e si sono proposte loro diverse configurazioni di mercato. Si è proposto dapprima un mercato fatto esclusivamente di contrattazioni bilaterali (mercato OTC) e poi un mercato completamente anonimo (mercato spot), molto simile a quello esistente in Italia¹⁸.

L'esperimento ha messo in luce uno scarso interesse verso lo scambio di certificati a livello internazionale: la maggior parte degli attori coinvolti ha infatti preferito realizzare gli interventi presso i loro clienti anziché scambiare certificati. Un'ulteriore fase del progetto EuroWhiteCert ha riguardato la valutazione macroeconomica del potenziale di risparmio raggiungibile attraverso un sistema europeo di certificati bianchi. Da questa valutazione è emersa la possibilità di realizzare risparmi aggiuntivi per un ammontare circa di 120 TWh all'anno¹⁹, nel momento in cui l'obiettivo di risparmio è fissato almeno all'85% dei potenziali di risparmio esistenti. Un punto molto interessante, che credo debba essere considerato con attenzione, è rappresentato sinteticamente dal seguente grafico.

Fig. 2 - Variazione prezzi/obiettivi



Fonte: EWC report produced under WP4.4 by Adriaan Perrels, VATT

Il grafico mostra i risultati dell'analisi sulla variazione teorica dei prezzi dei certificati in funzione dell'obiettivo di risparmio. Il calcolo mette in evidenza che se si vuole far emergere sul mercato un prezzo positivo dei certificati bianchi, l'obiettivo di risparmio deve essere fissato a valori almeno pari al 60% del potenziale di risparmio. È estremamente importante tenere conto di un simile risultato, perché se l'obiettivo di risparmio è basso, non vale proprio la pena di mettere in piedi un sistema di scambio di certificati.

Il "to trade or not to trade? dilemma"

Si ritiene comunemente che il valore aggiunto dei certificati bianchi derivi dalla possibilità di scambiare certificati su un mercato.

In realtà finora l'evidenza pratica e reale del valore aggiunto dato dalla possibilità di scambio di certificati è piuttosto limitata, e riguarda per lo più l'Italia. In Gran Bretagna, dove non c'è stato trading, i risultati sono stati comunque ottimi e gli obiettivi di risparmio sono stati ampiamente superati dagli stessi attori obbligati, i quali hanno preferito fare affidamento su una politica che si basasse sulla possibilità di mantenere e intensificare legami con i loro clienti e di sfruttare le possibilità del nuovo mercato dell'efficienza energetica. Questa tendenza è in qualche modo confermata anche dalle simulazioni realizzate durante l'azione pilota.

Più in generale bisogna fare attenzione al fatto che oltre al trading, un meccanismo di certificati bianchi, offre tutta

¹⁷ All'esperimento hanno partecipato i seguenti Stati: Austria, Bulgaria, Finlandia, Germania, Italia e Portogallo.

¹⁸ Gli obiettivi di risparmio sono stati stabiliti sulla base di un'analisi dei potenziali di risparmio energetico esistenti nei diversi Paesi partecipanti alle simulazioni.

¹⁹ I risparmi sono stati stimati in termini di energia finale.

una serie di altre flexibility che possono essere sfruttate da chi disegna il meccanismo per raggiungere efficacemente determinati obiettivi di risparmio. Queste flexibility sono determinate, ad esempio, dalla possibilità di selezionare gli interventi che possono essere considerati per il raggiungimento degli obiettivi, dalla possibilità di selezionare i settori energetici da includersi nel meccanismo, dalla possibilità di istituire la bancabilità dei certificati nei diversi periodi di obbligo previsti, dalla possibilità di coinvolgere attori non obbligati (quali, ad esempio, le ESCO) nel meccanismo.

Riassumendo, definire obiettivi di risparmio ambiziosi ma raggiungibili e fare leva su tutte queste flessibilità, può rivelarsi una strategia molto buona per garantire l'efficacia di un meccanismo di certificati bianchi. Non bisogna infatti dimenticare che quello che più conta in un meccanismo di certificati bianchi non è la possibilità di scambiare certificati, ma la possibilità di disegnare un meccanismo che consenta di raggiungere obiettivi di risparmio ambiziosi secondo modalità verificabili con sufficiente accuratezza e che risultino economicamente efficienti.

Alcune conclusioni

- La prima evidente conclusione che si può dedurre dal nostro lavoro d'analisi è che non è possibile trarre conclusioni che non siano country o context-specific: la realtà di ogni Paese è diversa e non si può dire quale sia in assoluto la migliore modalità di implementazione di un meccanismo di certificati bianchi.
- Un requisito importante è l'informazione: tutti gli attori coinvolti in un meccanismo di certificati bianchi devono essere informati dell'esistenza del meccanismo e delle opportunità che esso offre. Può sembrare banale ma questo principio non è sempre osservato, mentre è di importanza fondamentale.
- Per quanto riguarda la misura e la verifica dei risparmi, un approccio ex ante alla misura dei risparmi sembra da preferirsi.
- Il trading dei certificati è certamente una componente importante ma non è l'obiettivo di per sé del meccanismo dei certificati bianchi.

Rispetto alle interazioni di questi sistemi con altri strumenti di policy, gli studi da noi condotti restano a un livello ancora teorico, mancano dati sperimentali e sarebbe opportuno fare un ulteriore lavoro in questa direzione.

In ogni caso è fondamentale stabilire obiettivi di risparmio ambiziosi che possano essere raggiunti gradualmente e allo stesso tempo siano realistici. Solo in questo modo può esistere la possibilità che le prestazioni dei certificati bianchi siano superiori a quelle di altri strumenti di policy.

Bibliografia

- Adnot J. et al., *Creation of a database of supply of certified projects (modelling the offer side)*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=WP4.2%20Modelling%20the%20offer%20side.pdf>
- Adnot J. et al., *Draft of a guide for the emission of white certificates common to various EU countries*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=WP4.1%20Guidelines%20on%20Measurement%20and%20verification.pdf>
- Adnot J. et al., *Supply side: measurement and verification of energy efficiency projects*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=Measurement%20and%20verification.pdf>
- Adnot J., Rezessy S. et al., *Demand side: identifying alternative market participant types and structuring the demand side*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=WP4-3%20Structuring%20the%20demand%20side.pdf>
- Child R., Masero S., *Analysis of the possibility and desirability of white certificate schemes in at least three countries*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=22%20Possibility%20and%20desiderability%20of%20WhCs.pdf>
- Gaudioso D., *White Certificate Schemes and European Emissions Trading System*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=13%20Report%20on%20white%20certificates%20and%20EU-ETS%20-%20Final.pdf>
- Langniß O., Klink J., *White Certificate Schemes and (National) Green Certificate Schemes*, rapporto di analisi prodotto per

la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, [http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=15\)%20White%20Certificate%20Schemes%20and%20Green%20Certificate%20Schemesdl.php.pdf](http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=15)%20White%20Certificate%20Schemes%20and%20Green%20Certificate%20Schemesdl.php.pdf)

Mundaca L., Neij L., *Exploring Transaction Costs under the "Free-of-Charge Energy Audit" Programme in Denmark*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=WP4-4%20Transaction%20costs%20under%20FCEA.pdf>

Mundaca L., Neij L., *Policy recommendations for the assessment, implementation and operation of TWC schemes*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2007, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=WP5%20report%20-FINAL.pdf>

Mundaca L., Neij L., *Transaction costs of energy efficiency projects: A review of quantitative estimations*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=Final%20report%20on%20transaction%20costs.pdf>

Perrels A., Oranen A., Rajala R., *White Certificates & interactions with other policy instrument*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, [http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=17\)%20White%20Certificates%20and%20Interactions%20with%20Other%20Policy%20Instruments.pdf](http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=17)%20White%20Certificates%20and%20Interactions%20with%20Other%20Policy%20Instruments.pdf)

Perrels A., Tuovinen T., *Assessing the overall market potential of Tradable White Certificates in EU member countries*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=Market%20potential%20of%20TWCs.pdf>

Voogt M., Luttmer M., De Visser E., *Review and analysis of national and regional certificate schemes*, rapporto di analisi prodotto per la Commissione Europea nell'ambito del progetto EuroWhiteCert, 2006, <http://www.ewc.polimi.it/dl.php?file=Report%20on%20certificate%20trading%20schemes.pdf>

CRITICITÀ DELL'ATTUALE MECCANISMO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA

Marcella Pavan - Responsabile Gestione e controllo della domanda di energia - Autorità per l'energia elettrica e il gas

La presentazione relativa alle criticità dell'attuale meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) che andrò a sviluppare è prevalentemente impostata su considerazioni di carattere qualitativo, con pochi numeri per i quali rimando alle pubblicazioni annuali disponibili sul sito dell'Autorità, in particolare ai primi due rapporti annuali sull'evoluzione del meccanismo rilasciati l'ottobre dell'anno scorso e dell'anno precedente.

Il meccanismo dei TEE si sta avvicinando alla conclusione del suo terzo anno di funzionamento.

L'ultimo anno si è rivelato un periodo importante in quanto ha consentito di verificare tendenze evolutive del sistema e di consolidare alcune chiavi di lettura di queste stesse tendenze evolutive, sulla cui base è stato attuato un certo numero di interventi di natura correttiva o di aggiornamento, sia sul fronte legislativo sia sul fronte regolatorio, a partire dalla seconda metà dell'anno scorso (dopo giugno 2007).

Nel primo biennio di attuazione, il meccanismo ha evidenziato risultati complessivamente positivi soprattutto se si tiene conto della sua natura innovativa e della sua struttura estremamente complessa.

Alcuni dati:

- 898.366 tep certificati al 31 maggio 2007 a fronte di un obiettivo per il biennio di 467.669 tep (circa 78% a certificazione di riduzione di consumi elettrici, 18% negli usi di gas naturale e 4% negli usi di altre forme di energia);
- tre TEE su quattro sono stati emessi a favore di società di servizi energetici.

Fig. 1 - Andamento TEE

Tipologia di soggetto	Percentuale di TEE certificati rispetto al totale
Distributori elettrici obbligati	12%
Distributori gas obbligati	10%
Distributori non obbligati	2%
Società di servizi energetici (SSE)	76%
Totale complessivo	100%

Nel primo biennio, quindi, i risparmi certificati dall'Autorità per l'energia hanno costituito circa il doppio degli obiettivi assegnati a distributori obbligati e circa i tre quarti dei titoli emessi sono stati emessi a favore di società di servizi energetici, quindi a fornitori di servizi energetici.

Si tratta di un importante indicatore quantitativo del graduale sviluppo di questo settore e nello stesso tempo del potenziale di riduzione e di contenimento dei costi connessi al raggiungimento degli obiettivi individuati dal legislatore, proprio attraverso lo sfruttamento del mercato che ha come prerogativa e come ragione prima di esistere quella di sfruttare i differenziali di costo corrispondenti a diverse opzioni di intervento per individuare gli interventi relativamente più costo-efficaci.

Se si guarda l'indicatore più immediato di beneficio economico diretto del sistema, cioè il costo energetico evitato dai consumatori finali, si nota che questa spesa energetica evitata è stata molto superiore al contributo tariffario erogato per unità di energia risparmiata dall'Autorità ai distributori obbligati. Nel caso degli utenti del settore domestico il rapporto va dalle sei alle 12 volte, a seconda del tipo di intervento e quindi del tipo di combustibile risparmiato.

Infine il sistema ha indubbiamente contribuito alla crescita del numero di iniziative di informazione e sensibilizzazione dei consumatori finali sul tema dell'uso razionale dell'energia, che è evidentemente la base per qualsiasi processo di trasformazione del mercato, dei prodotti e dei servizi energetici.

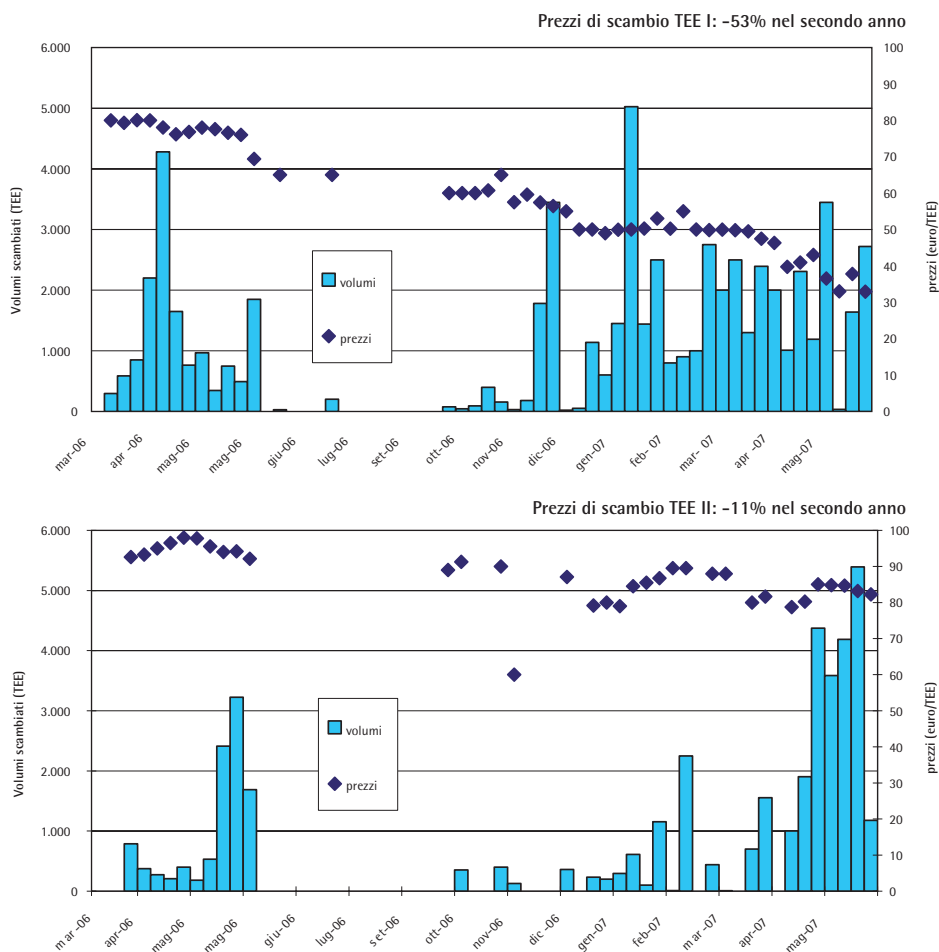
Le principali criticità al termine del primo biennio di attuazione (2005-2006)

Accanto a questi elementi positivi, nel biennio 2005-2006 il meccanismo aveva già iniziato a segnalare alcune criticità; ne individuerò tre fondamentali che sono state anche oggetto di segnalazione da parte dell'Autorità, nei vari documenti pubblicati e in una specifica segnalazione al governo alla fine dello scorso anno.

La prima di queste criticità, e quella più evidente (soprattutto nel secondo anno di attuazione), è stata la *graduale ridu-*

zione del valore di mercato dei TEE. I due grafici seguenti, riferiti ai titoli elettrici e ai titoli gas, mostrano l'andamento registrato sul mercato organizzato e gestito dal GME.

Fig. 2 - Prezzi di scambio TEE



Le analisi condotte dai nostri uffici hanno confermato questa tendenza alla riduzione dei prezzi di scambio, seppur in misura meno marcata, anche sul fronte dei contratti bilaterali, dove la misura meno marcata dipende fondamentale- mente dall'utilizzo della contrattazione bilaterale anche come strumento di gestione del rischio prezzo, quindi attra- verso la conclusione di contratti pluriennali.

Questo tipo di andamento ha rappresentato un segnale di criticità sotto due punti di vista: in primo luogo perché il prezzo dei titoli altro non è, in un simile meccanismo, che l'incentivo allo sviluppo di nuovi interventi di risparmio energetico; e in secondo luogo, perché a fronte di un contributo tariffario, che nei primi due anni di attuazione è stato pari a 100 €/tep, i valori evidenziati in questi grafici segnalano il rischio di un uso non efficiente delle risorse prelevate dalle tariffe elettriche e del gas pagate da tutti i consumatori. Stiamo parlando del rischio del formarsi di posizioni di rendita da parte dei distributori soggetti agli obblighi di risparmio energetico, che per ogni titolo consegnato ai fini della verifica di conseguimento dei loro obblighi ricevevano 100 euro per ogni tep e pagavano un valore inferiore.

Il secondo elemento di criticità è costituito dalle *caratteristiche del meccanismo sanzionatorio*, disciplinato nei de- creti ministeriali del luglio 2004. Il meccanismo prevedeva, nel caso di inadempienza agli obiettivi, l'erogazione da parte dell'Autorità di sanzioni proporzionali e comunque superiori agli investimenti necessari per compensare queste inadempienze, ed era basato su un meccanismo di benchmarking, quindi di valutazione non solo dell'inadempienza in termini assoluti ma anche dell'inadempienza in termini relativi (confronto tra la performance del singolo distributore e la performance complessiva del sistema in rapporto all'obiettivo da perseguire).

Proprio questo meccanismo di benchmarking ha rivelato alcune difficoltà di attuazione connesse alle caratteristiche strutturali del meccanismo stesso. A questo si è aggiunto il parziale annullamento di alcuni degli elementi del meccani- smo sanzionatorio per quanto riguarda il settore del gas naturale, a seguito di una sentenza del giudice amministrativo.

La debolezza del sistema sanzionatorio può aver contribuito a determinare gli andamenti del meccanismo, non tanto nel breve periodo, quanto nel medio-lungo periodo, quando il sistema prevedeva già obiettivi nazionali sensibilmente crescenti di anno in anno.

Il terzo elemento di complessità, che non è necessariamente un elemento di insuccesso del sistema, ma rappresenta un elemento di criticità sia per tutti i soggetti operanti all'interno del meccanismo, sia per le istituzioni preposte al suo monitoraggio e alla definizione della regolazione attuativa, è il fatto che nei primi due anni di attuazione la grandissima parte degli scambi di TEE è avvenuta *al di fuori del mercato organizzato e gestito dal GME*. La percentuale nel biennio è pari al 78%; va notato che parte degli scambi è avvenuta tra società appartenenti allo stesso gruppo societario, riducendo probabilmente così la significatività di tale parametro, senza però annullarla.

I recenti interventi normativi e di regolazione

A fronte di questi elementi critici, a partire dalla seconda metà del 2007 è stata avviata una serie di interventi di carattere regolatorio e normativo.

Per quanto concerne la regolazione, già all'inizio del 2007 l'Autorità è intervenuta con alcuni provvedimenti, il primo dei quali ha riguardato, con la delibera n. 18/07, l'eliminazione di un meccanismo di regolazione che si è rivelato facilitare la nascita di comportamenti speculativi. L'iniziale meccanismo di regolazione, basato sul riconoscimento forfettario dei risparmi energetici conseguiti da progetti che fossero stati realizzati attraverso la distribuzione di buoni acquisto per determinate apparecchiature di uso comune (come le lampade fluorescenti compatte e gli erogatori a basso flusso), si è rivelato ingenuo nella misura in cui sono stati evidenziati comportamenti estremamente speculativi, ai quali l'Autorità ha fatto fronte appunto attraverso l'eliminazione, con un intervento di urgenza, di questo sistema di riconoscimento forfettario dei risparmi e l'avvio di un'istruttoria (delibera n. 173/07) con esame approfondito di circa 30 progetti la cui valutazione era allora ancora in corso e che avevano usufruito di questa modalità di realizzazione.

Il secondo gruppo di interventi è stato orientato all'aggiornamento delle metodologie utilizzate per la quantificazione dei risparmi energetici all'interno del sistema. In primo luogo, con un primo provvedimento (delibera n. 123/07) si sono in parte modificate le linee guida di attuazione del meccanismo per evitare che alcuni interventi potessero aggirare l'obbligo di applicare le metodologie di quantificazione che il sistema prevede vengano aggiornate periodicamente sulla base dell'evoluzione tecnologica, di mercato e normativa. Le modifiche introdotte evitano che il sistema vada a incentivare interventi inizialmente meritevoli di questa incentivazione ma che con il tempo sono divenuti o obbligatori per legge o comunque meno efficienti rispetto alle tecnologie mediamente vendute sul mercato.

In questo ambito a febbraio 2008 sono stati diffusi due documenti di consultazione che hanno dato esito a due provvedimenti di recente pubblicazione: uno riguardante l'aggiornamento delle metodologie semplificate per la quantificazione dei risparmi energetici relativi a interventi di diffusione di lampade fluorescenti compatte, elettrodomestici ed erogatori a basso flusso (DCO 3/08 e delibera EEN 4/08), e l'altro estremamente importante che ha visto l'aggiornamento del fattore di conversione tra energia elettrica ed energia primaria (DCO 2/08 e delibera EEN 3/08), fissato inizialmente dai decreti che hanno introdotto questo meccanismo nel lontano aprile 2001 e mai aggiornato, a fronte invece di un miglioramento di quello che è il rendimento medio del parco termoelettrico nazionale di cui era necessario tenere conto. La delibera di aggiornamento è stata pubblicata recentemente, sulla base sia dei dati a consuntivo, sia dei dati previsivi dell'evoluzione del rendimento medio del parco termoelettrico nei prossimi anni.

La terza direzione intrapresa ha riguardato l'avvio delle prime verifiche ispettive sui progetti realizzati nell'ambito del sistema, che sono in corso proprio mentre si volge il convegno sulla base di una metodologia di effettuazione di tali controlli pubblicata recentemente (VIS 14/07 e "Procedura per effettuazione dei controlli").

Accanto alle azioni intraprese dall'Autorità, nel dicembre dello scorso anno è stato pubblicato un decreto ministeriale di revisione del meccanismo di aggiornamento che ha introdotto delle novità estremamente importanti sia sul fronte della domanda di titoli, sia sul fronte dell'offerta.

Sul fronte della domanda, gli interventi sono stati orientati a cercare di riequilibrare il rapporto tra domanda e offerta e quindi ad assorbire quell'eccesso di offerta di titoli che aveva dato luogo al crollo dei prezzi di scambio dei titoli stessi sul mercato.

Da questo punto di vista gli interventi effettuati attraverso il Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2007 sono stati di tre tipi. In primo luogo, è stato aumentato l'obiettivo nazionale previsto per il 2008 e il 2009; i due grafici successivi evidenziano i cambiamenti introdotti dal Decreto Ministeriale relativamente agli obiettivi 2008-2009.

Fig. 3 - Confronto tra obiettivi nazionali (settore ELETTRICO)

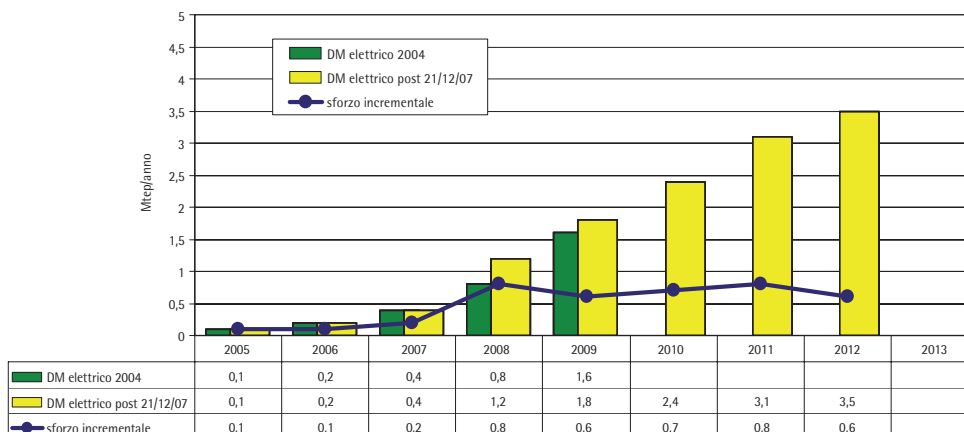
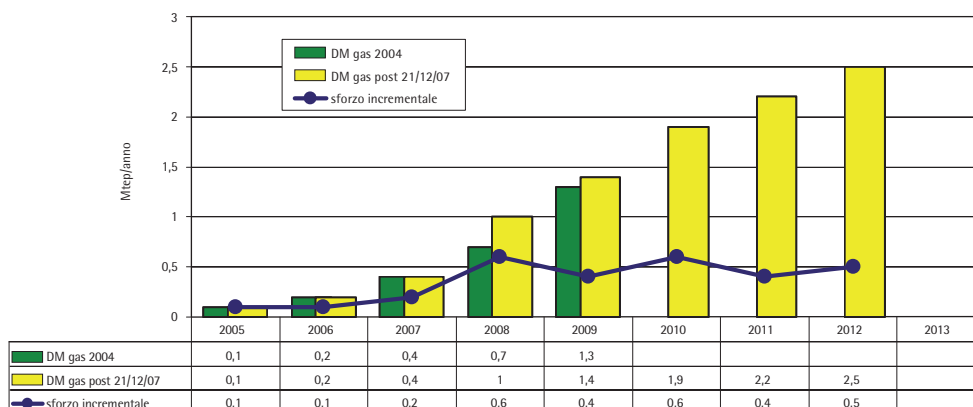


Fig. 4 - Confronto tra obiettivi nazionali (settore GAS)



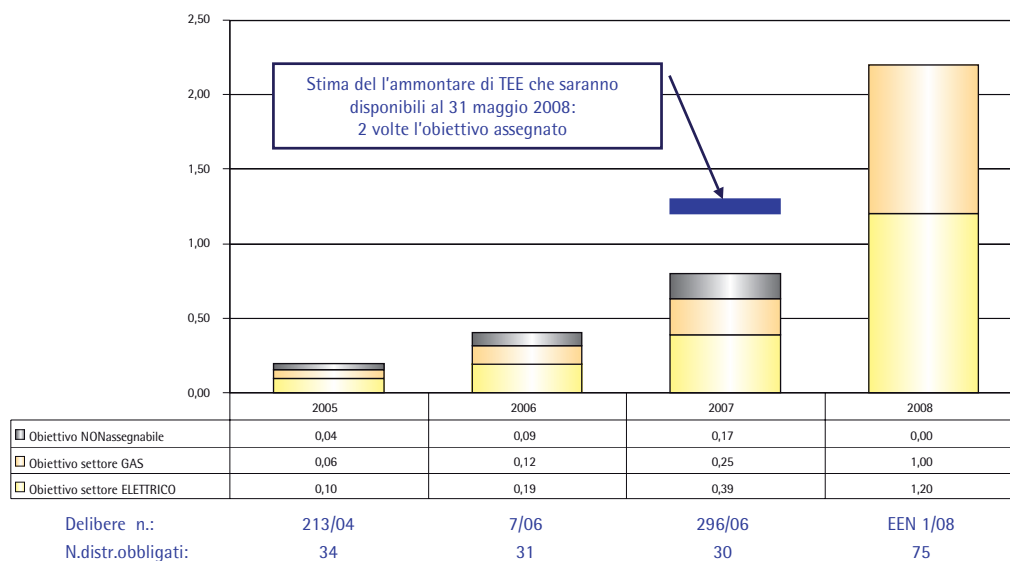
Uno si riferisce al settore elettrico, dove l'obiettivo del 2008 è stato aumentato di 0,8 megatep, l'altro al settore del gas naturale, con un aumento di 0,6 megatep.

Sempre in direzione di un riequilibrio del rapporto domanda-offerta, sono stati modificati i criteri sia di individuazione dei soggetti obbligati, sia di ripartizione dell'obiettivo nazionale tra questi soggetti. In particolare è stata ridotta la soglia dell'obbligo, portata da 100.000 a 50.000 clienti allacciati alle reti di distribuzione, ed è stato modificato l'anno di riferimento per l'individuazione dei soggetti obbligati che non è più un anno fisso (il 2001), ma l'anno "mobile", cioè l'anno $t-2$ (dove l'anno t è quello di riferimento dell'obbligo). Quest'ultima misura consente di seguire l'evoluzione dei mercati di riferimento e quindi di evitare che si verifichino casi, come ce ne sono stati nei primi due anni di attuazione, di perdita di quote assegnabili dell'obiettivo nazionale a seguito, ad esempio, di semplici operazioni societarie intervenute nel mercato della distribuzione elettrica e del gas.

In secondo luogo, sono stati definiti gli obiettivi per il triennio 2010-2012 (sempre *Fig. 3-4*).

Il terzo importante elemento di cambiamento ha interessato la base di riferimento per la ripartizione dell'obiettivo nazionale pro quota tra i soggetti obbligati. Fino all'anno scorso questa ripartizione avveniva con riferimento a tutto il mercato della distribuzione elettrica e del gas nazionale, facendo sì che la quota di obiettivo relativa all'energia distribuita dai soggetti sotto la soglia dell'obbligo non potesse essere assegnata dall'Autorità e quindi non contribuiva a creare la domanda di TEE. Con il decreto di dicembre si è ovviato a questo problema, che impediva la trasformazione in domanda di titoli di circa il 20-22% dell'obiettivo nazionale del primo biennio, creando un differenziale destinato a crescere nel tempo con la crescita degli obiettivi nazionali previsti per gli anni futuri. Un simile differenziale è stato annullato rivedendo la base di riferimento per la ripartizione pro quota, che non è più l'energia complessivamente distribuita sul territorio nazionale ma è l'energia distribuita solo ed esclusivamente dai distributori soggetti agli obblighi.

Fig. 5 - Obiettivi previsti dai DM obiettivi assegnabili



Il grafico mostra l'ammontare di quello che chiamo "il resto", cioè del differenziale tra obiettivi nazionali definiti dai decreti ministeriali e obiettivi effettivamente assegnabili sulla base dei criteri che erano previsti dagli stessi decreti ministeriali (l'area grigia del grafico, individuata negli istogrammi dei primi tre anni di attuazione). Con il nuovo meccanismo, nel 2008 il resto, ossia il differenziale, non esiste più e quindi il complesso dell'obiettivo previsto dal legislatore per il settore elettrico e per il settore del gas naturale può essere assegnato dalle autorità ai soggetti agli obblighi; la modifica definita dal Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2007 è stata applicata con la prima delibera in materia di efficienza energetica dell'anno, con riferimento a un numero di distributori molto cresciuto rispetto al passato: si è passati infatti da una trentina di soggetti obbligati l'anno precedente a 75 soggetti obbligati nel 2008.

Ultimo elemento importante di modifica previsto dal Decreto Ministeriale è stata l'eliminazione del cosiddetto vincolo del 50%, cioè dell'obbligo per i distributori elettrici di raggiungere almeno la metà del proprio obiettivo con interventi sugli usi elettrici o per i distributori gas di raggiungere almeno la metà del proprio obiettivo andando a migliorare l'efficienza energetica negli usi di gas naturale. Un aspetto di indubbia rigidità del sistema, con forti conseguenze sul meccanismo stesso e che pertanto è stato eliminato.

Sul fronte dell'offerta la principale novità introdotta dal decreto di dicembre è stata l'estensione del diritto di accesso al sistema, e quindi del diritto all'emissione di certificati bianchi, ai soggetti che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'energy manager ai sensi dell'articolo 19 della legge n. 10/91. I nuovi soggetti individuati sono quelli operanti nel settore industriale con consumi almeno pari a 10.000 tep e quelli operanti nel settore non industriale (in particolare nel civile, terziario e trasporti) con consumi di energia primaria registrati nell'anno precedente almeno pari a 1.000 tonnellate equivalenti di petrolio.

Dal 1° gennaio questi soggetti hanno accesso al meccanismo, per progetti che consentano la realizzazione di risparmi almeno pari a una soglia minima che il decreto ha demandato all'Autorità e, per la definizione della quale, è stato pubblicato un apposito documento di consultazione (DCO 6/08), che prende in considerazione sia la dimensione minima dei progetti per questi nuovi soggetti che si affacciano sul lato dell'offerta di titoli, sia la dimensione minima dei progetti per i nuovi distributori obbligati.

Si consideri che il concetto di dimensione minima dei progetti era già presente nel meccanismo perché introdotto con le linee guida emanate dall'Autorità prima del suo avvio.

Tab. 1 - DCO 6/08 su dimensione minima progetti presentati da nuovi distributori obbligati e da nuovi soggetti ammessi lato offerta

Tipo di progetto	Proposta 1	Proposta 2	
	Tutti i settori	Settore Industriale	Altri settori
Standardizzato	25 tep/anno		
Analitico	100 tep	100 tep	50 tep
A Consuntivo	200 tep	200 tep	100 tep

Nella tabella sono sintetizzate le due proposte illustrate nel documento di consultazione, consultazione che si conclude a metà aprile 2008.

Accanto a interventi specifici sul lato della domanda e dell'offerta, il decreto di dicembre ha introdotto due interventi orientati a contrastare l'eventuale volatilità nell'andamento del valore di mercato dei TEE (volatilità prezzi).

Il primo intervento prevede l'estensione del meccanismo di banking anche al prossimo triennio. La possibilità di "bankare" i TEE consente di sapere già oggi che l'eventuale surplus di titoli detenuti sui conti proprietà di tutti i soggetti operanti all'interno del sistema alla fine del primo quinquennio di attuazione potrà essere utilizzato per il conseguimento degli obiettivi previsti nel triennio 2010-2012. Si tratta di uno strumento non espressamente previsto nei primi decreti ma introdotto dalle linee guida dell'Autorità alla vigilia dell'avvio del meccanismo.

Il secondo strumento orientato a contrastare l'eventuale volatilità dei prezzi di mercato è la previsione che eccessi di offerta (superiori a una soglia identificata dal decreto pari a 5% dell'obiettivo di ogni anno) dovranno essere ripartiti dall'Autorità sull'obiettivo dell'anno successivo, nel caso in cui questo eccesso di offerta sia nelle mani non dei distributori ma delle società di servizi energetici (SEE) e dei nuovi soggetti ammessi a operare nel meccanismo, cioè dei soggetti obbligati alla nomina dell'energy manager. È un meccanismo potenzialmente in grado di contrastare ribassi significativi nei prezzi di scambio dei titoli ma non volatilità verso l'alto. Restano pertanto picchi di prezzo in caso di eccesso di domanda rispetto all'offerta che dovranno essere limitati con altri interventi di carattere normativo o regolatorio.

Secondo il Decreto Ministeriale, il meccanismo sanzionatorio è stato estremamente semplificato: le sanzioni saranno erogate dall'Autorità ai sensi della legge istitutiva dell'Autorità stessa (legge n. 481/95).

Il meccanismo di benchmarking è stato reso più stabile e prevede che eventuali soggetti inadempienti agli obblighi potranno compensare l'inadempienza nell'anno successivo a patto che questa sia inferiore al 40% dell'obiettivo che doveva essere conseguito, percentuale che limitatamente all'anno in corso (quindi al 2008) e limitatamente ai nuovi soggetti obbligati è innalzata al 75%. Al di sopra di questa soglia di inadempienza, il sistema prevede che la sanzione non estingua l'obbligo di compensare l'inadempienza, così com'era già nel sistema precedente.

Per quanto riguarda gli interventi tesi ad aumentare la trasparenza degli scambi di TEE, sia una delibera dell'Autorità di fine 2007 (delibera n. 345/07) sia i decreti ministeriali (DM 21/12/2007) hanno introdotto fondamentalmente due strumenti:

- la registrazione obbligatoria non solo delle quantità ma anche dei prezzi delle transazioni bilaterali, che dovrà essere effettuata nell'ambito del sistema gestito dal GME sulla base di un regolamento ancora in fase di finalizzazione da parte dell'Autorità con le strutture dello stesso GME;
- l'introduzione dell'obbligo di registrazione delle informazioni di sintesi riguardanti i contratti bilaterali stipulati dai distributori obbligati ai fini del conseguimento degli obiettivi a partire dall'anno 2007 (delibera n. 345/07).

Infine, il decreto ha integrato i criteri generali che dovranno guidare l'Autorità per la definizione del contributo tariffario da erogare, a fronte del conseguimento degli obiettivi, menzionando esplicitamente alcune variabili di riferimento, come ad esempio i risultati raggiunti in rapporto a quelli che erano gli obiettivi da conseguirsi, l'andamento dei prezzi dell'energia, l'andamento dei prezzi di scambio dei TEE, l'informazione sui costi dei progetti e la tutela della concorrenza.

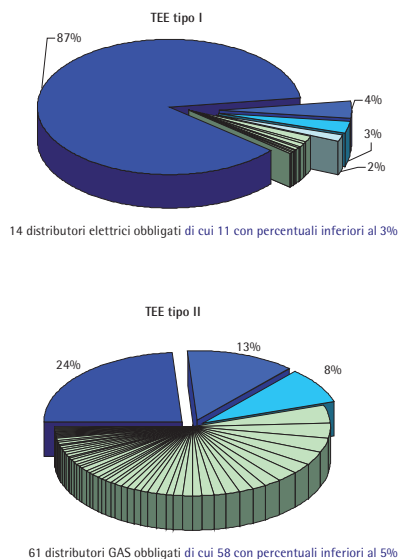
Criticità nuove e criticità irrisolte

Gli strumenti adottati hanno aiutato a fronteggiare alcune criticità, ma possono averne introdotte di nuove. Sicuramente, una possibile chiave di lettura degli andamenti registrati nei primi due anni e mezzo/tre di attuazione è connessa alla struttura della domanda e dell'offerta di titoli e quindi alle caratteristiche dei soggetti che operano sul

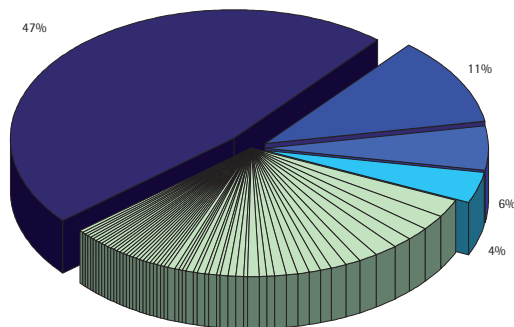
fronte della domanda e dell'offerta di mercato. Una domanda che fino al 2007 incluso, prima di tutto vedeva tre mercati, ma sostanzialmente due mercati di TEE (quello dei titoli elettrici e quello dei titoli di gas), entrambi estremamente concentrati.

Fig. 6 - Struttura domanda e offerta TEE: concentrazione della domanda

Struttura della domanda se ci fosse ancora il vincolo del 50%



Struttura effettiva della domanda di TEE nel 2008



Le due figure piccole del grafico mostrano, per i titoli di tipo I e per i titoli di tipo II, la ripartizione dell'obiettivo 2008 tra i distributori obbligati se non fosse stato eliminato il vincolo del 50%. Si vede un'estrema concentrazione nel caso dei titoli di tipo elettrico (con l'87% dell'obiettivo riferito a un solo soggetto obbligato) e una concentrazione inferiore ma sempre significativa per quanto riguarda il mercato dei titoli di tipo II.

L'eliminazione del vincolo è stata d'aiuto poiché ha ridotto la concentrazione di mercato e l'influenzabilità dello stesso mercato da parte delle scelte dei soggetti obbligati.

La struttura lato domanda nell'anno 2008 è meno concentrata rispetto a quella che avrebbe potuto essere, pur tuttavia presentando caratteristiche ancora abbastanza sensibili (poco meno del 70% dell'obiettivo complessivo sui due settori che fa capo sostanzialmente a quattro soggetti obbligati).

Sul fronte dell'offerta, è quanto meno sorprendente il crollo dei prezzi dei TEE che si è verificato a fronte sia della possibilità di bancare questi titoli per gli anni futuri, sia della previsione di obiettivi crescenti già nel primo quinquennio di attuazione.

Le possibili spiegazioni di tale andamento, oltre che nella struttura della domanda, possono essere ricercate nella struttura dell'offerta e nelle caratteristiche dei soggetti che operano sul fronte dell'offerta di TEE.

Un'offerta che è estremamente frammentata e quindi intrinsecamente più debole a fronte di una domanda concentrata; un'offerta che è costituita da molti soggetti forse inesperti a operare in un mercato di questo tipo e caratterizzati da strategie miopi che hanno influenzato l'andamento del mercato. Da questo punto di vista, ulteriori nuovi interventi potrebbero concentrarsi su riflessioni inerenti quelli che sono i requisiti dei soggetti ammessi a operare sul fronte dell'offerta, sia per quanto riguarda le società di servizi energetici (SSE) sia per quanto riguarda quei nuovi soggetti che si stanno affacciando a partire da quest'anno (i soggetti agli obblighi di nomina dell'energy manager). Allo stesso tempo, un elemento di potenziale relativa preoccupazione potrebbe derivare dal fatto che i nuovi soggetti ammessi a operare sul fronte dell'offerta tenderanno a sviluppare interventi sugli usi propri, beneficiando non solo direttamente dei risparmi energetici conseguiti, ma, con una maggiore facilità di accesso ai dati e alle informazioni necessarie per pianificare e realizzare gli interventi, molto probabilmente si rivolgeranno meno al settore dei servizi energetici, inficiandone un ulteriore sviluppo.

Conclusioni

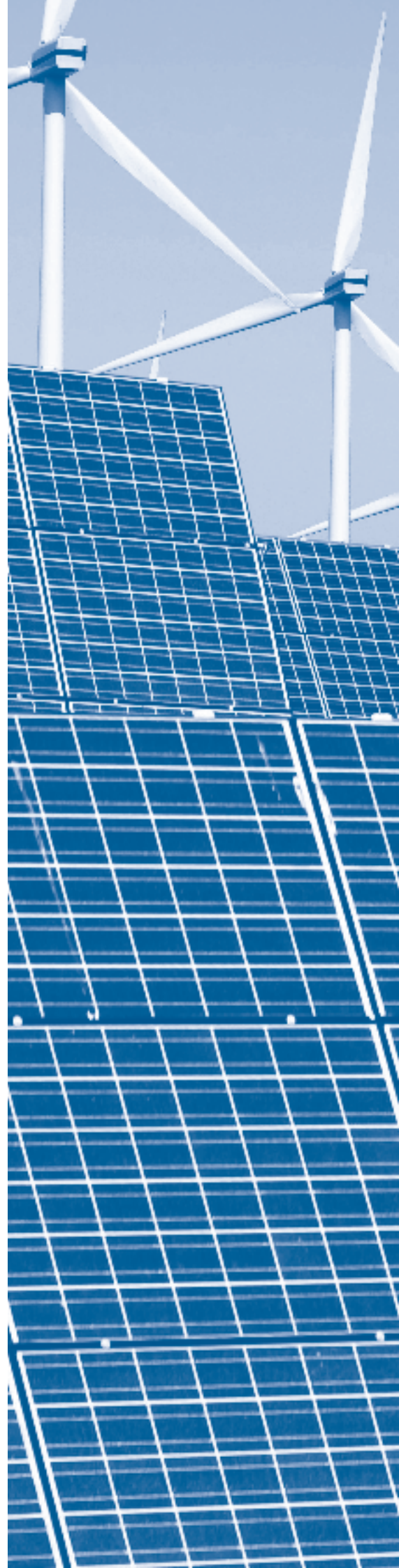
Per concludere, diversi sono gli elementi di criticità che permangono all'interno del meccanismo dei TEE: alcuni continuano a essere legati alla sua struttura, e quindi alle caratteristiche portanti, mentre altri sono più legati al contesto nel quale il meccanismo si trova a operare.

Principali elementi di criticità:

- *Estensione delle tipologie di progetti ammissibili*: l'estrema ampiezza delle tipologie di progetti ammissibili, che se da una parte, come sottolineavo all'inizio, è un requisito importante – quasi una ragione d'essere di un simile meccanismo, che con l'operare del mercato è orientato a sfruttare l'esistenza di opzioni di conseguimento degli obiettivi caratterizzate da differenziali di costo significativi in modo tale da ricercare interventi piuttosto efficaci –, dall'altra è un elemento di complessità del sistema, se ad esempio si considerano i limiti che questo necessariamente impone alla possibilità di ridurre i costi amministrativi e di transazione. La semplificazione delle procedure di quantificazione dei risparmi energetici non è estendibile a tutti gli interventi potenzialmente ammissibili all'interno del sistema, pena un livello di approssimazione eccessivo a discapito di quella che gli anglosassoni chiamerebbero *environment integrity* del meccanismo.
- *Permane la carenza a livello nazionale di statistiche e di analisi indipendenti volte a individuare le tecnologie di riferimento in tutti i settori di uso finale potenzialmente ammissibili all'interno del sistema*. Vi è una minore garanzia che il sistema sia in grado di incentivare e premiare unicamente gli interventi capaci di raggiungere livelli di efficienza superiori a quelli già garantiti dalla legislazione vigente, ma soprattutto dalle tecnologie già disponibili sul mercato.
- Due ulteriori elementi sono legati all'emergere della necessità di monitorare e cercare di influenzare positivamente il sistema, guardando non solo all'indicatore quantitativo "risparmi energetici", ma anche ad *aspetti di carattere più qualitativo*. Si può utilizzare il sistema anche per garantire che gli apparecchi diffusi tramite esso rispondano a determinati requisiti di sicurezza o requisiti di tipo prestazionale, ovvero che i progetti di risparmio energetico siano realizzati con modalità tali da garantire l'effettiva addizionalità dei risparmi conseguiti e siano, ad esempio, realizzati vicino alla decisione di acquisto e non calati dall'alto sui consumatori, che magari non avevano nessuna intenzione o nessuna sensibilità sul tema dell'uso razionale dell'energia o sull'esigenza e i benefici connessi all'installazione di determinate tecnologie efficienti.
- Un'ulteriore criticità del meccanismo dei TEE è legata alla *difficoltà di monitorare tutte le ulteriori fonti di finanziamento previste, a livello nazionale ma soprattutto locale, a favore di interventi di questo tipo*. Le fonti di finanziamento sono estremamente variegata ed eterogenee sul territorio nazionale e in alcuni casi, se accumulate sugli stessi interventi, potrebbero, sommandosi anche al meccanismo dei TEE, determinare una sovraincentivazione e, sostanzialmente, uno sperpero di risorse pubbliche. Monitorare le fonti di finanziamento è quindi essenziale ma è estremamente difficoltoso proprio per la loro estrema variabilità a livello locale.
- Il meccanismo dei TEE non rappresenta la soluzione di tutti i problemi e non è in grado di affrontare tutte le barriere e i vari ostacoli che si frappongono a uno sviluppo spontaneo del mercato dei prodotti e dei servizi energetici, e allo stesso tempo non può funzionare in isolamento ma ha bisogno di essere completato da *iniziative complementari sul territorio* e da *una normativa della promozione del risparmio energetico*. Strumenti come quelli menzionati negli interventi che mi hanno preceduto sono addirittura essenziali per garantirne un funzionamento efficace. Ad esempio lo sviluppo di metodologie semplificate per la quantificazione dei risparmi energetici con i cosiddetti metodi standardizzati di quantificazione che l'Autorità ha cercato di sviluppare in questi anni, risulta estremamente semplificato laddove esistono sistemi di etichettatura energetica degli apparecchi che facilitano l'individuazione della tecnologia media di mercato e quindi del livello di efficienza già raggiunto dal mercato che rappresenta la baseline di riferimento.
- Infine, un'ultima osservazione, sempre di carattere qualitativo, su un'ulteriore possibile fonte di criticità del sistema, ovvero *l'incertezza* che potrebbe essere connessa sia sul fronte degli operatori del mercato, sia sul fronte delle istituzioni preposte alla regolazione e alla gestione di questo meccanismo, *determinata da ipotesi di ulteriore revisione del meccanismo stesso* sia come sue caratteristiche strutturali (soggetti ammessi piuttosto che tipologie di progetto potenzialmente incentivabili), sia sul fronte del modello di gestione di questo sistema; un'incertezza che non giova né agli investimenti degli interventi di risparmio energetico, né alla stabilità e all'ulteriore sviluppo della regolazione tecnica ed economica di riferimento.

Sessione II

LA GESTIONE DEL RISCHIO NEI MERCATI AMBIENTALI



Introduzione

La *Renewable Energy Finance* (REF) consiste nell'applicazione al settore delle fonti energetiche rinnovabili (FER) dei principi e dei metodi tipici del *risk management*, quali la progettazione e l'utilizzo di titoli derivati, la selezione di portafoglio e il *project financing*. Il fine è quello di ridurre il rischio di impresa favorendo gli investimenti sia dal lato della domanda sia da quello dell'offerta, in un settore strategico caratterizzato da un elevato livello di innovazione tecnologica.

Diverse sono le tipologie di rischio finanziario che influenzano gli investimenti nell'ambito della generazione di energia da fonti rinnovabili. Dal rischio Paese, legato essenzialmente alla stabilità nel tempo delle politiche energetiche e di incentivazione, al rischio legato alle fluttuazioni imprevedibili del prezzo di mercato dell'elettricità; dal rischio dovuto all'evoluzione aleatoria del valore di mercato degli incentivi (come nel caso dei certificati verdi), al rischio "risorse rinnovabili" che si manifesta per cause naturali imprevedibili nella variabilità della risorsa utilizzata. Un produttore di energia eolica, ad esempio, dovrà preoccuparsi di gestire l'aleatorietà nella generazione di energia elettrica a causa delle fluttuazioni imprevedibili della risorsa "vento" nell'arco della vita utile dell'impianto. E dovrà gestire anche l'aleatorietà nella valorizzazione dell'elettricità prodotta a causa delle fluttuazioni imprevedibili sia del prezzo di mercato dell'energia elettrica sia del valore della componente incentivo. La *Renewable Energy Finance* ha dunque come fine la gestione integrata dei rischi finanziari che caratterizzano gli investimenti in tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, mediante l'utilizzo di tecniche consolidate nell'ambito della teoria della finanza.

In questo lavoro, dopo aver brevemente presentato e discusso le tipologie di rischio principali, verrà proposto un approccio sufficientemente generale per la gestione del rischio "risorse rinnovabili" mediante la progettazione e la valutazione di strumenti finanziari derivati. La metodologia sarà illustrata nel caso dell'energia solare e verranno trattati in particolare due aspetti di base:

- la modellizzazione delle fluttuazioni aleatorie della radiazione solare al suolo mediante modelli stocastici opportunamente definiti;
- l'utilizzo dei modelli proposti per la valutazione di titoli derivati progettati sul livello dell'irraggiamento.

In termini generali, i titoli derivati sono attività finanziarie che hanno per oggetto il diritto, e in alcuni casi l'obbligo, di acquistare, o di vendere, un'attività determinata (*underlying asset*) a una data futura o entro una certa data, cui corrisponde un impegno speculare di una controparte. Il loro valore "deriva" da quello dell'attività sottostante e sono particolarmente utilizzati nelle strategie di tipo speculativo e nella gestione del rischio. L'attività sottostante può essere un'attività finanziaria, una merce, una materia prima, un indice finanziario, ma anche un indice su una risorsa rinnovabile, come un indice locale sulla ventosità, o sul livello della radiazione solare al suolo, o ancora, sul livello delle precipitazioni. *Futures* e *opzioni* costituiscono le tipologie di contratti derivati più diffuse.

In un contratto *futures* (*forward*²⁰) una parte acquista (*posizione lunga*) e l'altra vende (*posizione corta*) l'attività sottostante a una data futura s (rispetto all'istante corrente t , $s > t$) a un prezzo fissato K , detto *prezzo futures* (prezzo a termine). La condizione a scadenza che caratterizza un contratto *futures* è pertanto data da

$$C_s = A_s - K,$$

dove A_s indica il valore dell'*underlying asset* all'epoca s .

A differenza dei contratti *futures*, le opzioni conferiscono al detentore il diritto (ma non l'obbligo) di acquistare (*opzione call*) o di vendere (*opzione put*), l'attività sottostante entro una certa data s , a un prezzo predefinito contrattualmente.

²⁰ I *futures*, a differenza dei contratti *forward*, sono scambiati nei mercati ufficiali attraverso forme contrattuali altamente standardizzate per quanto riguarda l'attività sottostante, la quantità e la scadenza. Per assicurare il buon fine degli scambi, la "cassa di compensazione e garanzia" (*exchange clearinghouse*) si pone come intermediario di tutte le transazioni e, per evitare che si formino situazioni debitorie troppo accentuate, i guadagni e le perdite giornaliere vengono regolate alla fine di ogni giornata di contrattazione (*daily resettlement*). Infine, la posizione aperta in *futures* può essere chiusa in qualsiasi momento prima della scadenza del contratto, attraverso un'operazione di segno opposto.

te K , detto *prezzo di esercizio*. Se l'opzione può essere esercitata in un qualsiasi istante di tempo T ($t < T \leq s$), l'opzione si definisce "americana"; se l'opzione può essere esercitata soltanto alla scadenza s , l'opzione si definisce "europea". Le condizioni a scadenza divengono:

$$C_s = \max \{A_s - K, 0\} \quad P_s = \max \{K - A_s, 0\},$$

rispettivamente per un'opzione di tipo *call* e un'opzione di tipo *put*. Un investitore che desidera scommettere sul rialzo del prezzo di un titolo, può assumere una posizione lunga nel *futures* o in un'opzione *call* avente come sottostante il titolo in esame; se il rialzo dovesse verificarsi, l'investitore ricaverà un profitto. Un investitore che desidera proteggere il prezzo di un titolo in portafoglio, assumerà una posizione corta nel *futures* o acquisterà un'opzione *put*; in questo modo avrà la possibilità di fissare sin dall'inizio il prezzo di vendita del sottostante, assicurandosi contro i ribassi indesiderati di prezzo. Il regolamento del contratto può avvenire in contanti senza la consegna dell'attività sottostante, come nel caso tipico dei derivati su indici.

Il rischio finanziario nel settore delle FER

Molti sono i fattori di rischio che caratterizzano gli investimenti nel settore delle energie rinnovabili. E tra i più significativi è opportuno considerare:

- il rischio Paese;
- il rischio incentivi;
- il rischio di prezzo dell'energia elettrica;
- il rischio risorse rinnovabili.

Il rischio Paese

La stabilità nel tempo delle politiche energetiche e dei meccanismi di incentivazione ha costituito un importante elemento di successo per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Processi autorizzativi semplici e veloci, un elevato livello di accettazione sociale, la presenza di industrie nazionali con grande propensione all'innovazione tecnologica e capaci di garantire un sistema di offerta significativo, un supporto finanziario adeguato da parte del sistema creditizio, completano il quadro di riferimento necessario a comprendere lo sviluppo ineguale che hanno avuto le FER in Paesi diversi. In Italia, dopo un avvio importante, a seguito di alcuni provvedimenti legislativi contenenti elementi di grande modernità (leggi n. 9 e n. 10 del gennaio del 1991), quali la liberalizzazione del processo di generazione di elettricità da fonti rinnovabili e la cessione dell'energia così prodotta a prezzi incentivati (incentivazione in conto energia prevista dal provvedimento n. 6 dell'aprile 1992 del Comitato Interministeriale dei Prezzi, meglio noto come CIP 6), lo sviluppo del settore ha subito notevoli rallentamenti. La *Tab. 1* e la *Tab. 2* riassumono i dati relativi alla produzione lorda e al Consumo Interno Lordo (CIL) di energia elettrica dell'UE 15 nel 2007 ed evidenziano il livello del ritardo accumulato dal nostro Paese rispetto agli obiettivi raggiunti da altre nazioni europee, in particolare da Danimarca, Germania e Spagna. Se si esclude la risorsa idrica, il cui contributo non è più facilmente incrementabile, la percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto al consumo interno lordo, risulta assolutamente inadeguata soprattutto se riferita agli obiettivi di politica energetica stabiliti dall'Unione Europea nel "Pacchetto cambiamenti climatici ed energia"²¹. E occorre allora segnalare dei casi particolarmente virtuosi, come quello della Danimarca che produce circa il 19% del fabbisogno di elettricità da fonte eolica. O quello della Germania che ha una produzione di energia elettrica da fonte eolica di 39 TWh (6,4% del CIL), valore superiore al consumo interno lordo di elettricità della Danimarca! La Germania, inoltre, è anche la nazione che ha la maggiore potenza fotovoltaica installata. E il livello di insolazione non è certamente superiore a quello italiano!

²¹ Il pacchetto, ribattezzato sinteticamente 20-20-20, prevede che entro il 2020 le emissioni di CO₂ vengano ridotte del 20% rispetto al livello del 1990 e che il contributo delle FER nel totale dei consumi energetici finali dell'Unione Europea sia almeno pari al 20% (attualmente il contributo è dell'8,7%).

Tab. 1 - Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (TWh) nel 2007

	Idrica	Eolica	Altre rinnovabili	Totale	Produzione Lorda	Saldo Estero	Consumo Interno Lordo
Austria	34.6	2.2	3.5	40.4	65.3	6.6	71.9
Belgio	0.3	0.6	3.6	4.5	88.5	7.0	95.5
Danimarca	0.0	7.2	4.4	11.6	39.2	-1.0	38.3
Finlandia	14.1	0.2	11.3	25.6	81.1	12.6	93.7
Francia	58.5	3.8	5.4	67.7	570.1	-56.9	513.2
Germania	23.7	39.0	36.3	99.0	631.9	-19.2	612.7
Grecia	3.3	2.3	0.1	5.7	63.3	2.6	66.0
Irlanda	0.7	2.0	0.1	2.8	27.4	1.3	28.7
Italia	32.8	4.0	12.6	49.4	313.9	46.3	360.2
Lussemburgo	0.1	0.1	0.1	0.3	4.5	3.6	8.1
Paesi Bassi	0.1	3.4	7.5	11.0	102.8	17.2	120.0
Portogallo	11.6	4.0	2.2	17.9	47.6	7.5	55.1
Regno Unito	6.0	5.3	10.3	21.6	397.7	5.1	402.8
Spagna	21.8	29.0	3.5	54.2	306.4	-5.8	300.6
Svezia	66.5	1.1	9.1	76.7	149.5	1.3	150.8
UE 15	274.1	104.2	110.1	488.4	2889.1	28.3	2917.5

Fonte: GSE

Tab. 2 - Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, anno 2007. Valori percentuali sul CIL

	Idrica	Eolica	Altre rinnovabili	Totale
Austria	48.1	3.1	4.9	56.1
Belgio	0.3	0.6	3.8	4.7
Danimarca	0.0	18.8	11.5	30.3
Finlandia	15.0	0.2	12.1	27.3
Francia	11.4	0.7	1.1	13.2
Germania	3.9	6.4	5.9	16.2
Grecia	5.0	3.5	0.2	8.6
Irlanda	2.4	7.0	0.3	9.8
Italia	9.1	1.1	3.5	13.7
Lussemburgo	1.2	1.2	1.2	3.7
Paesi Bassi	0.1	2.8	6.3	9.2
Portogallo	21.1	7.3	4.0	32.3
Regno Unito	1.5	1.3	2.6	5.4
Spagna	7.3	9.6	1.2	18.1
Svezia	44.1	0.7	6.0	50.9
UE 15	9.4	3.6	3.8	16.7

Il rischio di prezzo dell'elettricità

Il panorama energetico internazionale è cambiato radicalmente negli ultimi 10 anni. Dalla Direttiva europea 92/96/CE, "Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", finalizzata alla creazione di un mercato unico dell'energia, ha preso l'avvio in tutta Europa un processo irreversibile di progressiva trasformazione e liberalizzazione del settore elettrico. La direttiva comunitaria è stata recepita in Italia con il decreto legislativo n. 79/99, più noto come Decreto Bersani, che ha consentito la nascita del mercato elettrico. Nel libero mercato l'energia elettrica può essere contrattata bilateralmente tra produttore e grossista, oppure venduta direttamente all'IPEX (Italian Power Exchange), la Borsa Elettrica Italiana, una piattaforma telematica in cui è possibile effettuare transazioni fisiche di energia elettrica a prezzi che si formano sulla base dell'interazione tra domanda e offerta. L'organizzazione e la gestione del mercato elettrico e di IPEX è affidata al Gestore del Mercato Elettrico SpA (GME), società costituita dal Gestore dei Servizi Elettrici SpA (GSE), a sua volta partecipata al 100% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Fig. 1 - Andamento storico dei prezzi dell'elettricità nel mercato tedesco EEX (a sinistra) e nel mercato scandinavo Nordpool (a destra) dal 2 gennaio 2001 al 19 giugno 2004

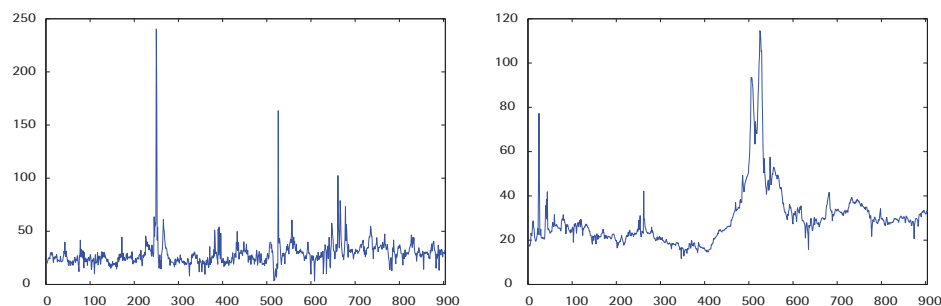
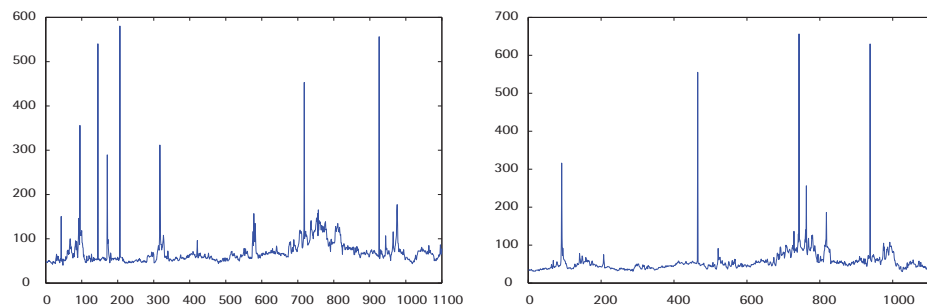


Fig. 2 - Andamento storico dei prezzi dell'elettricità al NEPOOL nel New England (a sinistra) e nel mercato del Texas (a destra) dal 22 ottobre 2002 al 15 gennaio 2007



Le Figg. 1-2 mostrano l'andamento storico del prezzo dell'elettricità in alcuni mercati liberalizzati. La regola della domanda e dell'offerta ha determinato in tutti i Paesi in cui il processo di liberalizzazione si è avviato, un aumento significativo della volatilità: a momenti di stabilità del mercato si alternano periodi di elevata turbolenza caratterizzati da salti imprevedibili e, spesso, molto pronunciati (*spikes*) del prezzo dell'energia elettrica. I prezzi dell'elettricità *variable and unpredictable* costituiscono una delle conseguenze più importanti del processo di liberalizzazione del settore energetico. L'energia elettrica è un bene atipico, non può essere immagazzinata su scala industriale e per poter essere utilizzata deve essere trasportata dai luoghi di generazione attraverso un sistema a rete complesso. La domanda è fortemente inelastica e dipende particolarmente dalle condizioni climatiche, dagli eventuali guasti al sistema di generazione e dalle congestioni del sistema di trasporto. L'offerta di base è garantita da impianti con bassi costi marginali di generazione (grandi impianti idroelettrici, centrali nucleari e a carbone), alla quale si aggiunge, per soddisfare un eventuale eccesso di domanda, quella prodotta da generatori di emergenza caratterizzati da costi marginali elevati. Un eccesso di domanda inatteso, un guasto improvviso a un generatore, una congestione del sistema di trasporto possono causare impennate consistenti del prezzo. L'interazione tra la domanda e l'offerta nel libero mercato pone il problema

della gestione del rischio legato alle fluttuazioni aleatorie del prezzo dell'elettricità. I produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili sono esposti alla volatilità di prezzo nel momento in cui devono collocare la produzione di energia nel mercato. Attualmente esistono alcune borse finanziarie (Nordpool, EEX, Powernext) in cui è possibile scambiare derivati sull'elettricità (*futures*, *forward* e opzioni) per ridurre l'esposizione al rischio di prezzo. Da novembre 2008 sono attivi in Italia un mercato fisico per lo scambio a termine di energia elettrica, organizzato e gestito dal GME, e un mercato finanziario a termine, IDEX, che è organizzato e gestito direttamente da Borsa Italiana SpA. I mercati a termine, necessari per assicurare agli operatori e agli investitori gli strumenti più moderni di gestione del rischio, sono destinati a rivestire un ruolo sempre più rilevante nel panorama energetico nazionale e internazionale.

Il rischio incentivi

Tra le innovazioni introdotte con il Decreto Bersani, la nascita dei cosiddetti "mercati per l'ambiente" (il mercato dei certificati verdi, il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, e il mercato delle unità di emissione), organizzati e gestiti dal GME, ha determinato un cambiamento radicale negli schemi di assegnazione e di valorizzazione degli incentivi. L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è incentivata attraverso il meccanismo di mercato dei certificati verdi. Un sistema ibrido di interazione tra domanda e offerta regola il valore dei certificati: a partire dal 2002 i produttori e gli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere ogni anno in rete una quota di elettricità prodotta da Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili (impianti qualificati IAFR) pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente (da fonti non rinnovabili) eccedente i 100 GWh. Per il periodo 2004-2006, la quota minima di elettricità rinnovabile da immettere in rete è stata incrementata annualmente dello 0,35%. Dal 2007 e sino al 2012 la quota è incrementata annualmente dello 0,75%. Per il 2008 la percentuale di energia elettrica prodotta da FER che deve essere immessa in rete è pari al 3,80% e diventerà nel 2009 del 4,55%. I certificati verdi (CV), sono emessi dal GSE a favore degli impianti qualificati IAFR entrati in esercizio a partire dal 1° aprile 1999. Sono titoli al portatore, ognuno del valore di 1 MWh, che certificano l'origine da fonte rinnovabile dell'energia immessa in rete. I produttori e gli importatori di energia elettrica da fonti convenzionali possono soddisfare l'obbligo di immissione in rete direttamente attraverso investimenti in impianti IAFR oppure indirettamente acquistando CV mediante trattativa bilaterale, o nel mercato gestito dal GME. Il livello della domanda è dunque fissato amministrativamente, l'offerta è costituita dai CV emessi a favore degli impianti IAFR. In Tab. 3 sono riportati i prezzi medi ponderati dei CV nei primi anni di avvio del mercato. L'andamento temporale del valore dei CV ha mostrato, nonostante le continue revisioni regolatorie, tutti i limiti che un meccanismo ibrido di domanda e offerta comporta. In particolare il prezzo non si è mai discostato sensibilmente dal prezzo di riferimento fissato dal GSE per il collocamento dei propri CV²², trasformando il meccanismo incentivante da sistema di mercato a sistema di tipo *feed-in tariffs*, cioè con tariffe fisse o, quantomeno di importo deterministico.

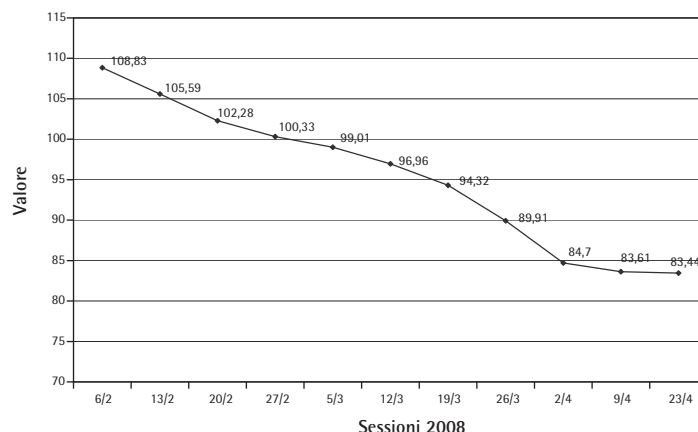
Tab. 3 - Dati al 31 dicembre 2008

anno di riferimento	prezzo medio CV per MWh (euro-IVA esclusa)	controvalore (euro-IVA esclusa)	volume (n. CV in MWh)
2003	82.40	171,193,133	2,077,500
2004	97.37	111,577,518	1,146,050
2005	109.04	43,973,638	403,250
2006	118.54	60,764,928	512,605
2007	80.50	43,373,394	538,558
2008	75.92	19,252,00	253,576

Fonte: GME

²² Il GSE emette a proprio favore i CV spettanti agli impianti CIP 6 entrati in esercizio dal 1° aprile 1999. Tali certificati possono essere collocati nel mercato dal GSE per soddisfare un eventuale eccesso di domanda.

Fig. 3 – Esiti del mercato dei CV (anno di riferimento 2007). I prezzi si riferiscono alle sessioni 2008 e sono comprensivi di IVA



Con la Legge Finanziaria 2008 si è assistito all'ennesima revisione delle regole strutturali del meccanismo dei CV, e il mercato ha risposto immediatamente decretando una riduzione decisa del prezzo a fronte di un eccesso di offerta di certificati (Fig. 3). L'incertezza sull'organizzazione del mercato e sulle caratteristiche strutturali del meccanismo incentivante ha pesato significativamente sul livello degli investimenti e sul grado di sviluppo del settore delle energie rinnovabili nel nostro Paese. Nonostante la Finanziaria 2008 differenzi l'assegnazione dei certificati in funzione della tecnologia, il meccanismo dei CV non prevede un sistema di incentivazione per il solare fotovoltaico. Per tale tecnologia è stato adottato un provvedimento di assegnazione delle tariffe incentivanti in conto energia espressamente studiato per favorire lo sviluppo di questo settore. Le tariffe sono di importo costante per tutta la durata del programma di incentivazione (20 anni) e sono differenziate per potenza dell'impianto e per grado di integrazione architettonica.

Il rischio "risorse rinnovabili"

È il rischio legato alle fluttuazioni stocastiche della disponibilità delle risorse rinnovabili:

- radiazione solare;
- acqua;
- vento;
- temperatura²³.

Nel lavoro si discuterà della possibilità di gestire tale tipologia di rischio attraverso la progettazione e l'utilizzo di titoli derivati.

I *Renewable Energy Derivatives* hanno come sottostante un Indice Locale di riferimento che deve essere sufficientemente significativo da fornire informazioni sulla risorsa rinnovabile in oggetto nella particolare zona dove è ubicato l'impianto. Per la temperatura, ad esempio, il numero dei Gradi Giorno (di riscaldamento o di raffrescamento) in un arco temporale prefissato è un indice largamente utilizzato in molte applicazioni. In finanza, i titoli derivati sulla temperatura, in particolare *futures* e opzioni sugli *Heating Degree Day (HDD)* o sui *Cooling Degree Day (CDD)*, sono correntemente scambiati al *Chicago Mercantile Exchange (CME)* per volumi e valori di mercato più che significativi.

Con riferimento alla temperatura di 18° Celsius (65° Fahrenheit) il numero di gradi giorno di riscaldamento e di raffrescamento è dato rispettivamente da,

$$HDD_i = \max \{18 - T_i, 0\} \quad CDD_i = \max \{T_i - 18, 0\},$$

dove

$$T_i = \frac{T_i^{max} + T_i^{min}}{2},$$

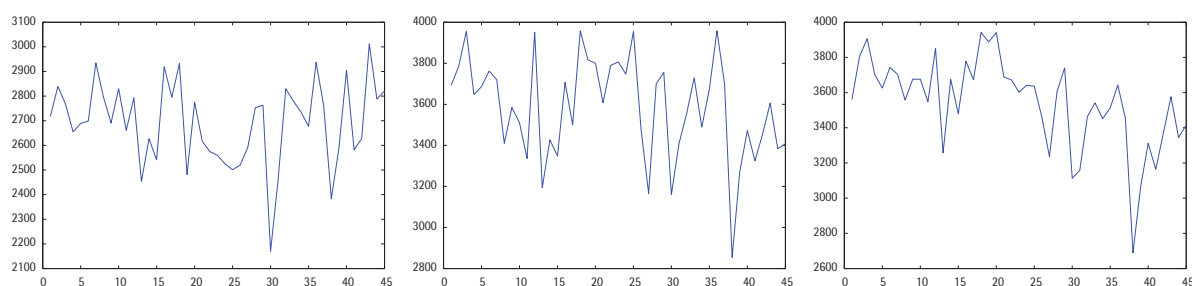
²³ Per quanto la temperatura non possa considerarsi una risorsa sfruttabile direttamente per la produzione di energia, essa costituisce una grandezza di notevole rilevanza sia perché influenza significativamente i consumi energetici sia perché i titoli derivati sulla temperatura (*weather derivatives*) costituiscono un riferimento importante per la progettazione di strumenti finanziari analoghi sulle risorse rinnovabili.

è la temperatura media del giorno i -esimo. La somma dei gradi giorno in un intervallo predefinito (un mese, un trimestre, un anno) costituisce l'indice di riferimento sottostante il contratto,

$$HEAT_t = \sum_{i=1}^n HDD_{t-i} \quad COOL_t = \sum_{i=1}^n CDD_{t-i},$$

dove n rappresenta il numero di giorni inclusi nell'intervallo temporale considerato.

Fig. 4 - Da sinistra a destra: andamento storico (1961-2005) dei gradi giorno cumulati in un anno a New York, Chicago e Detroit rispettivamente



Fonte: National Solar Radiation Data Base

La Fig. 4 mostra l'andamento storico dal 1961 al 2005 dei gradi giorno di riscaldamento cumulati in un anno, in alcune località degli Stati Uniti che sono inserite nel listino del CME nella sezione sui derivati meteorologici. Gli esperti del CME (www.cme.com) calcolano che oltre il 35% dell'economia statunitense sia influenzata da eventi meteorologici, escludendo eventi meteo straordinari. In Tab. 4 sono riportati i primi due momenti della distribuzione empirica delle variazioni logaritmiche dei gradi giorno di riscaldamento cumulati. I valori di deviazione standard, riportati nella seconda riga, giustificano l'istituzione di un mercato sui derivati meteorologici destinato ad assumere un'importanza rilevante nella gestione di tale tipologia di rischio.

Tab. 4 - I primi due momenti della distribuzione empirica delle variazioni logaritmiche dei gradi giorno di riscaldamento

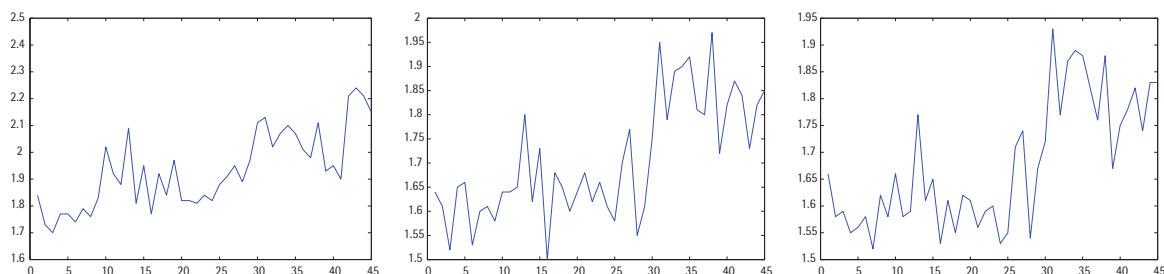
HDD	New York	Baltimora	Chicago	Detroit	Philadelphia
Average	0.0009	-0.0011	-0.0018	-0.0010	-0.0029
St. dev.	0.0844	0.0831	0.0896	0.0765	0.0853

In effetti gli ultimi anni sono stati caratterizzati da una vera e propria esplosione degli scambi: a seguito del crescente interesse mostrato dagli *hedge fund*, il controvalore delle contrattazioni è passato dai circa 10.000 milioni di dollari nel 2005 agli oltre 45.000 del 2006 (fonte: CME). Attualmente sono ammesse alle contrattazioni diverse tipologie di derivati meteorologici relativi a oltre 30 città in tutto il mondo. Se un grossista di gas teme un inverno mite, grazie all'utilizzo di derivati sui gradi giorno, può contenere la perdita "assicurandosi" nel mercato finanziario dei *weather derivatives*, ricevendo un *pay-off* proporzionale ai gradi giorno di riscaldamento mancanti. Prendendo come riferimento questa tipologia di contratti è possibile progettare titoli derivati sulle risorse rinnovabili: sul livello delle precipitazioni, sulla ventosità e sull'irraggiamento solare. La Fig. 5 e la Fig. 6 mostrano rispettivamente l'andamento storico della piovosità annuale (livello delle precipitazioni in un anno) e della ventosità (velocità media annuale del vento) dal 1961 al 2005 in alcune città degli Stati Uniti. L'evoluzione temporale presenta un'erraticità confrontabile con quella dei gradi giorno e giustifica la possibilità di utilizzare contratti finanziari di tipo derivato per la gestione del rischio legato alle fluttuazioni delle risorse considerate. I valori medi e della deviazione standard sono riportati in Tab. 5.

Rispetto a un contratto di tipo assicurativo i derivati presentano alcuni aspetti che li rendono particolarmente attraenti nella gestione del rischio finanziario: i derivati ricoprono eventi a basso rischio e ad alta probabilità di verificarsi e il *pay-off* è legato a un indice oggettivo di riferimento. Pertanto, a differenza di un contratto di assicurazione, non è necessaria la prova del danno e la quantificazione del rimborso è immediata. I derivati possono essere, inoltre, utilizzati da tutti

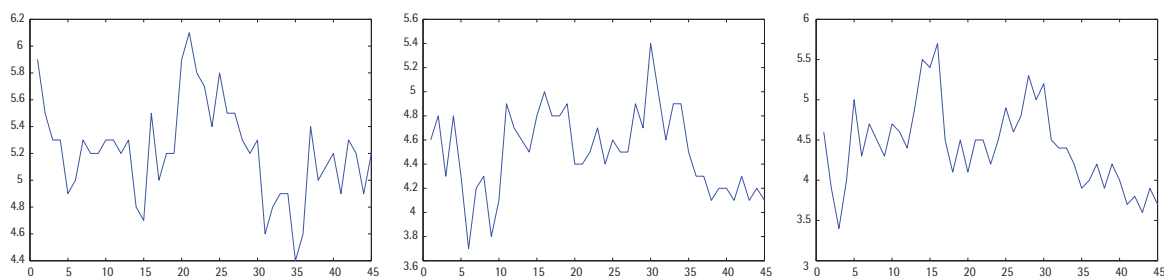
gli agenti economici interessati a investire nel settore: gli *hedger* per stabilizzare, cioè rendere meno incerto il flusso di cassa e il Valore Attuale Netto (VAN) di un investimento, e allo stesso tempo per fornire maggiori garanzie all'eventuale controparte bancaria che finanzia il progetto, gli speculatori per scommettere sul verificarsi di un evento.

Fig. 5 - Da sinistra a destra: andamento storico (1961-2005) della piovosità annuale a Philadelphia, Chicago e Detroit rispettivamente



Fonte: National Solar Radiation Data Base

Fig. 6 - Da sinistra a destra: andamento storico (1961-2005) della ventosità annuale a New York, Chicago e Detroit rispettivamente



Fonte: National Solar Radiation Data Base

Tab. 5 - I primi due momenti della distribuzione empirica delle variazioni logaritmiche della piovosità e della ventosità

	New York	Baltimora	Chicago	Detroit	Philadelphia
Rainfall					
Average	0.0031	0.0031	0.0027	0.0022	0.0035
St. dev.	0.0468	0.0549	0.0644	0.0560	0.0567
Wind					
Average	-0.0029	-0.0100	-0.0026	-0.0049	0.0000
St. dev.	0.0649	0.0593	0.0723	0.0948	0.0577

Benefici contrapposti regolano l'interazione tra la domanda e l'offerta e determinano il prezzo di mercato di questi strumenti. Un *futures* progettato per gestire il rischio finanziario generato da scarsità della risorsa rinnovabile è caratterizzato dalla condizione a scadenza

$$C_s = V(I_s - K),$$

dove I_s è il livello dell'indice sottostante il contratto alla scadenza, K il valore di riferimento fissato e V rappresenta la valorizzazione per "unità di risorsa". Analogamente un'opzione *put* è caratterizzata dalla condizione a scadenza,

$$C_s = V \max \{K - I_s, 0\}.$$

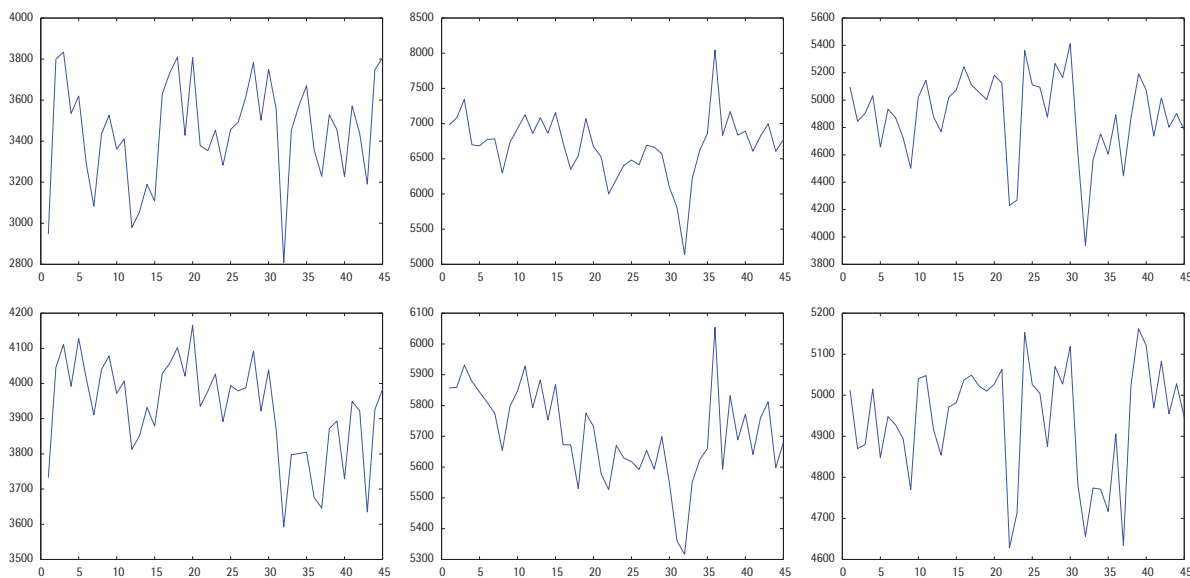
Una posizione corta in un *futures* sull'indice di riferimento, come anche l'acquisto di opzioni *put* sull'indice, garantiscono che, qualora il livello della risorsa in un arco temporale prefissato dovesse essere inferiore al livello medio di lungo periodo K , il detentore del contratto riceverà dalla controparte V euro per ogni unità di risorsa mancante. Attualmente il mercato dei derivati sulle risorse rinnovabili è estremamente limitato e basato essenzialmente su contrattazioni fuori borsa (mercato OTC - *Over the Counter*). In particolare, il mercato dei derivati sul livello delle precipitazioni è cresciuto rapidamente negli ultimi anni per via dell'interesse mostrato dai produttori di energia idroelettrica. Nel settore eolico Merrill Lynch ha progettato i *Global Commodity Wind Power Index (WPIs)* che costituiscono gli indici di riferimento per la progettazione di derivati sulla ventosità. Inoltre, the *US Futures Exchange* ha avviato lo scorso anno le contrattazioni di *futures* sui *Nordix Financial Wind Indexes*: otto contratti sulla ventosità relativi ad altrettante regioni di particolare interesse eolico, di cui cinque nel Texas e tre nello Stato di New York. Il mercato dei derivati sulle risorse rinnovabili sembra dunque destinato a espandersi significativamente: "*USFE plans to develop a comprehensive suite of futures contracts for the benefit of renewable energy, including hydro, solar, geothermal and biomass*" (www.usfe.com).

Il rischio di "insolazione"

La Fig. 7 mostra l'andamento storico dell'insolazione annuale diretta (*direct normal*) e globale su piano orizzontale (*global horizontal*), in alcune località americane dal 1961 al 2005²⁴. I primi due momenti delle distribuzioni empiriche delle variazioni logaritmiche dell'insolazione sono riportati in Tab. 6.

Se si utilizza il valore della deviazione standard come misura delle fluttuazioni, la componente diretta della radiazione solare mostra fluttuazioni di ampiezza confrontabile con l'ampiezza delle fluttuazioni dei gradi giorno di riscaldamento, mentre la variabilità della componente globale si presenta meno consistente. Il rischio legato all'aleatorietà dell'irraggiamento risulta pertanto maggiore nelle applicazioni industriali del cosiddetto solare a concentrazione ad alta temperatura (*Concentrating Solar Power - CSP*) o termodinamico che sfrutta la sola componente diretta della radiazione solare, rispetto alle applicazioni fotovoltaiche che invece utilizzano la componente globale della radiazione.

Fig. 7 - Da sinistra a destra: andamento storico (1961-2005) dell'insolazione annuale diretta (in alto) e globale (in basso) a New York, El Paso e Long Beach rispettivamente. I dati sono relativi alla media giornaliera espressa in Wh/(m²giorno)



Fonte: National Solar Radiation Data Base

²⁴ L'insolazione misura la quantità di energia solare incidente sull'unità di superficie in un determinato arco temporale. L'irraggiamento misura invece la potenza incidente sull'unità di superficie, cioè l'energia incidente nell'unità di tempo per unità di superficie.

Tab. 6 - I primi due momenti della distribuzione empirica dell'insolazione diretta e globale rispettivamente, su base annuale

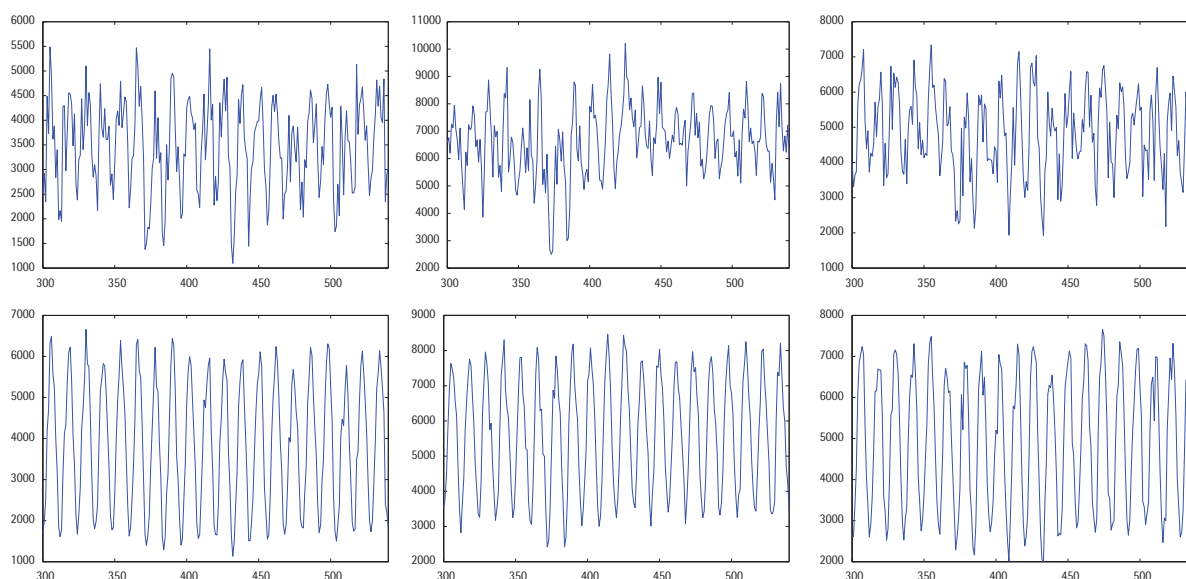
	New York	El Paso	Long Beach
Radiazione diretta			
Average	0.0058	-0.0007	-0.0015
St. dev.	0.0928	0.0657	0.0764
Radiazione globale			
Average	0.0015	-0.0007	-0.0003
St. dev.	0.0372	0.0261	0.0337

Nella sezione successiva presenteremo una metodologia sufficientemente generale per la valutazione di opzioni sulla radiazione solare. In particolare tratteremo della modellizzazione della dinamica del livello di insolazione nel tentativo di catturare le proprietà statistiche osservate. Utilizzeremo due schemi dinamici distinti, entrambi caratterizzati da *mean-reversion* attorno alla media di lungo periodo, il primo di tipo diffusivo, il secondo di tipo diffusivo con salti di Poisson. Successivamente, dopo aver calibrato i modelli sui dati sperimentali, discuteremo della valutazione di opzioni sul livello dell'irraggiamento.

Il modello

La Fig. 8 mostra l'evoluzione temporale dell'insolazione diretta e globale mensile. I dati si riferiscono a 240 osservazioni dal 1986 al 2005 relativamente alle città di New York, El Paso e Long Beach.

Fig. 8 - Da sinistra a destra: andamento storico dell'insolazione mensile diretta (in alto) e globale (in basso) dal 1986 al 2005 a New York, El Paso e Long Beach rispettivamente



Entrambe le componenti della radiazione solare mostrano stagionalità e fluttuazioni stocastiche intorno alla media di lungo periodo. Nel tentativo di modellizzare il fenomeno, indicheremo con I_t il livello di insolazione mensile al tempo t , cioè la quantità di energia incidente al suolo, diretta normalmente per la componente *direct normal*, oppure su piano orizzontale per la componente *global horizontal*, per unità di superficie in un mese²⁵. Indicheremo inoltre con S_t il logaritmo dell'insolazione,

$$S_t = \ln I_t$$

²⁵ I dati utilizzati si riferiscono all'insolazione mensile espressa dalla media giornaliera nel mese considerato.

e assumeremo che sia

$$S_t = f_t + x_t,$$

dove

$$f_t = A + B \sin \left(C + \frac{2\pi t}{12} \right),$$

rappresenta la componente deterministica del moto e descrive la stagionalità del fenomeno. Per modellizzare la dinamica della componente x_t , cioè per catturare le proprietà osservate delle fluttuazioni aleatorie della radiazione al suolo, proporremo due schemi evolutivi distinti, il primo di tipo diffusivo con *mean-reversion* e volatilità costante, il secondo con *mean-reversion* e volatilità stocastica generata da salti di Poisson.

La calibrazione del modello è stata effettuata su dati mensili relativi alla componente diretta e alla componente globale nel periodo 1961–2005, mediante una procedura di stima organizzata in due fasi. Nella prima fase è stata calibrata la componente deterministica del moto: i parametri A , B e C sono stati stimati utilizzando il metodo dei minimi quadrati sulle 540 osservazioni relative alle città di New York, El Paso e Long Beach, e i risultati sono descritti in *Tab. 7* per la componente diretta, e in *Tab. 8* per la componente globale.

Tab. 7 – La stima dei parametri. Gli errori standard sono riportati tra parentesi

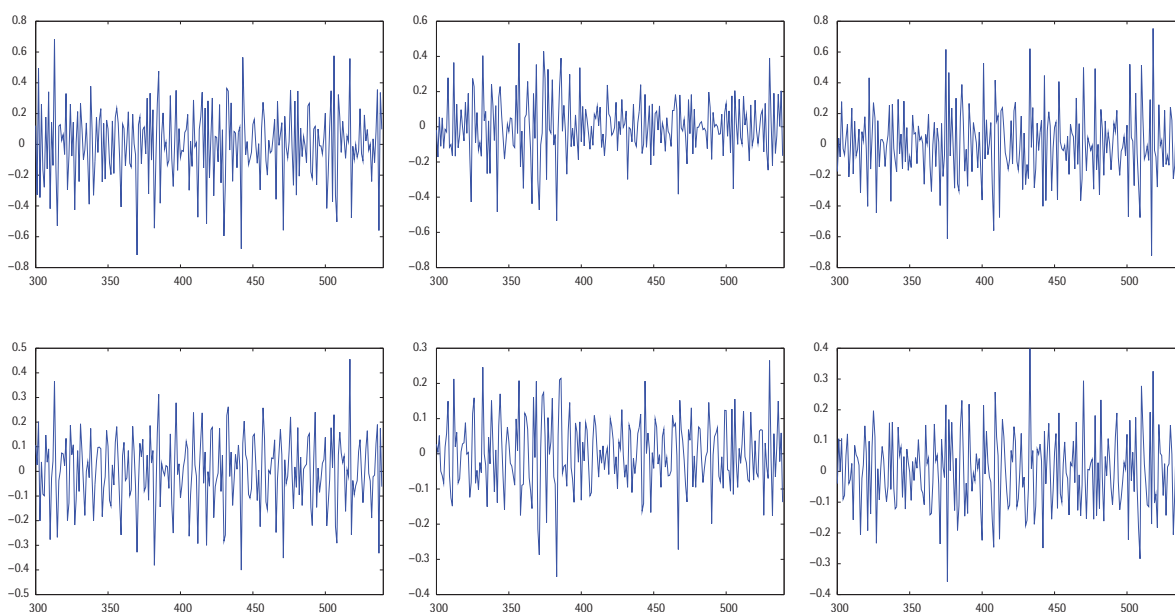
Diretta	New York	El Paso	Long Beach
A	8.1034 (0.0295)	8.7874 (0.0303)	8.4626 (0.0301)
B	-0.3163 (0.0430)	-0.198 (0.0430)	-0.2647 (0.0426)
C	1.4930 (0.1331)	1.7538 (0.2130)	1.1919 (0.1625)

Tab. 8 – La stima dei parametri. Gli errori standard sono riportati tra parentesi

Globale	New York	El Paso	Long Beach
A	8.1757 (0.0300)	8.6014 (0.0303)	8.4422 (0.0315)
B	-0.6368 (0.0430)	-0.4322 (0.0436)	-0.4929 (0.0431)
C	1.4680 (0.0668)	1.5479 (0.0994)	1.4068 (0.0854)

Gli andamenti temporali destagionalizzati delle variazioni logaritmiche della radiazione diretta e globale sono rappresentati nella *Fig. 9*.

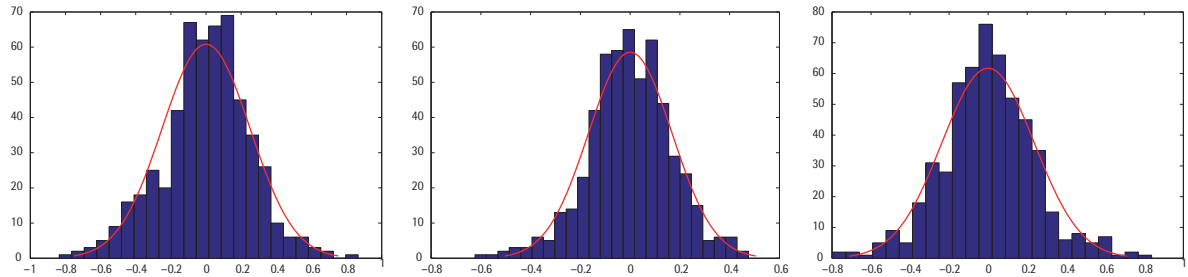
Fig. 9 – Da sinistra a destra: andamento storico dell’insolazione mensile destagionalizzata diretta (in alto) e globale (in basso) nel periodo 1986–2005 a New York, El Paso e Long Beach rispettivamente



Le fluttuazioni stocastiche della componente diretta sono visibilmente più accentuate rispetto a quelle della componente globale: le distribuzioni empiriche e i primi quattro momenti sono riportati rispettivamente nelle *Figg. 10* e *in Tabb. 9* e *10*.

La distribuzione empirica della componente diretta mostra valori più elevati di deviazione standard e di curtosi rispetto alla componente globale: le code della distribuzione si presentano più spesse di quelle della distribuzione della componente globale a significare una più elevata probabilità di verificarsi di eventi "distanti" dalla media. Ovviamente, le applicazioni del solare termodinamico ad alta temperatura sono quelle che maggiormente risentono di questo fenomeno.

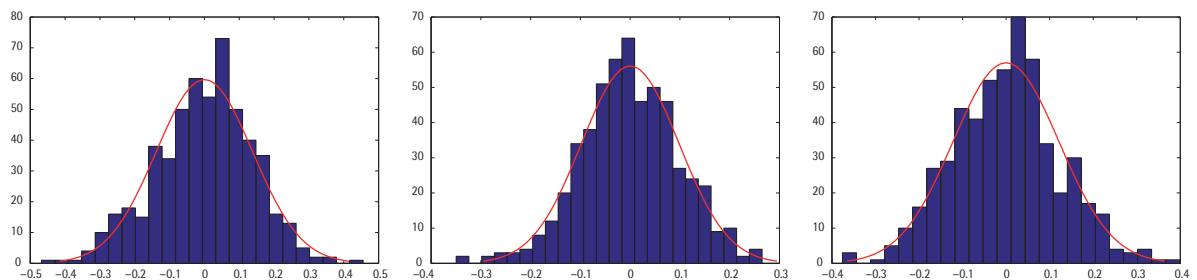
Fig. 10 - La distribuzione empirica (componente diretta). Da sinistra a destra: New York, El Paso e Long Beach



Tab. 9 - I momenti della distribuzione empirica

Diretta	New York	El Paso	Long Beach
n	540	540	540
Mean	0.0004	0.0005	-0.0004
Std. dev.	0.2505	0.1680	0.2369
Skewness	-0.1686	-0.2198	0.0500
Kurtosis	3.4356	3.7066	3.8781

Fig. 11 - La distribuzione empirica (componente globale). Da sinistra a destra: New York, El Paso e Long Beach



Tab. 10 - I momenti della distribuzione empirica

Globale	New York	El Paso	Long Beach
n	540	540	540
Mean	-0.0001	0.0002	-0.0002
Std. dev.	0.1386	0.0982	0.1217
Skewness	-0.2174	-0.1172	0.0890
Kurtosis	3.0778	3.3037	3.0939

Per catturare le proprietà statistiche osservate assumeremo, nel primo schema di modellizzazione, che l'evoluzione temporale della componente aleatoria x_t sia descritta dall'equazione differenziale stocastica:

Dinamica 1

$$dx_t = -\alpha x_t dt + \sigma dw_t,$$

dove α rappresenta il coefficiente di mean-reversion, σ la volatilità e w_t un moto Browniano standard. Il modello descritto dall'equazione (11) è a volatilità costante con una componente di *mean-reversion* che tende a riportare le fluttuazioni browniane intorno al valor medio di lungo periodo. È possibile costruire modelli con volatilità stocastica, che meglio si adattano a descrivere le proprietà osservate della radiazione solare, attraverso l'introduzione nella dinamica di una componente di salto di Poisson, oppure attraverso l'utilizzo di modelli con *switching* stocastico di regime. Il secondo schema evolutivo che considereremo è di tipo diffusivo con salti di Poisson e descritto dall'equazione differenziale stocastica:

Dinamica 2

$$dx_t = (\mu - \alpha x_t) dt + \sigma dw_t + J dq_t,$$

dove q_t è un processo di Poisson indipendente da w_t e l'ampiezza dei salti J è distribuita normalmente con media μJ e deviazione standard σJ . Entrambi i processi sono stati calibrati con tecniche di massima verosimiglianza sui dati destagionalizzati. I risultati della stima del modello diffusivo sono riassunti in *Tab. 11* relativamente alla componente diretta, e in *Tab. 12* per la componente globale della radiazione.

Tab. 11 - La stima dei parametri. Gli errori standard sono riportati tra parentesi

Diretta	New York	El Paso	Long Beach
α	0.7377 (0.0425)	0.5597 (0.0388)	0.8371 (0.0408)
σ	0.1989 (0.0061)	0.1424 (0.0043)	0.1805 (0.0055)
LL	105.63	285.65	158.01

Tab. 12 - La stima dei parametri. Gli errori standard sono riportati tra parentesi

Globale	New York	El Paso	Long Beach
α	0.6117 (0.0409)	0.5925 (0.0396)	0.6882 (0.0406)
σ	0.1154 (0.0035)	0.0822 (0.0026)	0.0985 (0.0028)
LL	399.29	581.62	484.23

I valori stimati della volatilità confermano il livello di maggiore erraticità della componente diretta rispetto alla componente globale della radiazione solare. La stima del modello diffusivo con salti di Poisson (12) è descritta in *Tab. 13*. Per valutare la capacità descrittiva della metodologia proposta, sono state simulate 5.000 traiettorie generate con tecniche Monte Carlo utilizzando il modello calibrato. In *Tab. 14* sono riportati i valori medi dei primi quattro momenti della distribuzione di modello ottenuta.

Tab. 13 - La stima dei parametri. Gli errori standard sono riportati tra parentesi

Diretta	New York	El Paso	Long Beach
μ	0.0449 (0.0140)	0.0281 (0.0076)	0.0631 (0.0100)
α	0.7538 (0.0407)	0.6238 (0.0362)	0.8846 (0.0371)
σ	0.1401 (0.0145)	0.1098 (0.0062)	0.1088 (0.0106)
λ	0.2982 (0.1280)	0.1229 (0.0736)	0.3255 (0.0886)
μJ	-0.1525 (0.0518)	-0.2260 (0.1101)	-0.1947 (0.0407)
σJ	0.2249 (0.0255)	0.1523 (0.0523)	0.1959 (0.0182)
LL	127.37	316.95	200.87

Tab. 14 - I momenti di modello e i momenti empirici. Gli errori standard sono riportati tra parentesi

		Mean	Std. dev.	Skeness	Kurtosis
New York	Observed	0.00	0.2505	0.1686	3.4356
	Dinamica 1	0.00 (0.0004)	0.2503 (0.009)	-0.0027 (0.010)	2.9932 (0.208)
	Dinamica 2	0.00 (0.0004)	0.2522 (0.011)	-0.1792 (0.120)	3.6798 (0.377)
El Paso	Observed	0.00	0.1680	-0.2198	3.7066
	Dinamica 1	0.00 (0.0003)	0.1676 (0.006)	0.0026 (0.105)	2.9920 (0.222)
	Dinamica 2	0.00 (0.0003)	0.1726 (0.008)	-0.3707 (0.140)	4.0486 (0.467)
Long Beach	Observed	0.00	0.2369	0.0500	3.8781
	Dinamica 1	0.00 (0.0004)	0.2371 (0.009)	0.0032 (0.096)	2.9948 (0.219)
	Dinamica 2	0.00 (0.0003)	0.2417 (0.010)	-0.1197 (0.111)	3.7048 (0.338)

L'accordo con la distribuzione empirica sembra interessante: la componente di salto di Poisson introduce volatilità stocastica nel modello e consente di riprodurre con un certo grado di accuratezza i primi quattro momenti della distribuzione empirica. È importante che un modello catturi i momenti della distribuzione, soprattutto nelle applicazioni finanziarie relative alla valutazione di opzioni e di titoli derivati in genere. Nel paragrafo successivo mostreremo come il valore delle opzioni sulla radiazione solare dipenda dal grado di adattamento del modello ai dati sperimentali.

Le opzioni sulla radiazione solare

In questo paragrafo discuteremo un'applicazione del modello finalizzata alla valutazione di opzioni sulla radiazione solare. Opzioni di questo tipo possono essere utilizzate efficacemente nella gestione del rischio legato alle fluttuazioni imprevedibili del livello di insolazione: le variazioni aleatorie della risorsa rispetto al valor medio storico si riflettono sulla redditività degli investimenti nel settore dell'energia solare e determinano una componente importante della rischiosità.

Un'opzione *put* sulla radiazione solare è caratterizzata dalla funzione di *pay-off* seguente:

$$C_s = V \max \{K - H_s, 0\},$$

dove H_s rappresenta la componente diretta o globale della radiazione solare al suolo e K il livello di insolazione media (dato storico) in un intervallo temporale prefissato. Nell'ipotesi di assumere l'anno come ampiezza del periodo di riferimento, avremo

$$H_s = \sum_{i=1}^{12} a_i I_{s-i},$$

dove il coefficiente a_i descrive il numero di giorni del mese i -esimo. V indica la costante di valorizzazione per unità di risorsa (in questo caso l'unità è il kWh/m² di energia solare). Il *pay-off* dell'opzione così costruita risulta dipendente dal percorso secondo la relazione (14) e rientra nella tipologia delle opzioni asiatiche. Il valore all'istante di tempo corrente t ($t < s$) del titolo è dato da

$$C_t = Ve^{-r(s-t)} E_t^* [\max \{K - H_s, 0\}],$$

dove il valore atteso è calcolato nella misura di probabilità neutrale al rischio, e r rappresenta l'intensità istantanea di interesse (costante). Non esistono soluzioni in forma chiusa del particolare problema posto e, per la valutazione, ricorreremo a tecniche di simulazione Monte Carlo. Nell'ipotesi che la componente di rischio sistematico dell'opzione sia trascurabile²⁶, la valutazione può essere effettuata utilizzando la misura di probabilità naturale. In riferimento a un sistema di incentivazione a tariffa fissa per un arco temporale assegnato, supporremo di calcolare il prezzo della copertura selezionando un portafoglio di opzioni europee con "prezzo" di esercizio K fissato (dato storico dell'insolazione annua) e che differiscono per il tempo di esercizio. Nell'ipotesi che la durata del meccanismo di incentivazione sia pari

²⁶ La componente di rischio sistematico dipende dalla covarianza tra il *pay-off* dell'opzione e il rendimento del portafoglio di mercato. Una condizione sufficiente è che la correlazione tra le variazioni del livello di insolazione e il rendimento del portafoglio di mercato sia trascurabile.

a 20 anni, valuteremo un portafoglio di $N = 20$ opzioni *put* europee con tempi di esercizio da uno a 20 anni. Il valore di tale portafoglio è dato da:

$$X_t = \sum_{k=1}^{20} Ve^{-r(s_k-t)} E_t[\max \{K - H_{s_k}, 0\}].$$

In Tab. 16 sono riportati i prezzi (in euro) dei portafogli di opzioni relativamente alle tre località esaminate, ottenuti utilizzando per la radiazione diretta entrambi gli schemi dinamici proposti, e per la radiazione globale il modello diffusivo. I prezzi sono stati calcolati con tecniche di simulazione Monte Carlo su 20.000 traiettorie generate con il metodo delle variabili antitetiche per la riduzione della varianza, nell'ipotesi che la costante di valorizzazione dell'energia sia $V = 0,5$ euro per kWh/m². La scelta dei valori adottati per il calcolo del prezzo delle opzioni è stata effettuata prendendo come riferimento la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta per via fotovoltaica proposta nel "nuovo conto energia". A conferma della maggiore volatilità della radiazione diretta, le opzioni su tale componente risultano sensibilmente più costose delle opzioni sulla componente globale.

Tab. 15 - I prezzi (in euro) della copertura: simulazione Monte Carlo su 20.000 traiettorie

Diretta	New York	El Paso	Long Beach
K (kWh/m ²)	1259	2442	1786
Dinamica 1	228	431	261
Dinamica 2	219	375	237

Tab. 16 - I prezzi (in euro) della copertura: simulazione Monte Carlo su 20.000 traiettorie

Globale	New York	El Paso	Long Beach
K (kWh/m ²)	1434	2084	1803
Dinamica 1	169	198	170

Conclusioni

Per favorire lo sviluppo delle FER è necessario che il sistema finanziario provveda ad ammodernarsi significativamente. Dotare gli investitori di strumenti finanziari adeguati è un passo importante che assicura stabilità alle politiche energetiche del Paese, garantisce il sistema creditizio e i finanziamenti degli investimenti nel settore delle fonti rinnovabili. La politica energetica comunitaria nell'ultimo decennio è stata interamente finalizzata a migliorare la competitività del sistema industriale, garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, nel rispetto e nella salvaguardia dell'ambiente. Favorire la ricerca e lo sviluppo nel settore delle fonti rinnovabili costituisce uno strumento importante di politica energetica perché le FER consentono da un lato di ridurre la dipendenza dall'estero, dall'altro di contenere le emissioni di CO₂ nell'atmosfera. Recentemente, la Commissione Europea, nel Consiglio di marzo 2007, ha posto un obiettivo prioritario e vincolante relativo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: al 2020 il contributo delle FER nel totale dei consumi energetici dell'Unione Europea dovrà essere del 20%. L'obiettivo è stato ribadito nel gennaio 2008 con il "Pacchetto cambiamenti climatici ed energia" nel quale viene confermata la quota del 20%. Per l'Italia è stato proposto un valore inferiore rispetto alla media europea e pari al 17%. È un obiettivo estremamente importante se si pensa che attualmente il contributo è pari a 5,3%, certamente non facile da raggiungere soprattutto se il nostro Paese non dimostri di essere in grado di gestire adeguatamente quei processi di innovazione tecnologica e di innovazione nel settore imprenditoriale e creditizio che inevitabilmente dovranno essere avviati, sviluppati e potenziati con consapevolezza e responsabilità. È una priorità assoluta e necessaria per poter garantire al settore delle energie rinnovabili un adeguato livello di crescita.

Bibliografia

- Cao M, Li A, Wei J. Precipitation modeling and contract valuation: a frontier in weather derivatives. *Journal of Alternative Investments* 2004; 93-99.
- de Jong C. The Nature of power spikes: a regime switch approach. *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics* 2006; 10(3).

- Eydeland A, Geman H. Pricing power derivatives. RISK 1998; September.
- Eydeland A, Wolyniec K. Energy and power risk management. Wiley; 2003.
- Gangale F, Caminiti NM. Le politiche e le misure del settore elettrico. ENEA; 2005.
- Geman H, Roncoroni A. Understanding the time structure of electricity prices. Journal of Business 2003; 79.
- Geman H. Commodities and commodity derivatives. Wiley; 2005.
- Hamilton JD. A new approach to the economic analysis of nonstationary time series and the business cycle, Econometrica 1989; 57; 357-384.
- Hull J. Opzioni, futures e altri derivati (6th edizione). Prentice Hall; 2006.
- I mercati per l'ambiente. Pubblicazione GME.
- Il nuovo conto energia (edizione n. 2). Pubblicazione GSE; 2008.
- Il programma ENEA sull'energia solare a concentrazione ad alta temperatura. Pubblicazione ENEA; 2005.
- Jewson S, Brix A. Weather derivative valuation. Cambridge; 2005.
- Lo sviluppo del fotovoltaico in Italia e le tecnologie proposte dall'ENEA. Dossier ENEA; 2007.
- Mari C. Random movements of power prices in competitive markets: a hybrid model approach. Journal of Energy Markets 2008; 1(2); 1-17.
- Mari C. Regime-switching characterization of electricity prices dynamics. Physica A 2006; 371; 552-564.
- Mount TD, Ning Y, Cai X. Predicting price spikes in electricity markets using a regime-switching model with time-varying parameters. Energy Economics 2006; 28; 62-80.
- Nomisma Energia. Le nuove fonti rinnovabili per l'energia elettrica in Europa. Bologna; 2007.
- Schwartz ES. The stochastic behavior of commodity prices: implications for valuation and hedging. Journal of Finance 1997; 52(3); 923-973.
- Tindall J. Weather derivatives: pricing and risk management applications. Institute of Actuaries of Australia; 2006.
- Trigeorgis L. Real Options. The MIT Press; 1996.
- Vademecum della borsa elettrica italiana. Pubblicazione GME.
- Vademecum mercati per l'ambiente. Pubblicazione GME.
- Weron R. Modeling and forecasting electricity loads and prices. Wiley Finance; 2006.

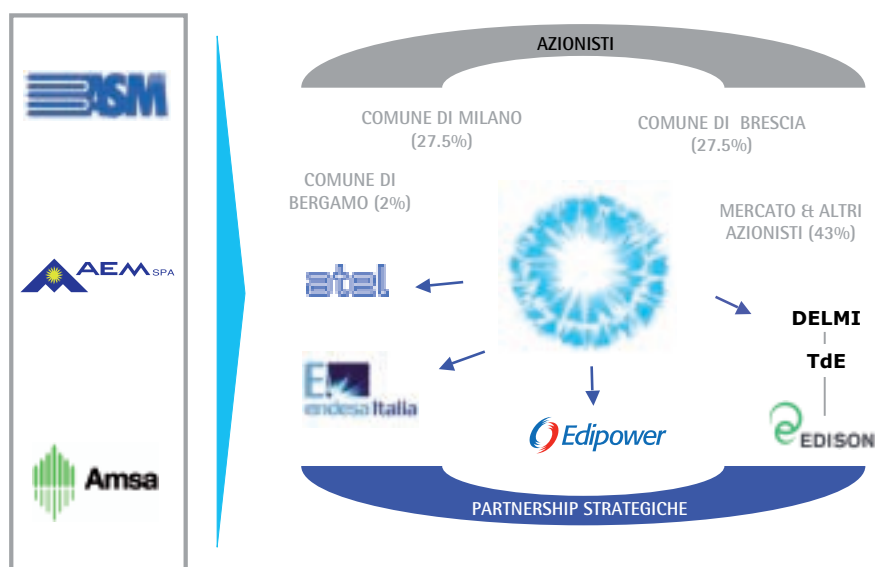
STRATEGIE DI GESTIONE DEL RISCHIO CO₂

Ester Benigni²⁷ - Responsabile Trading e Portfolio Management - A2A Trading Srl, società del Gruppo A2A

Premetto innanzitutto che il mio intervento, nonostante il titolo, riguarderà in generale la gestione del rischio legato ai mercati dei "titoli ambientali", nati a seguito della fissazione di obblighi stringenti sia a livello nazionale (certificati verdi - CV e Titoli di Efficienza Energetica - TEE) che a livello europeo (quote di emissione).

È giusto iniziare dicendo due parole su A2A, dato che in questi giorni si sta svolgendo (a Milano, Londra, Boston e New York) il *roadshow* di presentazione della nuova *multiutility* nata il 1° gennaio 2008 dalla fusione per incorporazione di ASM Brescia SpA e AMSA in AEM SpA.

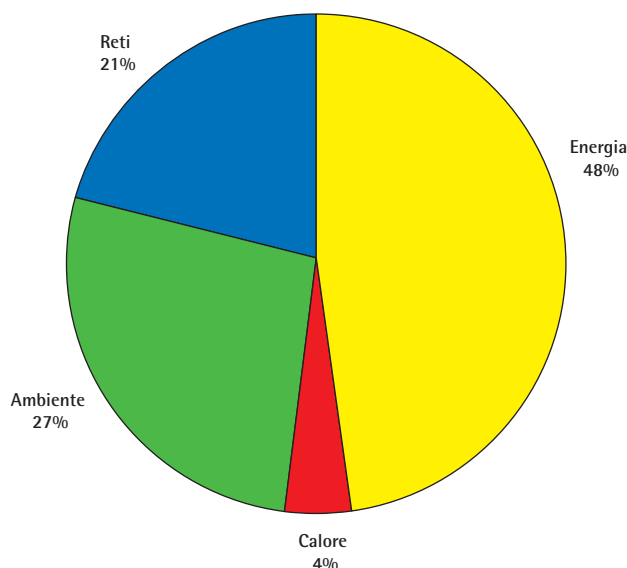
Fig. 1 - A2A



A2A è la prima *local utility* italiana per margini e vendite. In occasione del *roadshow* è stato redatto un bilancio pro forma 2007 (pro forma dal momento che nel 2007 le tre società non si erano ancora unite) da cui si evince chiaramente il ruolo di *leadership* del nuovo gruppo: sia dal punto di vista dei ricavi (oltre 10 miliardi di euro) sia da quello del MOL. Come emerge dal grafico seguente, le attività svolte nella filiera energia hanno contribuito alla generazione del margine con una quota quasi del 50%.

²⁷ Si ringrazia Francesco Carlini, Responsabile dei Mercati Ambientali all'interno della Funzione Trading e Portfolio Management di A2A Trading Srl, per la collaborazione.

Fig. 2 - Incidenza attività



Ora un breve *flash* sulle attività di A2A nella filiera energia, anche per confermare come tutte le questioni sollevate nella mattinata impattino pesantemente su tutti e tre i *business* energetici in cui il Gruppo opera: la generazione, l'*energy management* e le vendite al cliente finale.

Dal punto di vista della generazione, un portafoglio di circa 3.400 MW di impianti termo e idro, con un *mix* di combustibili diversificato e con una quota forte di rinnovabili (quasi il 30%, e quindi molto superiore alla media nazionale che è intorno al 17-18%), consente ad A2A un indubbio vantaggio in termini competitivi.

Per quanto riguarda l'*energy management*, il portafoglio gestito supera i 30 TWh, inclusa la partecipazione del 20% di Edipower. Stiamo crescendo in Europa nel *trading* di energia elettrica con una previsione 2008 di circa 6 TWh di energia intermedia senza aver a disposizione *asset* di proprietà. Siamo presenti in Italia nel mercato dei CV e dei TEE mentre, a livello europeo, operiamo nei mercati della CO₂.

Quanto, invece, all'attività di vendita, A2A rifornisce oltre 15 TWh di energia elettrica a clienti *retail* con una forte presenza in Nord Italia. Il portafoglio contratti gas ammonta a circa 5 miliardi di metri cubi, di cui 2 miliardi per uso termoelettrico e 3 per vendite a clienti *retail*.

Tutti i dati sopra esposti non includono gli effetti della nostra partecipazione in Edison. Dal punto di vista degli *asset*, infatti, se consideriamo anche la quota di co-controllo in Edison i MW disponibili aumentano e il Gruppo diventa il secondo *player* indipendente in Italia per capacità produttiva installata.

Venendo al tema di oggi, avrò modo di dimostrare che tutte le tematiche di cui si è parlato impattano pesantemente sulle attività del Gruppo A2A. In primo luogo occorre dire (Tab. 1) che la compravendita dei titoli ambientali interessa trasversalmente e ormai da diversi anni tutte le attività/società del Gruppo A2A: i CV dal 2001, i TEE e l'*Emissions Trading Scheme* dal 2005. E le prospettive di durata vanno ben oltre il 2012.

Un Gruppo come il nostro ha, quindi, dovuto attrezzarsi al meglio per poter gestire obblighi e opportunità connesse.

Tab. 1 - Attività e mercati

	Emissions Trading	Certificati verdi	Certificati bianchi	Green Pricing
Produzione di energia da fonti convenzionali	✓	✓		
Trading power mercati esteri/ Import/Export di energia	✓	✓		
Produzione di energia da fonti rinnovabili		✓		✓
Distribuzione energia elettrica			✓	
Distribuzione gas			✓	
ESCO/Services/Vendita calore			✓	
Termoutilizzatori	✓	✓		
Teleriscaldamento/Cogenerazione	✓	✓	✓	
Vendite a clienti finali	✓			✓

Dal punto di vista degli obblighi associati alla produzione di energia elettrica da fonti convenzionali, A2A è soggetto "gestore" per quanto attiene l'*Emissions Trading Scheme* e in quanto tale ne sopporta "oneri e onori", nonché soggetto obbligato a immettere in rete energia da fonte rinnovabile che genera CV (ai sensi dell'articolo 11 del d. lgs. n. 79/99). Oltre all'attività di trading di energia elettrica oltre frontiera, siamo importatori in Italia e, quindi, soggetti all'obbligo di certificazione "verde" dell'energia importata: acquistiamo garanzie di origine al fine di ridurre questo costo.

A proposito del cosiddetto "fallimento del mercato dei CV", di cui si è ampiamente dibattuto stamattina, vorrei solo aggiungere che non lo considero tale: i prezzi hanno solo reagito a variazioni "non previste" delle curve domanda/offerta (e, peraltro, difficili da prevedere quando si disegna un meccanismo a priori), manifestando in tal modo la preminenza del mercato che di fatto si è adeguato. Sul fronte della domanda abbiamo assistito a una riduzione importante della quota obbligata, per effetto delle numerose franchigie e dell'abbondanza delle garanzie di origine rilasciate dai soggetti che esportano nel nostro Paese. Questi due effetti combinati hanno portato all'esenzione dall'obbligo di circa 30-40 TWh di domanda, con il conseguente drenaggio di risorse monetarie all'estero. Ma ciò fa parte del più ampio tema relativo al *trade off* esistente tra garanzia di origine/*trading* e sistemi di incentivazione nazionali, che lascio sul tavolo per un futuro dibattito, anche alla luce del *Green Package* in via d'adozione a livello europeo.

Sul versante dell'offerta si è assistito, invece, a un rapido incremento della produzione eolica.

Lo stupore degli operatori dipende dal fatto che per anni questo è stato un mercato ingessato, in cui i prezzi si muovevano a minimo sconto rispetto al prezzo fissato per i CV di proprietà del Gestore del Sistema Elettrico. Era forse prima a non essere un vero mercato.

Dal punto di vista della produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, A2A non solo produce CV che concorrono a coprirne il fabbisogno ma anche dispone di impianti che generano certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*) e che vengono venduti nel circuito volontario del *green pricing*. Lo sviluppo del *green pricing* è partito internamente come una sfida al fine di valorizzare le risorse idroelettriche dei nostri impianti che non rientravano nel regime dei CV perché entrati in esercizio prima del 1° aprile 1999. Nel 2007 abbiamo venduto circa 800 GWh di certificati "volontari" che, da un punto di vista strettamente economico, non generano grandi margini ma sono testimonianza della nostra attenzione a proporre un simile prodotto (la vendita dell'energia verde ha molto successo presso i clienti domestici).

Siamo coinvolti sul fronte dei certificati bianchi (ovvero dei Titoli di Efficienza Energetica - TEE) per quanto riguarda gli obblighi di riduzione dei consumi di energia negli usi finali imposti ai nostri quattro distributori di energia elettrica e gas, concessionari di entrambi i servizi a Milano e a Brescia.

Molte delle società del Gruppo sono ESCO, accreditate presso l'Autorità, e quindi sono attive nella produzione di TEE al fine di contribuire alla compensazione degli obblighi dei distributori.

I nostri termoutilizzatori sono coinvolti nell'*Emissions Trading Scheme* per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fonte non organica; viceversa generano CV per quanto riguarda la parte rinnovabile che viene bruciata.

Il teleriscaldamento - attività nella quale il Gruppo ha previsto un piano di investimenti di circa 700 MW nei prossimi anni - oltre a essere un settore coinvolto nell'*Emissions Trading Scheme* produce anche CV da teleriscaldamento, ai sensi del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20.

I clienti finali sono interessati dall'*Emissions Trading Scheme* perché annulliamo su richiesta volontaria anche le loro emissioni.

Per il Gruppo A2A, l'insieme dei mercati ambientali ha generato nel 2007 un giro d'affari superiore ai 40 milioni di euro (tenuto conto delle attività sui CV, sulla gestione del portafoglio CO₂ e includendo il contributo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per i TEE annullati dai distributori nonché considerando il piccolo apporto generato dalle attività relative al *green pricing*).

Sono numeri effettivamente interessanti il cui significato va al di là del mero assolvimento degli obblighi.

A2A e le società da cui il Gruppo ha origine hanno sempre posto la sostenibilità (intesa come attenzione all'impatto che le scelte produttive hanno sull'ambiente e sulla comunità) tra i propri valori fondamentali. I giudizi ricevuti da agenzie internazionali specializzate nel valutare il "rating etico" delle società quotate, e che tengono conto non solo degli aspetti economici ma anche delle *performance* nei settori ambientale e sociale, sono tutti fortemente positivi, anche rispetto alla media di settore. A titolo di esempio si riportano alcuni indici di riferimento conseguiti dal Gruppo: FTSE4Good Global e Europe, Dow Jones Sustainability Index, Ethibel Excellence Europe, Axia CSR Italia e Axia Ethical Italia.

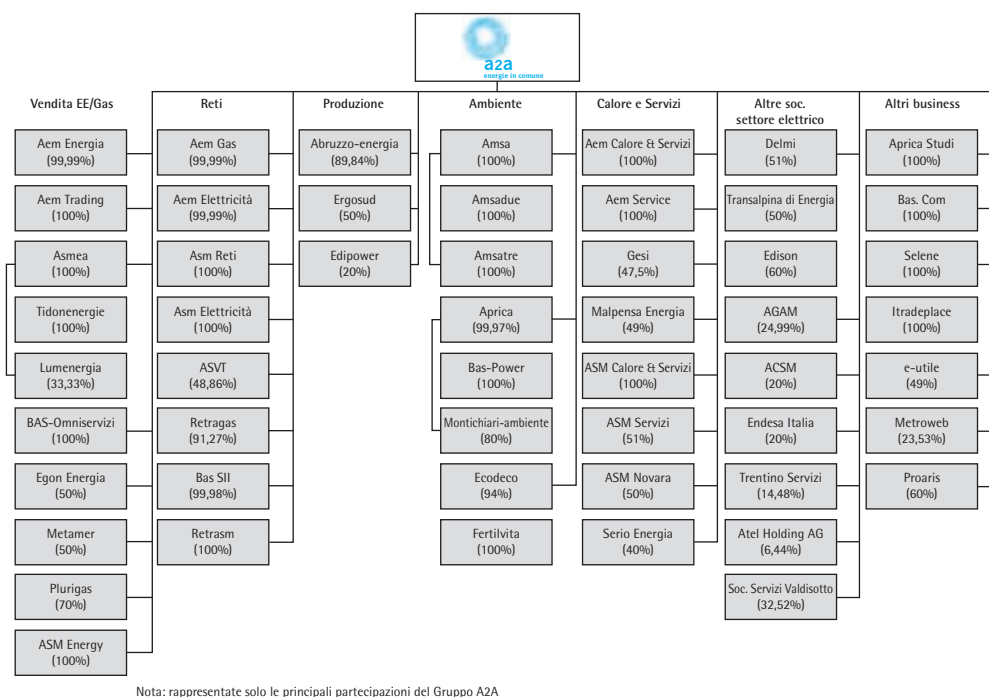
Tornando all'argomento di oggi, i principali fattori di incertezza che interessano i mercati dei titoli ambientali possono essere riassunti come segue:

- I. il rischio normativo/regolamentare;
- II. il rischio organizzativo (molteplicità di società e numerosi impianti coinvolti);
- III. l'orizzonte temporale (data la rilevanza economica del tema, quanto più è "certo" lo scenario in cui si opera, tanto migliori azioni decisionali possono essere intraprese);
- IV. il mercato (ovvero il rischio prezzo).

E tra questi sicuramente il *rischio normativo/regolamentare* è quello più esplosivo in quanto variazioni anche minime della normativa di riferimento generano forti ripercussioni sul mercato. Purtroppo questo è un rischio per sua natura incontrollabile, a cui si può far fronte solo con il costante aggiornamento (professionale) e la rapidità d'azione. Nel seguito entrerà nel merito del rischio normativo/regolamentare per dimostrare l'impatto che ha avuto sui prezzi di alcuni titoli ambientali.

Il *rischio organizzativo* è evidente: le società controllate da A2A sono oggi più di 50 e non a caso nei prossimi mesi è previsto un forte e mirato processo di razionalizzazione.

Fig. 3 - Gruppo A2A



Moltissime sono le società interessate dalle *compliance* ambientali e tenere le fila (anche solo degli annullamenti) è complesso perché sono anche tanti gli impianti coinvolti.

Relativamente all'*orizzonte temporale*, tutto "semberebbe" certo fino al 2012. Come ha anche ricordato Marcella Pavan prima di me, la stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas ha permesso il *banking* dei TEE fino al 2012, fissando gli obiettivi di riduzione dei tep in carico ai distributori a tale data. La Legge Finanziaria 2008 ha definito qual è la percentuale d'obbligo per i produttori e gli importatori da fonte convenzionale fino al 2012 e, per quanto riguarda l'*Emissions Trading Scheme*, è in corso di approvazione da parte della Commissione Europea il PNA italiano che interesserà il periodo 2008-2012. Se non altro, per i prossimi cinque anni abbiamo i principali paletti prefissati, al netto di cambiamenti normativi che tuttavia non escludo.

Il *rischio mercato* coincide con il rischio prezzo che interessa tutti questi prodotti, che alla fine sono assimilabili a pure *commodity* negoziate sia sui mercati OTC sia sui mercati organizzati. Il rischio mercato è connesso alla variazione del

prezzo di una *commodity*. Poiché gli indici che ne determinano il valore si muovono continuamente – e per molti di essi la volatilità è veramente molto elevata – ciò può comportare effetti negativi sui margini della società.

Questo ha portato all'adozione da parte del Gruppo A2A di una strategia di gestione a livello centralizzato di tutte le *commodity ambientali*, con la creazione di una funzione *ad hoc* denominata Mercati Ambientali all'interno dell'unità organizzativa *Trading e Portfolio Management* che coordina, monitora e si interfaccia con il mercato esterno per la gestione del *surplus/deficit* di tutte le *commodity ambientali*.

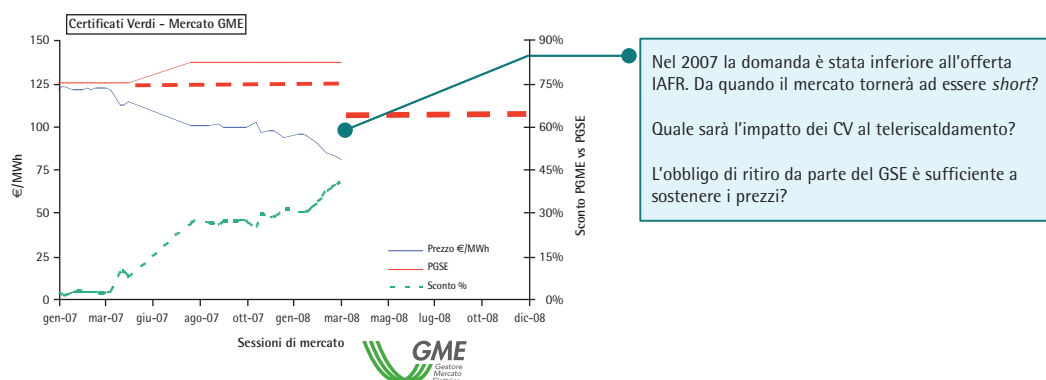
È in corso d'implementazione una procedura CO₂ che vedrà coinvolte, da un lato, tutte le società del Gruppo a cui sono state allocate quote di emissione ai sensi del PNA e dall'altro i mercati ambientali che avranno il compito di calcolare la posizione netta di Gruppo, da monitorare mese su mese per una migliore gestione del rischio e delle opportunità.

A2A Trading è la società che intrattiene i rapporti commerciali con l'esterno, perché ha le competenze di mercato e perché, coerentemente con il modello di *business* che è stato implementato da anni (ovvero il *tolling*), tutti i costi variabili sono a carico di A2A Trading mentre resta responsabilità del produttore la gestione tecnica-operativa degli impianti. Tale modello ha favorito il rafforzarsi di un legame consolidato tra chi gestisce gli impianti (sia reti sia centrali) e chi si interfaccia con il mercato. Ciò permette di avere costantemente sotto controllo il saldo di Gruppo, al fine di operare il netting di tutte le posizioni "ambientali" – che ricordo sono pure *commodity* – nell'ottica di una gestione centralizzata del rischio.

Rapido excursus sui mercati in cui sono negoziati i tre prodotti: CV, TEE e quote di emissione

Relativamente ai CV rispetto a quanto è già stato osservato questa mattina non mi dilungo molto.

Fig. 4 - Prezzi CV



Per quanto riguarda i prezzi, la tratteggiata verde rappresenta la crescita a partire da gennaio 2007 dello sconto percentuale del prezzo di mercato del GME rispetto al prezzo del GSE, che come si può notare è in costante aumento. Posto che sulla piattaforma del GME si negozia più o meno il 10% dei titoli, è comunque un mercato che riteniamo rappresentativo (confermo il prezzo di 72 €/MWh di mercoledì, già segnalato dal professore De Paoli, a fronte del prezzo di riferimento del GSE di 125 €/MWh).

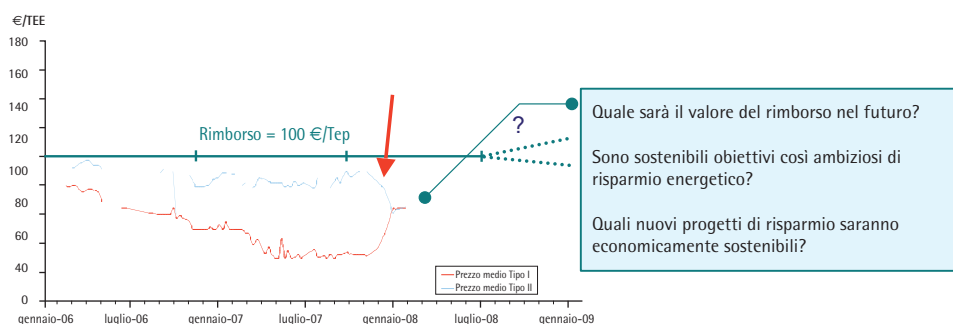
Non stento a credere che il prezzo dei CV potrebbe tendere a zero, proprio perché da un punto di vista economico l'offerta eccede la domanda. Non mi aspetto grosse novità per il 2008 anche se la quota d'obbligo è salita al 4,55% (sempre al netto di interventi normativi dell'ultima ora). Il mercato sembrerebbe funzionare, perché il prezzo è dato dall'incrocio delle curve di domanda e offerta. Bisogna sapersi muovere bene anche in un mercato in discesa e mi risulta che alcuni piccoli produttori stiano incontrando non poche difficoltà.

Un altro elemento d'incertezza da tenere in conto è dato dall'ingresso su questo mercato dei CV generati dalla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento i quali si aggiungeranno, lato offerta, a un mercato già lungo (ricordo che l'obbligo può essere coperto solo con una quota massima del 20% di CV prodotti da cogenerazione). Oltre al proliferare di iniziative (ovviamente sempre all'interno della finestra temporale prevista dal decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20) si assisterà alla consuntivazione degli anni precedenti così che sul 2008 si cumulerà il lungo dei CV invenduti nel

2007 oltre ai CV generati da teleriscaldamento negli anni precedenti. Il rischio è alto, bisogna costantemente tenere d'occhio la normativa e, tra tutti i rischi, purtroppo quello normativo appare sempre quello più rilevante.

Anche i certificati bianchi presentano un elevato rischio normativo, come emerge dal seguente grafico. Dal momento in cui è stato pubblicato il Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2007 che ha riconosciuto, tra l'altro, l'assoluta indifferenza, ai fini dell'assolvimento dell'obbligo tra i TEE di tipo I (curva rossa) e i TEE di tipo II (curva azzurra), i due prezzi di mercato hanno iniziato a convergere, poiché i due beni sono diventati interscambiabili. Non essendoci più differenza tra i due titoli, il mercato ha reagito immediatamente.

Fig. 5 - TEE



Un grosso limite attuale è che non esistono mercati a termine sia per i CV sia per i TEE e quindi si ragiona sempre nell'ottica del mercato *spot*, con consegna a pronti il giorno dopo. Un altro rischio comune ai due titoli è sicuramente quello relativo alla "multa". Inoltre, nel caso dei TEE, si soffre anche per la mancanza di regole e meccanismi certi sul calcolo del valore che assumerà il rimborso riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai distributori da oggi al 2012.

Sull'*Emissions Trading Scheme* il panorama ci sembra più positivo in quanto più certo, con un'incidenza del rischio normativo inferiore.

A2A, tenuto conto anche gli impianti ex-Endesa in via di acquisizione, gestirà un portafoglio complessivo sulla Fase II di quasi 36 milioni di tonnellate di CO₂.

È questo un *asset* da valorizzare al meglio: se calcoliamo un prezzo di mercato oggi attorno a 20 €/tonn per quota si sta parlando di una "dote" di oltre 700 milioni di euro, da tenere sotto controllo al fine di coglierne tutte le opportunità che vanno dal *banking* allo *swap* tra EUA (*Emission Unit Allowances*) e CER (*Certified Emission Reduction*) o ERU (*Emission Reduction Unit*). Ricordo, infatti, che il PNA Fase II in via di approvazione ha previsto che per l'adempimento dell'obbligo annuale di restituzione delle quote di emissione i gestori possano utilizzare sia EUA sia, nei limiti di percentuali prefissate, crediti CER/ERU derivanti, rispettivamente, da progetti di *Clean Development Mechanism* e di *Joint Implementation*.

Al momento il nostro perimetro include una ventina di impianti, da verificare anche in termini di rispetto della *compliance*. L'incidenza della normativa è bassa, forse perché esiste una *regia comunitaria* e non nazionale.

Il mercato è, in questo caso, non solo europeo ma globale perché se da un lato le emissioni sono tutte nei Paesi europei dall'altro lato l'offerta è data sia dalle quote di emissione rilasciate dai PNA sia dai crediti derivanti dagli strumenti flessibili del Protocollo di Kyoto (i cosiddetti CER ed ERU) riconosciuti nel sistema comunitario grazie alla Direttiva *linking* 2004/101/CE.

In questo mercato la volatilità è estrema, fomentata tanto dai *rumor* quanto dai fondamentali che determinano l'andamento delle curve *forward* dei prodotti petroliferi. Ad esempio, quando a maggio 2006 è iniziata a circolare l'indiscrezione che la pubblicazione dei dati relativi alle emissioni degli impianti nel 2005 avrebbe messo in luce l'eccesso delle allocazioni, il valore della quota è sceso da 30 €/tonn a 8-9 in pochi giorni, per poi crollare, a fine 2007, a 0,02 €/tonn. Si rivela un mercato estremamente volatile sul quale operiamo sia con finalità di *hedging* (ovvero a copertura delle nostre posizioni) sia a livello di *trading*.

Sin dal 2005, per poter essere operativi in modo efficace, siamo iscritti alle principali borse "carbon" europee: *in primis*

a Powernext Carbon, oggi Bluenext; a EEX Carbon, dove siamo membri anche per i contratti *spot* e *futures* relativi all'energia elettrica; siamo attivi sulla borsa del GME fin dalla sua fondazione e su ECX operiamo con contratti *futures* con consegne dicembre 2008 già dal 2006.

Segnalo che la presenza italiana su queste borse è scarsa (sette membri su Bluenext e sei membri su ECX). Operiamo anche sulle principali piattaforme di brokeraggio e lavoriamo OTC già da un anno per il perfezionamento della *Allowance Appendix*, un'appendice all'*EFET Master Agreement* che abbiamo sottoscritto con una ventina di società europee per operare nel *trading* elettrico e che abbiamo condiviso e standardizzato con alcune controparti per lo scambio di EUA e di CER. Segnalo che in questo momento lo *spread* tra le due *commodity* è molto interessante: consegnando CER in luogo di EUA – nelle percentuali prefissate dai PNA – si possono generare opportunità di margine per i gestori.

Da ultimo ricordo, a questo proposito, che esiste il rischio di un possibile mancato collegamento tra il registro delle emissioni gestito centralmente dall'Unione Europea (*Community Independent Transaction Log* - CITL) e quello delle Nazioni Unite (*International Transaction Log* - ITL), il cui legame permetterà lo scambio CER/ERU *versus* EUA. Solo allora il mercato sarà veramente globale. Di fatto questo è lo spirito del Protocollo di Kyoto e A2A è già pronto e attrezzato per affrontarlo.

Note a margine

CV: In data 18 dicembre 2008 è stato pubblicato il Decreto Ministeriale recante "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" che stabilisce, tra l'altro, all'articolo 15 l'obbligo di ritiro, entro il mese di giugno, da parte del GSE, su richiesta dei detentori, dei CV rilasciati per le produzioni riferite agli anni fino a tutto il 2010, con esclusione dei CV da teleriscaldamento. La richiesta di ritiro va inoltrata al GSE entro il 31 marzo di ogni anno del triennio 2009-2011 e il prezzo di ritiro dei predetti CV è pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

Il mercato ha reagito immediatamente, anche sulla base di *rumor* e voci, tanto che già dal mese di settembre 2008, l'aspettativa della pubblicazione del decreto ha fatto sì che il prezzo dei CV negoziati sul mercato del GME risalisse attorno a 85-90 €/MWh, valori considerati comunque "a sconto" del prezzo di ritiro che ci si attende applicherà il GSE nel mese di giugno 2009 ai CV invenduti del 2007 e del 2008. Alcuni stimano che il costo di questa norma impatterà sulla componente A3 della tariffa elettrica, relativa agli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate, per oltre 500 milioni di euro nel 2009.

TEE: A fine dicembre 2008, al termine di un lungo periodo di consultazione avviato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con il DCO 32/08, è stata pubblicata la delibera EEN 36/08 recante "Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2009 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007" che ha definito la formula di calcolo del valore del contributo riconosciuto a parziale copertura dei costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti di efficienza energetica, oltre che aggiornato a 88,92 €/tep il valore del contributo previsto per il 2009 (pari a 100 €/tep nel 2008). Con la medesima delibera l'Autorità ha anche equiparato, ai fini dell'assolvimento dell'obbligo, i TEE di tipo III – indipendentemente dalla loro data di emissione, ma a eccezione di quelli generati da risparmi di energia primaria conseguiti attraverso interventi sugli usi energetici per autotrazione – ai TEE di tipo I e II, determinando la rapida convergenza dei prezzi di tutte e tre le *commodity* sul mercato.

CO₂: A metà ottobre 2008 è stato reso operativo il collegamento tra il registro dell'Unione Europea (CITL) e quello dell'ONU (ITL), così da permettere alle imprese di trasferire le riduzioni certificate delle emissioni (CER), ottenute nell'ambito del *Clean Development Mechanism*, nella rispettiva contabilizzazione presso il registro dello Stato membro di origine, compreso quello italiano tenuto dall'Istituto Superiore per la Ricerca e la Protezione Ambientale (ISPRA, ex APAT). A partire da tale data si è assistito parimenti a una progressiva "chiusura" dello *spread* tra EUA e CER, non solo per il venir meno dell'incertezza regolatoria ma anche per l'appressarsi della crisi economica che ha portato a un maggiore sfruttamento dello *swap* in un mercato europeo che si vede meno "corto" del previsto (a oggi la convenienza dello *swap* si è ridotta a 1 €/tonn contro i quasi 10 €/tonn raggiunti tre anni fa).

A fine novembre 2008, inoltre, la Commissione Europea ha approvato anche il PNA italiano e successivamente il ministero competente ha provveduto al rilascio delle quote di emissione sul Registro. Tutto ciò in notevole ritardo rispetto ai tempi stabiliti dalle norme: infatti, gli Stati membri dovrebbero rilasciare a tutti gli impianti, entro il 28 febbraio di ciascun anno, una quantità di EUA pari al quantitativo determinato nel PNA. Tale rilevante ritardo nel rilascio dei permessi 2008 sul Registro italiano ha comportato problemi di consegna per gli operatori che avevano concluso contratti a termine (sia *futures* sia *forward*) con data di *delivery* 1° dicembre 2008, data questa convenzionalmente utilizzata per lo scambio e la liquidazione dei contratti EUA e CER a termine. Più in generale, il ritardato rilascio delle quote ha impedito una gestione efficiente del portafoglio dei permessi di emissione e dei crediti di carbonio da parte degli operatori.

LO SVILUPPO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI: UN COSTO O UN'OPPORTUNITÀ DI COPERTURA?

Roberta Bigliani - EMEA Research Director - Energy Insights

Il mio intervento di oggi prescinde dal contesto del mercato italiano e dall'analisi dei meccanismi e delle logiche di copertura da tutti i tipi di rischio che sono stati illustrati, nel corso della mattinata, dagli eccellenti relatori in maniera molto dettagliata e molto tecnica.

L'obiettivo della mia presentazione è quello di provare a considerare un diverso ruolo che può essere assegnato alle fonti rinnovabili. Si sente spesso parlare di fonti rinnovabili come di un'opportunità per ridurre l'impatto dell'attività umana sull'ambiente, per diversificare il mix delle fonti produttive e quindi indirettamente generare maggiore indipendenza sul fronte dell'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie; però raramente si sente parlare delle rinnovabili come di uno dei possibili strumenti utilizzabili per la copertura dal rischio della volatilità dei prezzi delle fonti energetiche primarie, e quindi specificatamente delle fonti fossili.

E non credo sia necessario sottolineare in questa sede l'importanza per l'industria energetica di ricorrere a strumenti di copertura. Basti solo ricordare che le commodity energetiche sono tra quelle caratterizzate dalla più alta volatilità. Il contesto è poi ulteriormente complicato dai nuovi vincoli, dalle preoccupazioni legate al cambiamento climatico e anche da fattori geopolitici, essendo nota a tutti la dipendenza dell'Europa, e in particolare dell'Italia, dagli approvvigionamenti esteri.

Molteplici sono i fattori che contribuiscono allo sviluppo delle rinnovabili: direttive europee, strumenti di incentivazione di varia tipologia e natura, possibilità di creare uno sviluppo industriale che si traduce in nuovi posti di lavoro. La vendita di energia rinnovabile rappresenta per le aziende una possibilità di differenziazione della propria offerta sul mercato (le varie forme di energia dal bollino verde) o, per chi l'acquista, un elemento a sostegno delle politiche di *Corporate Social Responsibility*.

Esiste però un'ulteriore spinta all'adozione delle rinnovabili, o se si vuole un diverso punto di osservazione.

Le rinnovabili, in quanto energia prodotta a costi fissi (non c'è ovviamente il costo variabile legato al combustibile), possono essere un mezzo di protezione contro potenziali perdite derivanti dalla variabilità dei prezzi dei combustibili fossili e contro i rischi di un'eventuale mancata consegna delle stesse.

In altre parole le rinnovabili sono uno strumento di *hedging*.

Con il termine inglese di *hedging* "si fa riferimento, in ambito finanziario, a una strategia di investimento disegnata per ridurre il profilo di rischio di un investimento mediante l'utilizzo di strumenti derivati quali opzioni put e call, vendite allo scoperto e contratti futures e forward. L'utilizzo di tali strumenti finanziari consente di ridurre la volatilità di un portafoglio riducendo di conseguenza la possibilità di perdite. Una strategia di hedging può inoltre permettere di assicurarsi una performance predeterminata (*profit lock-in*) anche in presenza di movimenti di mercato opposti a quelli previsti".

Quando si parla di rischio di volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche, però ci sono due aspetti da tenere in considerazione: un aspetto di micro livello e uno di macro. Il primo è il rischio finanziario, il rischio di singoli operatori, che attraverso la molteplicità di meccanismi a disposizione può essere affrontato adottando strategie di copertura più o meno sofisticate. Il secondo, quello a livello macro è relativo all'impatto che la volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche ha sullo sviluppo economico e sul PIL. Questo è un "rischio Paese", un rischio di natura diversa da cui è difficile coprirsi con gli strumenti finanziari esistenti, che non sono i più opportuni. In questo ambito possono contribuire proprio le fonti rinnovabili.

Consideriamo quindi le rinnovabili come strumento di *hedging*. Il pioniere in questa teoria è Shimon Awerbuch, che per 15 anni ha lavorato su questo tema. Shimon era un economista che ha svolto studi in campo finanziario ed energetico ed è prematuramente scomparso in un incidente aereo nel febbraio 2007. Originario di Tel Aviv, è cresciuto negli Stati Uniti, e negli anni '90 è venuto in Europa dove ha lavorato anche per l'International Energy Agency a Parigi. Negli ultimi quattro anni è stato professore della University of Sussex (UK).

Il lavoro di Awerbuch è molto articolato e complesso, ma vorrei provare a sintetizzarne alcuni passaggi fondamentali. Il primo punto fondamentale da lui evidenziato è che per poter costruire una strategia di copertura dal rischio sulle incertezze del futuro, gli investitori hanno come strumento quello di costruirsi un portafoglio bilanciato e diversificato, che contenga al suo interno alcune risorse caratterizzate da costi fissi, quali appunto le rinnovabili.

Quindi il suo punto di riflessione non è tanto se le rinnovabili siano o meno un utile strumento di *hedging*, ma piuttosto quanta parte di questa fonte debba essere inserita nel portafoglio di ciascun operatore.

Un altro punto fondamentale del suo lavoro riguarda il confronto del costo del kWh prodotto da impianti fossili, in particolare a gas, e impianti di energia rinnovabile.

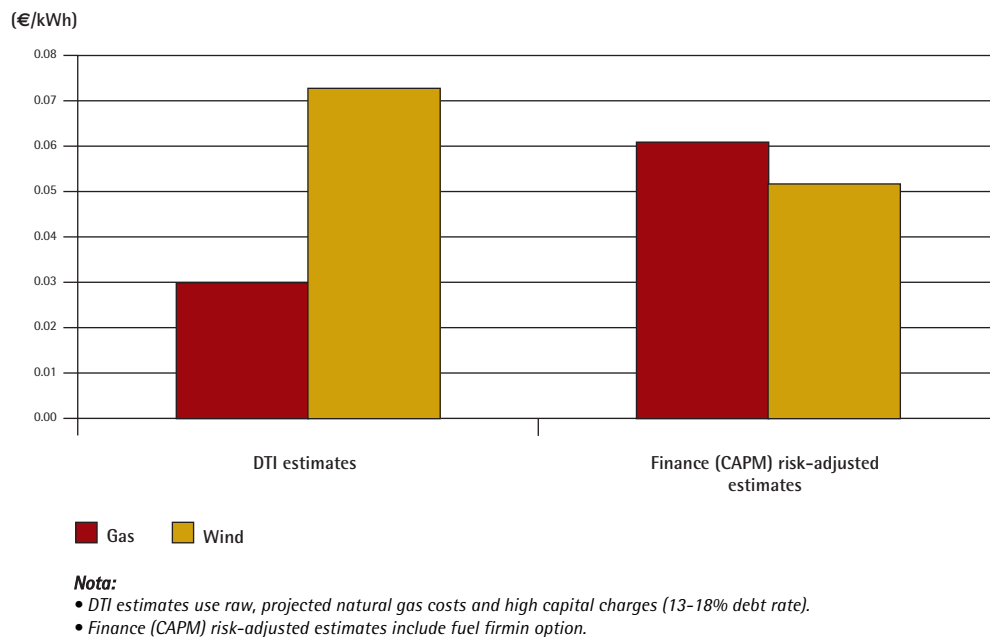
Noi tutti siamo abituati a sentir parlare delle rinnovabili come fonti che hanno costi più elevati, anche perché, soprattutto per le tecnologie meno mature, è ancora necessario percorrere la curva di apprendimento tecnologico e quindi ottenere i benefici derivanti da un'applicazione su larga scala.

Awerbuch, al suo rientro nel Regno Unito dagli Stati Uniti, ha dimostrato che in realtà non è vero che il costo delle rinnovabili sia superiore. E per farlo ha preso i dati del Department of Trade - DTI del Regno Unito (Fig. 1) e ha confrontato il costo del kWh prodotto tramite gas e da fonte eolica. Attraverso una serie di conteggi e di calcoli che considerano la dimensione del rischio finanziario connesso alla variabilità del prezzo del gas, Awerbuch è giunto addirittura a dimostrare matematicamente che in realtà è il gas a costare più dell'eolico.

Il punto fondamentale è ancora una volta l'approccio e la penalizzazione che sistematicamente vengono alle risorse rinnovabili in sede di pianificazione degli investimenti, in quanto la tipica ottica della costruzione dei business case è quella più "ingegneristica" e meno finanziaria.

E valutare il costo del kWh in questo modo, per citare Shimon, sarebbe come guardare un film senza sonoro. Con il risultato di penalizzare ovviamente l'attrattività delle fonti rinnovabili.

Fig. 1 - Confronto del costo del kWh



Fonte: Shimon Awerbuch, 2005, riprodotto da Energy Insights, 2008

Awerbuch peraltro ha anche sostenuto e dimostrato numericamente un'altra interessante tesi: se nel portafoglio di generazione elettrica di un Paese si inseriscono ulteriori fonti rinnovabili – nella fattispecie lui aveva preso ad esempio il contesto del Regno Unito e la fonte eolica – anche se la fonte rinnovabile fosse più costosa, si ottiene un effetto di diminuzione del costo complessivo del kWh generato da tutto il sistema. Nel 2003 Awerbuch ha fatto questi conteggi e ha dimostrato, ad esempio, che se il piano di sviluppo delle rinnovabili fissato nel 2003 dal Regno Unito fosse stato triplicato, nel 2010 il costo generazione del Regno Unito si sarebbe abbassato del 17%.

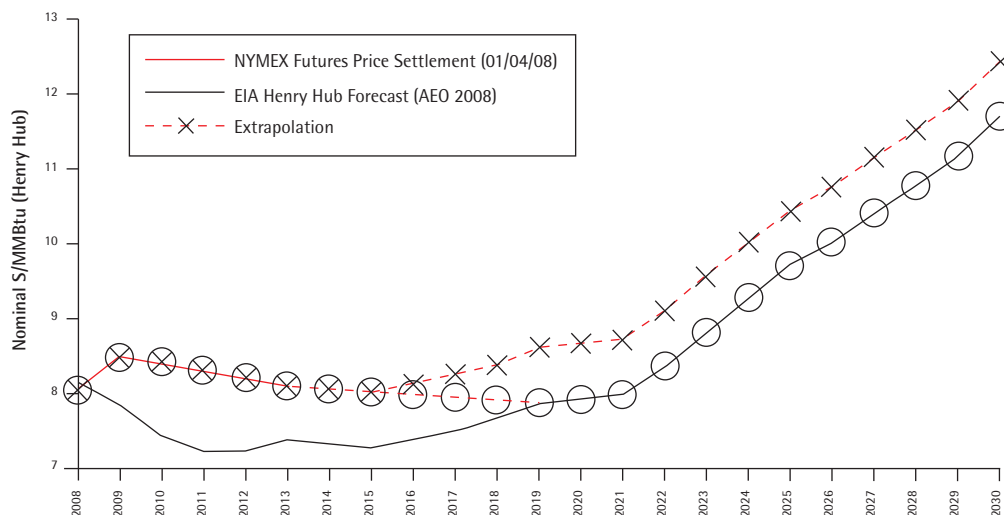
Awerbuch non è stato l'unico a lavorare su questo tema, nonostante la sua opera sia sistematicamente ignorata dai più. Anche il Lawrence Berkeley National Laboratory degli Stati Uniti – e Ryan Wiser in particolare – ha prodotto una serie di analisi abbastanza dettagliate sul ruolo delle rinnovabili, con un'ottica più orientata a cercare di valorizzare il risk premium che potrebbe essere riconosciuto alle rinnovabili come elemento di copertura.

Anche questi studiosi sono partiti da un'analisi delle rinnovabili come strumento di *hedging*, utilizzabile sia dal punto di vista della singola azienda, sia come strumento utile per ridurre (nel caso specifico) i consumi di gas e quindi i

prezzi che ne conseguono, portando a benefici da un punto di vista di sistema Paese. Hanno però cercato di dimostrare un'altra tesi: quando si fanno delle analisi sul futuro e si cerca di valorizzare il costo atteso della *commodity* gas, non si devono utilizzare dati di *forecast*, per quanto autorevoli questi possano essere, ma cercare di inserire l'elemento di rischio e quindi prendere in considerazione i dati relativi ai *forward* e ai *futures*.

Nel grafico della Fig. 2 sono riportati i dati del prezzo del gas dal 2008 al 2030, e in particolare il *forecast* formulato dall'Energy Information Administration (EIA) e l'indice NYMEX: si può osservare che sistematicamente c'è una differenza di valore.

Fig. 2 - Confronto tra prezzi forward sul NYMEX e quelli del forecast dell'Annual Energy Outlook



Notes:

Nominal \$/MMBtu prices for Henry Hub are based on AEO 2008 real price forecast but have been adjusted for inflation.

The gas price projection consists of NYMEX prices through 2014 (the last year for which they are available), interpolated data for 2015-2018, and the AEO 2008 reference case forecast for 2019-2030.

The extrapolation line assumes that the NYMEX futures prices will continue to exceed the AEO forecast through 2030 by an amount similar to the discrepancy in 2013.

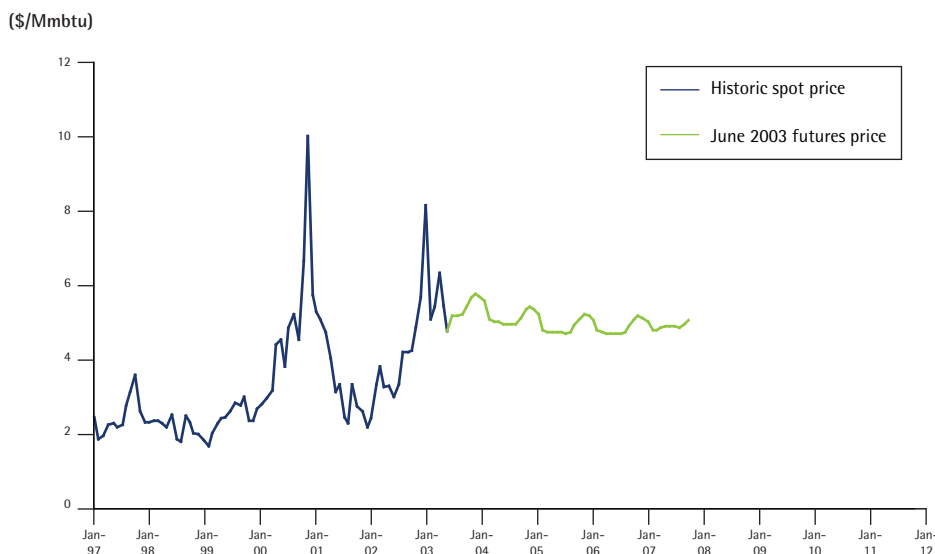
Fonte: Lawrence Berkeley National Laboratory 2008, riprodotto da Energy Insights, 2008

Gli studi di entrambi questi economisti (Awerbuch e Wiser) hanno cercato di enfatizzare i benefici derivanti da un maggior ricorso alle fonti rinnovabili sia sotto il profilo della costruzione di portafogli ottimizzati sia sotto il profilo del rischio e in generale per una riduzione dei costi per l'intera collettività. Hanno altresì tentato di fornire un diverso punto di vista e di offrire delle esemplificazioni quantitative di un ruolo diverso delle rinnovabili, come strumento addizionale di copertura dal rischio. Resta inteso che questo non elude il problema di coprirsi dal rischio delle rinnovabili, ma questo tema è ampiamente trattato dagli altri interventi.

In conclusione, porto il caso di un'applicazione pratica della logica di utilizzo delle rinnovabili come *hedging*, fatta da una società americana che nel momento in cui ha costruito il proprio piano di sviluppo ha inserito anche queste considerazioni.

È il caso della MidAmerican Energy Company (MEC), che ho scelto anche perché sul mercato americano a volte è più facile avere dati delle serie storiche su cui fare dei confronti. La MEC ha realizzato il primo impianto eolico nel 1999 e nel 2000 aveva un portafoglio fortemente sbilanciato sulle fonti fossili (54% carbone, 29% gas, 9% rinnovabili e 8% nucleare). Nel 2003 decide di investire pesantemente sull'eolico, con l'obiettivo di arrivare per la fine del 2008 ad almeno il 16% delle rinnovabili (pari al 20% per la *holding*). Partiamo dalla situazione storica del livello prezzi.

Fig. 3 - La situazione dei prezzi nel momento in cui MEC decide l'investimento



Fonte: NYMEX, riprodotto da Energy Insights, 2008

Il grafico della Fig. 3 mostra la situazione dei prezzi nel 2003 (la curva in blu gli *spot price* e in verde i prezzi attesi del gas da un punto di vista *futures*). Il grafico è costruito considerando l'effetto finanziario, tanto che non sono utilizzati i *forecast* dei prezzi, ma i *futures*.

MEC ha investito, ovviamente, non solo sulle rinnovabili ma anche sulle altre fonti e attualmente ha sostanzialmente decuplicato, se non di più, la propria capacità installata da un punto di vista eolico e oggi è forse la prima azienda regolata, la prima *utility* regolamentata degli Stati Uniti, da un punto di vista della capacità installata sul fronte eolico. Se guardiamo alla curva dei prezzi con il senno di poi (Fig. 4), si può osservare come la curva dei prezzi reali registrati sul mercato sia stata non solo volatile ma addirittura nettamente superiore rispetto alle previsioni dei futures, e quindi lascio a voi la considerazione dei benefici derivanti da questa strategia da un punto di vista di risparmio e di riduzione dei costi legati a ulteriori forme di copertura per gestire questo rischio di variabilità.

Fig. 4 - Evoluzione dei prezzi: confronto ex post dei prezzi spot e futures



Fonte: NYMEX, riprodotto da Energy Insights, 2008

Tutto questo prescinde dagli aspetti legati a considerazioni di copertura dagli impatti ambientali che renderebbero simili ragionamenti ulteriormente complicati e articolati.

In conclusione, alcune considerazioni sul perché queste teorie non si siano diffuse o non abbiano trovato così tanta applicazione pratica nei vari Paesi europei, americani, e italiani ovviamente.

Forse la prima considerazione da fare è che quando si parla di rinnovabili si pone sempre l'accento all'aspetto del maggiore costo (e su questo non c'è nulla da aggiungere rispetto a quanto evidenziato dai precedenti interventi).

Un altro aspetto che attira l'attenzione, e quindi i ragionamenti, è sempre legato alla preoccupazione di operare su vasta scala impianti di energia rinnovabile, vuoi per la loro variabilità, vuoi per le ripercussioni sulla gestione della reti, e in particolare su quelle distributive quando oltre a essere rinnovabili le fonti di generazione da integrare sono anche distribuite. E questo aprirebbe un altro discorso, vale a dire la necessità di realizzare le cosiddette "reti intelligenti".

Questi elementi, accompagnati a un discorso di *non abitudine* da parte delle singole aziende all'utilizzo di queste tecniche di analisi degli investimenti e anche da una *manca di indicazione* da parte degli organismi di regolamentazione, ha probabilmente mortificato il ruolo delle teorie sviluppate da questi eminenti studiosi. Mi auguro che in futuro si possa lavorare per tentare di sviluppare maggiormente questo tipo di ragionamenti e dimostrarli quantitativamente anche sul mercato italiano.

Bibliografia

Mark Bolinger and Ryan Wiser, *Balancing Cost and Risk: The Treatment of Renewable Energy in Western Utility Resource Plans* (Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory, August 2005), <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP>.

Mark Bolinger, Ryan Wiser and William Golove, *Accounting for Fuel Price Risk When Comparing Renewable to Gas-Fired Generation: The Role of Forward Natural Gas Prices* (Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory, January 2004), <http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/54751.pdf>.

Shimon Awerbuch's Web page <http://www.sussex.ac.uk/spru/profile154800.html>.

Energy Insights, *Renewable Energy as a Utility Hedge Strategy*, January 2007, #E1205166.

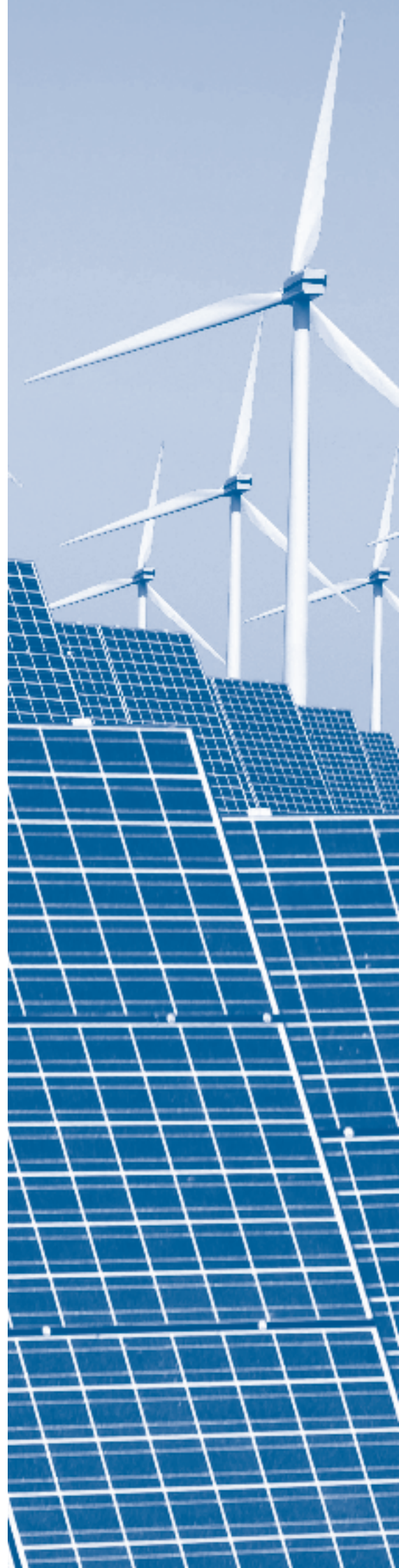
Annual Energy Outlook 2008 (Washington D.C.U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, December 2007).

Comparison of AEO 2008 Natural Gas Price Forecast to NYMEX Futures Prices: http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/53587_memo.pdf

LBNL report che analizzano il tema del *fuel price risk accounting*: <http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/reports/53587.pdf>; <http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/reports/54751.pdf>

Tavola Rotonda

IL FUTURO DEI MERCATI
AMBIENTALI ALLA LUCE
DEI RECENTI SVILUPPI
DELLE POLITICHE COMUNITARIE



IL FUTURO DEI MERCATI AMBIENTALI ALLA LUCE DEI RECENTI SVILUPPI DELLE POLITICHE COMUNITARIE

moderatore: Daniele Lepido

con la partecipazione di Massimo Beccarello, Francesco De Luca, Tullio Fanelli, Clara Poletti, Alberto Ponti, Fabio Romani, Valeria Termini, Salvatore Zecchini

Daniele Lepido – Il Sole 24 ore

Sole, acqua, vento, biomasse e quant'altro: le energie rinnovabili da nicchia per appassionati (quindi scienziati e qualche imprenditore particolarmente lungimirante) si stanno trasformando in un business abbastanza ricco, anzi oggi sono già un business (mi riferisco alla prospettiva finanziaria). Un business ricco perché nel 2007 è valso qualcosa come 100 miliardi di dollari secondo le stime del New Energy Finance. Un mercato che in Italia vale ancora poco, circa mezzo miliardo di euro (e qui parliamo delle risorse che, ad esempio, i fondi di private equity stanno mettendo sul piatto per scommettere su questo tema). Società grandi e piccole si stanno buttando nel campo; grandi banche stanno trasformando alcune loro sezioni operative in rami dedicati alle energie rinnovabili; ci troviamo in pieno cambiamento di rotta per l'approvvigionamento energetico. Le cause del cambiamento sono sostanzialmente due: da un lato il prezzo del petrolio (ottica dei 110 dollari al barile) e dall'altro la regolamentazione e il Protocollo di Kyoto. In un simile quadro, il GME svolgerà sempre più il ruolo neutro di chi fornisce una piattaforma trasparente, sicura e il più possibile efficiente. Sappiamo che nell'ambito della gestione economica del mercato elettrico, al GME è affidata l'organizzazione delle sedi di contrattazione dei certificati verdi, dei Titoli di Efficienza Energetica e delle unità di emissione. Occupiamoci ora del futuro dei mercati ambientali alla luce dei recenti sviluppi delle politiche comunitarie. Giro la domanda al professore Massimo Beccarello: i mercati ambientali sono sempre più un business ma ancora da regolare. Nel medio periodo quali saranno le mosse che verranno attuate da parte del regolatore? Il mercato dove sta andando?

Massimo Beccarello – Università Milano Bicocca – Confindustria

In questa fase è difficile dire come si orienterà il regolatore: siamo ancora in piena discussione su quelle che saranno le azioni che intraprenderà il legislatore europeo.

Le due direttive proposte lo scorso 23 gennaio fissano degli obiettivi estremamente ambiziosi per quanto riguarda il tema della sostenibilità ambientale e alcuni aspetti di questo approccio sono particolarmente critici.

Diversamente dagli accordi dello scorso 9 marzo (quando si era chiuso il Consiglio Europeo 2007), sono stati fissati degli obiettivi vincolanti in tema di CO₂ e di rinnovabili, tralasciando completamente l'efficienza energetica. Si è trattato in qualche modo di un piccolo errore che va rivisto, perché (ed è oggi opinione unanime) la principale misura della sostenibilità ambientale risiede nelle riduzioni dei gas clima alteranti, a tal fine le rinnovabili sono certamente uno strumento per raggiungere l'obiettivo, ma anche l'efficienza energetica deve trovare pari dignità. Peraltro l'efficienza è uno strumento meno costoso. Esiste un rischio concreto di incremento di costi della bolletta elettrica se gli obiettivi di efficienza non sono affiancati a quello delle rinnovabili (mi riferisco a un *burden sharing* del 17% per l'Italia).

Un altro aspetto molto importante è legato alla tutela della sostenibilità, che in un contesto di mercato liberalizzato costituisce un interesse generale. Per questa ragione non possiamo trascurare anche tutti gli strumenti di flessibilità, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla CO₂, che sono legati al *trading* di certificati tra gli Stati membri.

Infine, credo che per l'Italia – al di là delle preoccupazioni piuttosto forti del sistema industriale sull'incentivazione – lo sviluppo delle fonti rinnovabili rappresenti sicuramente un'opportunità. Lo ha dimostrato anche un primo censimento da noi condotto sull'attuale tessuto industriale: stimiamo che ci siano oltre 200 aziende che lavorano nell'indotto (un indotto da circa 18.000 occupati) e che hanno superato i 4,5 miliardi di fatturato. È un settore che presenta delle interessanti potenzialità di sviluppo; il sistema industriale è pronto a fare la sua parte.

Naturalmente tutto ciò deve essere accuratamente bilanciato, in modo tale che lo sviluppo di un settore industriale sia poi anche coerente con i meccanismi del mercato, proprio per evitare che, tra cinque/dieci anni quando si aprirà una riflessione più ampia sul *mix* di produzione di energia in una logica di riduzione delle emissioni, non si dovranno affrontare brutte sorprese per quanto riguarda la strutturazione degli incentivi.

Abbiamo parlato di sforzo maggiore di efficienza in un'ottica di mercato.

Dottore Francesco De Luca, cosa ne pensa e le aziende del suo campo come rispondono a questa sfida?

Francesco De Luca - Direttore Generale - Assoelettrica

Le problematiche affrontate oggi non solo sono di attualità, ma anche di estrema importanza per il futuro.

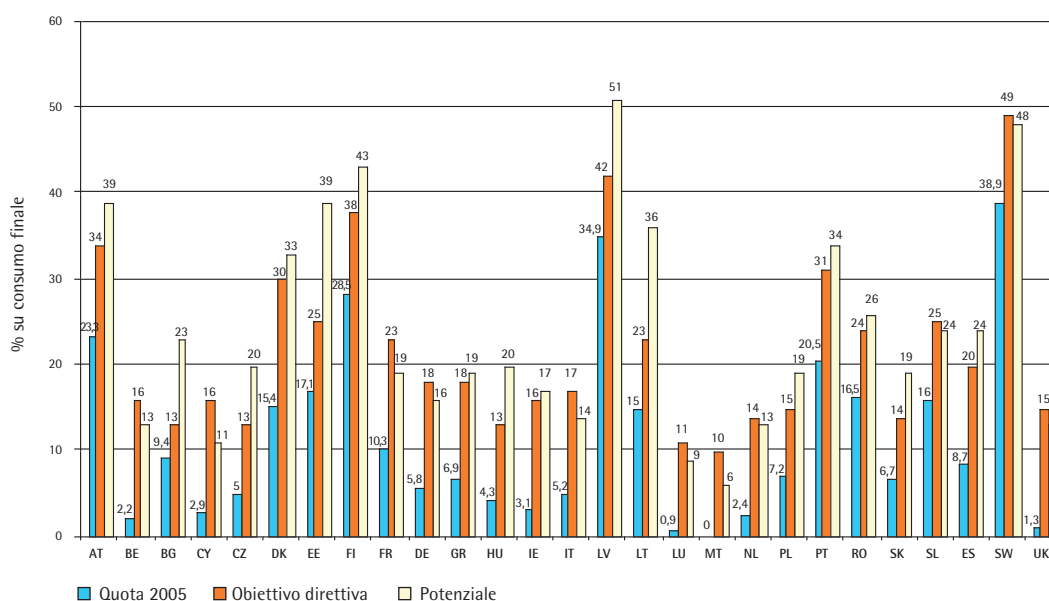
Rispondere alla domanda può essere semplice, ma anche difficile, in quanto se da una parte gli operatori elettrici sono da tempo in prima linea e stanno investendo in modo significativo nelle fonti rinnovabili, dall'altra il quadro normativo e regolamentare, innanzitutto quello previsto a livello europeo, presenta ancora rilevanti possibilità di integrazioni e modifiche. Ciò a partire dagli aspetti connessi al *trading* delle garanzie di origine che richiedono precisazioni e chiarimenti.

A dimostrazione dell'impegno degli operatori elettrici sul fronte delle rinnovabili, il primo di essi nei giorni scorsi ha comunicato l'aggiornamento dei propri programmi di investimento per i prossimi anni. Analogamente è stato fatto da altre importanti aziende che hanno confermato il ruolo focale dello sviluppo delle fonti rinnovabili, nell'ambito delle proprie attività future. Da questo punto di vista, quindi, non possiamo che attenderci sviluppi positivi e interessanti.

Affinché tali obiettivi possano essere conseguiti è però necessario il superamento dei vincoli e dei problemi che gli operatori si trovano ad affrontare nel momento in cui decidono di presentare un progetto e quindi di investire. Mi riferisco non solo ai problemi procedurali e autorizzativi, ma anche a quelli, ancora irrisolti, connessi al raccordo delle politiche regionali, vista la competenza italiana concorrente ripartita tra Stato e Regioni, sebbene sul tema rinnovabili la competenza è ormai esclusivamente delle Regioni, anche se lo Stato è coinvolto per gli aspetti programmatici. Quest'ultimo elemento è di estrema importanza, perché se non si riescono a risolvere le complicazioni a esso collegate, molte delle iniziative previste rischiano di non trovare uno sbocco e quindi una realizzazione concreta.

Non sono tra coloro che ritengono risolutiva una riforma con ritorno *tout court* delle competenze in questione a livello centrale. Affermo ciò perché non credo che il livello locale possa essere escluso dalle decisioni, in particolare nel caso di iniziative caratterizzate da impatti territoriali significativi. Ciò non significa, ovviamente, che non vi sia necessità di un intervento. Intervento che dovrebbe essere mirato a stabilire forme di raccordo più strette tra centro e periferia. In ogni caso alle Regioni dovrebbe essere chiesto, non solo di programmare i propri obiettivi in linea con le politiche comunitarie (con lo Stato che dovrà continuare a svolgere una funzione di coordinamento e raccordo), ma anche di agire in coerenza con questi obiettivi. Ciò detto, vorrei tornare sul tema dei nuovi indirizzi europei. Vorrei mostrare una diapositiva che pone in evidenza la ripartizione degli obiettivi a livello europeo e che permette di segnalare alcune delle problematiche che si presenteranno per l'Italia.

Fig. 1 - *Burden sharing* obiettivi fonti rinnovabili



L'obiettivo europeo è raggiungere una percentuale media del 20% di fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali del settore elettrico e degli altri due ambiti interessati alle nuove disposizioni, vale a dire quello dei biocarburanti e bio-combustibili e quello della climatizzazione. L'istogramma in azzurro fornisce la percentuale coperta dalle fonti rinnovabili in ciascun Paese dell'Unione Europea. Quello in arancione rappresenta l'obiettivo assegnato a ciascuno, mentre nell'ultimo è riportato il potenziale, individuato per ciascun Paese da un recente studio commissionato dai competenti organismi comunitari.

Come noto, la "contrattazione" che ha riguardato i criteri attraverso cui suddividere l'obiettivo a livello europeo si è protratta a lungo. Senza entrare nel merito, dopo lunghe discussioni l'Unione Europea ha deciso di ripartire in due quote la differenza che esisteva tra il valore attuale della media del contributo delle rinnovabili rispetto all'obiettivo del 20% (vale a dire l'11,5%, calcolato come complemento rispetto all'attuale produzione europea da fonti rinnovabili, pari all'8,5%): una parte (5,5%) uguale per tutti i Paesi e un'altra quota ripartita in funzione del valore del PIL *pro capite* di ciascun Paese. Si è quindi rinunciato totalmente al criterio che si riteneva potesse essere adottato inizialmente: riparametrare una parte dell'obiettivo in funzione del potenziale di sviluppo ulteriore dei singoli Paesi europei.

E si è così giunti alla situazione delineata nel grafico, con il risultato che il ricorso a questo nuovo criterio ha comportato obiettivi che per alcuni Paesi sono sostanzialmente inferiori rispetto al potenziale ancora sviluppabile negli stessi e, viceversa, per altri Paesi, obiettivi notevolmente superiori al potenziale effettivo che si può sviluppare al loro interno, come nel caso dell'Italia. I Paesi con un obiettivo maggiore del proprio potenziale dovranno cercare di acquistare garanzie di origine da altri Paesi o sviluppare investimenti all'estero per provare a raggiungere l'obiettivo loro assegnato ed evitare di pagare le sanzioni, peraltro ancora indefinite, nel caso in cui l'obiettivo non venga conseguito.

In questo contesto il *trading* delle garanzie di origine diviene quindi essenziale. Il possibile ricorso a questo strumento è stato regolamentato nella proposta di direttiva. Reso possibile all'interno dell'Unione Europea, ma non al di fuori di tale contesto.

Peraltro, anche nell'Unione Europea andranno risolte alcune criticità. Ad esempio, un soggetto italiano potrebbe investire in un altro Paese europeo e potrebbe richiedere delle garanzie di origine (se è un privato), previa autorizzazione da parte degli Stati membri coinvolti. Potrebbe, in altri termini, richiedere le garanzie di origine in quel Paese e scontarle poi in un altro Paese (in questo caso l'Italia). L'energia rinnovabile prodotta ad esempio in Polonia, dove si è effettuato un nuovo investimento, ancorché consumata in quel Paese, verrebbe in questo caso considerata ai fini del conteggio dell'obiettivo italiano.

Potrebbe anche verificarsi il caso di un soggetto straniero che investa in Francia, venda l'energia prodotta sempre in Francia perché in quel momento lì è valorizzata a un prezzo superiore e venga poi a scontare in Italia le garanzie di origine emesse in Francia, ricevendo di conseguenza l'incentivo previsto dalla normativa italiana. Il controvalore dell'energia prodotta sarà così conteggiato, ai fini dell'obiettivo fonti rinnovabili, non in Francia, ma in Italia.

Tutto questo discorso porta a una conclusione molto precisa. Innanzitutto, che in prospettiva ci troveremo di fronte a una realtà di mercato non più nazionale, ma europea ed extraeuropea, anche se nel mercato extraeuropeo ci saranno dei vincoli maggiori, in quanto è espressamente richiesto lo spostamento dell'energia, quindi l'importazione fisica dell'energia da un Paese, e questo rende difficile sviluppare delle iniziative nell'arco temporale da noi preso in considerazione: basti pensare al bacino mediterraneo e nordafricano dove le interconnessioni sono circoscritte e quindi porranno di per sé dei limiti. Il mercato sarà comunque un mercato sempre ampio e globale.

Ciò apre, a mio giudizio, prospettive interessanti anche per gli operatori nazionali, nella misura in cui saranno in grado di sviluppare nuove iniziative e di dar vita a un'industria di settore che ci consenta di investire, non solo nel nostro Paese per realizzare il potenziale ancora sviluppabile, ma anche in altri Paesi. In tal modo si andrà a sostenere non solo l'industria locale, ma anche a esportare *know how* e tecnologia, con ricadute tutt'altro che irrilevanti.

In ogni caso – e concludo – in questa situazione il *trading* appare destinato ad assumere un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi che ci hanno imposto. Questo vale non solo per l'Italia, ma anche per vari altri Paesi. È pertanto auspicabile che in prospettiva tutte le limitazioni e i vincoli frapposti allo sviluppo di questo tipo di attività, possano essere rivisti ed eliminati. Altrimenti il rischio di non raggiungere gli obiettivi diverrà una certezza.

D.L.

Si, vediamo infatti che l'Italia ha un potenziale inferiore della direttiva. Lei ha parlato di un mercato europeo, anzi di un mercato globale e ha accennato al tema della semplificazione degli iter autorizzativi. Quando si parla di iter

autorizzativi, a tutti viene subito in mente il caso della Germania, dove per quanto riguarda le rinnovabili tutto è più semplice, sono mille anni più avanti dell'Italia. Sicuramente l'Italia sulla dimensione burocratica ha molte difficoltà ed è sempre indietro ad altre realtà. O almeno questa è la percezione generale. Sentiamo il Commissario dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas Tullio Fanelli.

Tullio Fanelli – Commissario – Autorità per l'energia elettrica e il gas

Il panorama dell'attuale sviluppo delle fonti rinnovabili è paragonabile a un limbo, sia in Italia sia nell'intera Europa. Un limbo organizzativo e normativo. Certo, da alcuni punti di vista, il nostro limbo appare più precario. In Italia infatti in 10 anni abbiamo modificato (diciamo perfezionato) almeno una decina di volte la normativa primaria delle fonti rinnovabili, e i vari perfezionamenti sono stati il risultato di due componenti: da una parte degli interessi aziendali di ciascuna filiera (per cui, dal teleriscaldamento all'idrogeno, ogni fonte veniva eletta a rinnovabile, in funzione degli emendamenti che si facevano passare, salvo successivi opportuni ripensamenti); dall'altra dei cambiamenti di strategia generale.

In Italia si è passati, attraverso varie fasi, da un modello che attribuiva un valore alla rinnovabilità in sé (mi riferisco al Decreto Bersani che non distingueva *quale* rinnovabile, ma si focalizzava solo sul fatto di essere rinnovabile, introducendo il sistema dei certificati verdi che di fatto verteva unicamente su un obbligo imposto in termini di rinnovabilità), a un modello del "pago quanto costa" (quello attuale), dove il limite è nella sua arbitrarietà e instabilità.

Se si adottano incentivi che sono costruiti sul *costo presunto* di una tale fonte rinnovabile, ci si deve in primo luogo chiedere dove ci si ferma (perché non pagare anche le maree piuttosto che il moto ondoso, come peraltro è cominciato a comparire in qualche documento, o, per paradosso, l'energia prodotta da mio nipote con la sua cyclette?).

In secondo luogo mi pare che si tratti di un modello inefficiente proprio perché si basa solo sull'obiettivo di produrre una certa quota di rinnovabile (un obiettivo europeo prima ancora che italiano). Ovvero, se l'obiettivo è solo "fare rinnovabile", non si capisce perché questo debba diventare "fare *tutte* le rinnovabili", anche la più diseconomica.

Se guardiamo al modello tedesco scopriamo che è costruito ancora su un'altra logica: non solo fare rinnovabile, ma soprattutto sviluppare un sistema industriale. Questo significa adeguare gli incentivi, ma non solo gli incentivi, anche la regolazione, in funzione di una produzione specifica di settore (i tedeschi si sono focalizzati sul fotovoltaico e sull'eolico, non hanno preso in considerazione anche le maree, ad esempio). La regolazione è di conseguenza orientata a trarre il massimo profitto come Paese. Il che significa non produrre solo quello che serve al Paese stesso, ma soprattutto quello che serve a Paesi terzi, quindi a esportare, e quindi si punta a massimizzare altri parametri e non solo quello del valore della rinnovabilità dell'energia prodotta.

L'attuale limbo italiano ha bisogno di individuare degli obiettivi chiari: se la nostra strategia tende solo alle rinnovabili, è sufficiente il modello Bersani '92, viceversa occorre capire quale industria si voglia sviluppare, avendo presente che è necessario orientare gli investimenti su una sola industria (una, due al massimo). Puntare su tutte le industrie e tutte le fonti rinnovabili è un obiettivo illogico, non conseguibile (quasi quanto gli obiettivi europei del 20%).

Qui sta anche il principale motivo di diffidenza dei soggetti industriali che oggi vorrebbero avviare un'impresa nel settore delle rinnovabili. È una questione di semplice ragionevolezza e buon senso generale: gli industriali non si fidano dell'attuale sistema normativo (e come non dargli ragione).

Se davvero si dovessero raggiungere gli 8.000 MW di fotovoltaico ai prezzi (cioè ai costi) di oggi significherebbe applicare una manovra di molte decine di miliardi di euro, che andrebbero scaricati nei prossimi 20 anni sulle bollette. Saranno davvero pagate queste bollette?

Chi paga? Io credo che rispetto a scelte di politica assolutamente non contestabili nella loro legittimità, altrettanto non contestabile dovrebbe essere l'attribuzione di questi extracosti, come dice la Costituzione, in base al reddito e non in base al consumo di energia elettrica.

Spesso racconto che tra chi ha un reddito di 20.000 euro all'anno, e ne paga 3.000 di tasse, e chi ha un reddito di 200.000, e ne paga 90.000 di tasse, c'è un "rapporto di 30 a 1 in termini di tasse pagate". Difficilmente ci sarà un rapporto analogo sui consumi elettrici, al massimo il rapporto sarà pari a 3 se "il ricco" (chiamiamolo così) consuma tanto. È allora evidente che la ripartizione in base ai consumi elettrici non è la stessa cosa rispetto a mettere questi importi sul bilancio dello Stato e farli pagare in base al reddito.

Finché la dimensione di tali importi (oggi comunque già elevata) non arriva ad alterare in modo profondo le bollette, le proteste dei consumatori si manterranno a un livello sopportabile e noi potremo continuare a confrontarci su questi

aspetti in sede di convegno, ma laddove davvero dovessimo scaricare sulle bollette degli importi del livello individuato prima, la questione si imporrà con tutta evidenza.

Quindi rispetto al "chi paga", la mia risposta è: sì, certo tutti, ma in base al reddito.

Ritengo inoltre che sia necessaria anche una riflessione su "cosa si paga": o si paga la rinnovabilità, ma allora l'idroelettrico, il fotovoltaico, l'eolico sono equivalenti e interscambiabili; o si paga anche una strategia industriale, ma allora bisogna capire quale sia e per quale settore sia.

È un chiarimento indispensabile. Al di là dei problemi di dettaglio (l'allacciamento ecc.) che richiedono comunque il massimo sforzo – e non solo dell'Autorità per l'energia – per dare pienamente attuazione alle leggi, è piuttosto urgente ridare una visione di lungo termine, dando risposte a queste domande.

D.L.

Lei ha parlato di limbo organizzativo e della necessità di restringere un po' ciò che è rinnovabile e fare una scelta precisa per l'Italia. Interessante anche il suo discorso di far pagare in base al reddito/consumo. Rivolgendomi ora al professore Salvatore Zecchini e parlando di mercato e di borsa elettrica: ci sono, secondo lei, dei margini di miglioramento, di efficientamento su questa piattaforma?

Salvatore Zecchini - Presidente - GME

Il mercato elettrico svolge un ruolo sicuramente importante nel processo di liberalizzazione del settore energetico, ma occorre conoscere anche i limiti di quello che può fare per incentivare un utilizzo ottimale delle fonti energetiche, coerente con la pluralità di obiettivi che presiedono alla nostra politica energetica. L'Italia oggi dispone di un mercato elettrico a pronti che in termini di valore dei contratti è il primo in Europa. Siamo arrivati a tale risultato in tempi relativamente brevi, circa tre anni, e senza quegli atti di imperio presenti in alcuni Paesi europei, nostri *partner*, che hanno costruito la propria liquidità semplicemente grazie ad interventi di tipo normativo, che inevitabilmente spingevano tutti gli operatori a partecipare al mercato. In tal modo hanno creato un mercato che fornisce segnali non del tutto coerenti con quanto ci si attenderebbe in un contesto concorrenziale.

La liquidità che osserviamo oggi in Italia si avvicina al 70%, un dato che secondo taluni è del tutto irrealistico, perché in qualche modo "pilotato". Senza entrare in questa *querelle*, è interessante sottolineare che, quando su un simile mercato viene negoziato il 70% dell'energia all'ingrosso scambiata nell'intero sistema è inconfindibile che si tratta di un mercato che genera segnali di prezzo significativi e non trascurabili.

Ancor più interessante è chiedersi cosa tali prezzi riflettano dal punto di vista dell'evoluzione della domanda e dell'offerta. Tale analisi mostra una struttura di offerta che nel giro di tre anni ha visto ridursi in misura consistente le forti posizioni dominanti che la caratterizzavano quando il mercato è stato avviato, anche se i produttori conservano ancora un notevole potere di mercato. In maniera analoga, dal lato della domanda, il ruolo dell'operatore istituzionale che cura l'approvvigionamento per gli utenti in regime di maggior tutela si sta velocemente ridimensionando a vantaggio degli operatori privati.

In questo contesto si inseriscono una serie di proposte avanzate da coloro che, non tenendo conto dell'evoluzione strutturale del sistema in direzione di una maggiore concorrenzialità, ritengono che un simile mercato non offra alle imprese un costo dell'energia comparabile a quello dei paesi concorrenti (ad esempio, Francia e Germania).

Di fronte a queste realtà e argomentazioni semplicistiche, è facile per l'opinione pubblica, che necessariamente fatica ad entrare negli intricati dettagli relativi al funzionamento del mercato elettrico, lasciarsi trascinare da quanti fanno sentire la loro voce con più frequenza nei media. Si genera, pertanto, una situazione molto difficile da affrontare, in cui si palesa una seria esigenza di corretta informazione dell'opinione pubblica, soprattutto su quelle che sono le reali caratteristiche del mercato.

In primis, sul fatto che il mercato elettrico non è uno *stock exchange*, dove le analisi e i confronti si possono fare in maniera semplice ed immediata. Si tratta, invece, di una realtà estremamente complessa, che presenta vincoli di sistema e di rete, che cerca di coniugare esigenze e meriti di tipo economico con limitazioni e vincoli tecnici o pseudo tali. Ma soprattutto il mercato elettrico è una piattaforma di scambio condizionata da una serie di attori che non sono facilmente individuabili e che disegnano il perimetro di operatività stando dietro le quinte.

Con questo non si vuole sostenere che il mercato elettrico abbia raggiunto l'*optimum*, ma solo che non bisogna

sottovalutare i risultati ottenuti. Il nostro giudizio non deve essere espresso in termini assoluti, ma relativi e quando si guarda al funzionamento dei principali mercati europei (francese, tedesco, scandinavo ecc.), si scopre che quello italiano non è il fanalino di coda. La nostra posizione è semmai quella di un mercato ancora in evoluzione e in via di completamento, in cui il prolungamento della fase che potremmo definire transitoria non dipende da ragioni tecniche, perché queste sono state ampiamente analizzate ed individuate, chiarendo bene quale sia la gamma di soluzioni disponibili. Il problema principale consiste nella difficoltà di mettere d'accordo i soggetti, cui facevo riferimento prima, che si trovano dietro le quinte, quando si tratta di stabilire quale sia l'interesse nazionale da perseguire in via prioritaria. Questa premessa è indispensabile per identificare la funzione obiettivo e inferirne le implicazioni in termini di scelte operative di *policy* lungo tutta la filiera del settore.

Noi viviamo in un Paese dove questo processo è particolarmente laborioso e non possiamo fare altro che intensificare i nostri sforzi perché si arrivi a quel consenso di vedute circa il fatto che il momento tecnico non rappresenta un ostacolo oggettivo, in quanto si può superare agevolmente operando le scelte giuste.

D.L.

Quindi il mercato elettrico è molto diverso da uno stock exchange; non è la Borsa, non è Piazza Affari e non può essere analizzato con gli stessi strumenti perché è una piattaforma in cui esigenze di tipo economico si intersecano con vincoli di tipo tecnico e non. Una piattaforma condizionata da una serie di attori che rendono più arduo il completamento del mercato, un'opera che da un punto di vista tecnico non sarebbe difficile da realizzare.

Valeria Termini - Rappresentante G8 Energia e Ambiente – Presidenza del Consiglio dei Ministri

La borsa elettrica e lo sviluppo di piattaforme di mercato per la negoziazione e lo scambio di certificati di efficienza energetica e ambientali sono un tassello, importante, nel percorso della liberalizzazione del settore energetico in cui l'Unione Europea ha coinvolto gli Stati membri. Parallelamente, questo processo si è intersecato con i due problemi cruciali che investono le politiche energetiche nazionali: la difficoltà di garantire sicurezza di approvvigionamento di fonti primarie di energia e la necessità di attuare politiche per ridurre l'impatto dell'inquinamento atmosferico provocato dai gas a effetto serra, nel quale la produzione di energia elettrica ha un ruolo dominante. Entrambi richiedono uno sforzo consistente per promuovere l'uso di fonti alternative. Vorrei inquadrare in questa direzione il percorso dei diversi mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e soprattutto dei certificati ambientali a essa connessi, in una prospettiva internazionale e di lungo periodo, per evidenziare alcuni elementi di forza e di relativa debolezza di questi mercati nel processo di trasformazione profonda che ha investito il settore energetico nel mondo.

La chiave per trasformare il cambiamento climatico da elemento di vincolo, limitante, in un'opportunità di crescita e di sviluppo è legata alla capacità di attuare investimenti, come si è visto in Germania con l'avvio di una vera e propria industria di nuove tecnologie. Perché gli operatori del settore investano, tuttavia, è indispensabile una maggiore certezza del quadro regolatorio e normativo, e una stabilità di sistema che crei i presupposti per l'avvio e il consolidamento di un nuovo ciclo di investimenti.

In quest'ottica mercati all'ingrosso liquidi e ben funzionanti presentano aspetti molto positivi. Più in particolare, lo sviluppo di mercati estesi dei certificati ambientali offre una possibile mediazione tra impostazioni diverse che si confrontano per definire indirizzi e strategie in campo energetico-ambientale. Infatti, in uno schema estremamente semplificato, è possibile individuare ai due estremi delle negoziazioni internazionali da un lato la posizione europea e dall'altro quella degli Stati Uniti, difficilmente conciliabili. La prima, comunemente definita "*top-down*" prevede il ricorso a *cap* e vincoli quantitativi stringenti definiti a livello comunitario e comunque soprannazionale, mentre gli Stati nazionali sono tenuti ad attuare le politiche necessarie per il rispetto dei vincoli definiti a livello centralizzato (un esempio rappresentativo è il recente pacchetto energia e ambiente 20-20-20). L'impostazione opposta, definita "*bottom-up*", è sostenuta tipicamente dagli Stati Uniti, che aspirano a lasciare le imprese libere di individuare le tecnologie e i meccanismi del settore idonei per ridurre l'impatto ambientale.

Ovviamente queste due impostazioni non sono conciliabili in comuni indirizzi e ciò crea una lunghezza nella negoziazione che certamente non aiuta gli investimenti. Nel COP13, svoltosi a Bali nel dicembre 2007, si può dire che l'unico elemento di convergenza abbia riguardato la scadenza temporale per la conclusione delle fasi di negoziazione, individuata nel COP15 del 2009 di Copenaghen. Ma è inutile illudersi, lo scontro sui contenuti è stato consistente ed è ancora in essere.

Questo contrasto internazionale sulle politiche di settore non consente la definizione di un *framework* condiviso, sul quale gli operatori del settore possano basare le proprie decisioni di investimento che richiedono un'ottica di almeno 15-20 anni.

In questo quadro, strumenti come i certificati ambientali, negoziati in piattaforme internazionali di mercato, assumono una particolare importanza per la loro capacità di coniugare il rispetto delle politiche di mercato con la necessità di imporre un vincolo globale alle emissioni (*cap*). Ne consegue quindi che un mercato globale di certificati ambientali aiuterebbe moltissimo, offrendo una sintesi tra un'ottica di *cap&trade*, ovvero un'imposizione di vincoli (come nel caso dei certificati verdi) e l'utilizzo di meccanismi di mercato, dai quali le imprese possono trarre un'occasione di stimolo ma anche di profitto.

Nell'ottica dell'economista, i certificati di emissione, che consentono di internalizzare i costi ambientali dovuti all'inquinamento definendo un prezzo della CO₂, sono evidentemente uno strumento di mercato importante, che potrebbe spingere le imprese a utilizzare fonti primarie di energie alternative ai combustibili fossili e a sviluppare processi produttivi meno inquinanti. Offrono inoltre una possibile buona contaminazione tra regole pubbliche e comportamento privato d'impresa. Non sono però esenti da limiti, in più occasioni richiamati. La condizione indispensabile per la loro efficacia è la formazione di un mercato liquido, esteso e omogeneo. A oggi purtroppo non si vede nulla di tutto questo nel mercato europeo dei certificati di emissione.

Alcuni elementi emersi nei percorsi di negoziazione e nei forum internazionali consentono di essere più ottimisti. L'accordo dell'ICAP (*International Carbon Action Partnership*), istituito per creare un mercato globale dei certificati di emissione e firmato il 29 ottobre 2007 a Lisbona da vari capi di Stato, costituisce un primo passo sulla via dello sviluppo di piattaforme di mercato internazionali, interessante esempio di una via che si può percorrere. L'iniziativa è incoraggiante in quanto annovera tra i firmatari non solo i Paesi che hanno aderito attivamente al Protocollo di Kyoto, ma anche diversi Stati americani che hanno abbracciato questa posizione davanti all'Amministrazione federale americana, raggruppati nella *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI). Il consenso si è andato estendendo (dallo Stato del Maine, del Maryland, del Massachusetts al New Jersey, New York) e ha avuto il merito, sia da un punto di vista tecnico sia organizzativo, di contribuire all'ampliamento del mercato e di rendere maggiormente omogenee le regole. Da un punto di vista politico, l'adesione all'ICAP di alcuni Stati delle due coste americane (tra i quali Arizona, Colombia e California, da sempre più attenti a queste problematiche), dimostra ulteriormente quanto l'uso congiunto dei mercati e dei certificati possa facilitare la via della convergenza delle politiche.

Dall'altro canto spicca una certa rigidità, teoricamente intransigente, che l'Europa persegue anche nei tavoli di negoziazione internazionale. La strategia del pacchetto 20-20-20 evidenzia una visione a volte un po' burocratica, severa e unilaterale. Da un punto di vista metodologico, il problema è globale ed è un problema di politica industriale, non gestibile pertanto in termini esclusivamente vincolanti e soprattutto in modo unilaterale.

Per quanto riguarda l'Italia – e in particolare lo strumento dei certificati verdi – credo che il rischio possa essere ancora una volta quello di assumere una visione troppo statica e di breve periodo. Prendere atto di una situazione dinamica, che si evolve nel tempo, significa intervenire ad esempio sapendo che l'aumento della produzione di energie rinnovabili comporta un'offerta maggiore dei certificati sul mercato con una conseguente riduzione del loro prezzo. In Italia viene adottata raramente un'ottica di lungo periodo, viceversa si assume un approccio statico quando si considera il confronto dei vari strumenti disponibili.

Uno sviluppo efficace di questi mercati richiederebbe infine l'armonizzazione dei sistemi. Per avere un mercato di certificati liquido e sostenibile, i sistemi devono essere necessariamente armonizzati, da un punto di vista fiscale, organizzativo e delle regole. Occorre quindi una maggiore organizzazione e non dobbiamo assolutamente accontentarci dell'impostazione adottata per il pacchetto energia e ambiente 20-20-20.

D.L.

Passo quindi la parola al dottore Alberto Ponti, a cui, dopo l'intervento estremamente ricco e fecondo della professoressa Termini, rilancio il tema dell'armonizzazione dei sistemi per un mercato libero e sostenibile.

Alberto Ponti – Director European Utilities Team – Citi Investment Research

Io mi occupo prevalentemente di società quotate, meglio di azioni di società quotate e di *utility* in generale: alcune di queste investono in fonti rinnovabili, altre invece sono esclusivamente produttori di fonti rinnovabili.

È un mercato che dal punto di vista azionario è partito abbastanza in sordina, gli investitori hanno iniziato ad accorgersi dei mercati ambientali più o meno in coincidenza con la partenza del mercato della CO₂ proprio per il suo impatto relativamente forte (in maniera diversa nei singoli Paesi) sui prezzi dell'elettricità (oltre agli andamenti del prezzo del petrolio) e quindi necessariamente sui profitti attesi delle società quotate.

Prima del 2005, le società direttamente ed esclusivamente interessate nella produzione di fonti rinnovabili quotate in borsa erano pochissime, oggi ci sono almeno 30 miliardi di euro di capitalizzazione del mercato per queste società (Iberdrola in Spagna è quella principale), ma non dobbiamo dimenticare che molte delle grosse società quotate (EON in Germania, Enel in Italia, Endesa, Union Fenosa, Scottish Power nel Regno Unito) hanno una fetta sempre maggiore del loro *business* rappresentato dalle energie rinnovabili, e che c'è un *trend* (molto evidente negli ultimi due anni) di un consistente incremento degli investimenti da parte di queste società sulle rinnovabili.

L'atteggiamento generale di quasi tutte le società quotate è di andare a investire un po' dove si può: EON investe in Germania, International Power in Inghilterra però quando possono fare un *deal* in Italia lo fanno. Questo succede perché a oggi i mercati elettrici, sebbene i prezzi dell'elettricità (*curve forward*) siano più o meno simili come andamento e abbiano uno *spread* che è variato di circa 5-10 €/MWh negli anni, presentano dinamiche assai differenti, perché sono diversi i fattori fondamentali dei mercati elettrici, così come lo sono le regolazioni dell'energia rinnovabile nei vari Paesi. I prezzi medi che si possono calcolare per un impianto *on shore wind* sono differenti in Germania, in Italia e in Inghilterra.

Quindi, anche rispetto al rischio normativo, le società hanno cercato di diversificare la loro presenza nei vari Paesi per cercare di trarre il maggior beneficio proprio dalle diverse regolazioni in essi vigenti, perché (anche secondo la teoria di portafoglio) tanto più si è diversificati tanto più si attutiscono i rischi degli investimenti.

Naturalmente questi grossi operatori sono anche spinti dal fatto che molti di essi sono i cosiddetti "generatori sporchi" e investendo in energia rinnovabile trovano in parte riscatto dai costi aggiuntivi in cui potrebbero incorrere relativamente ai prezzi della CO₂ e dei certificati verdi.

C'è un'esigenza di armonizzazione, anche perché le società stanno reagendo come possono andando a investire in altri Paesi e gli investitori sono molto attenti agli sviluppi dei mercati energetici.

Molteplici sono le categorie degli investitori:

- gli investitori cosiddetti "istituzionali": è il tipico caso dell'investimento in banca, dove i soldi investiti vengono gestiti "in monte" e sono i fondi azionari che investono nelle società quotate;
- i fondi di *venture capital*: prevalentemente non investono in società quotate, ma ci sono le eccezioni;
- i cosiddetti *hedge fund*, la nuova generazione di investitori: che di solito investono in società quotate, ma hanno aperto delle piccole *branch* dove investono direttamente anche in società non quotate attive soprattutto nelle rinnovabili;
- *branch* di investitori istituzionali, i cosiddetti SRI (*Social Responsible Investor*) la cui missione è di investire solo in "società che non sporcano"; non investono ad esempio in società che hanno più del 5% della propria generazione che deriva dal carbone. Essi stessi finanziano progetti nelle attività rinnovabili anche di società non quotate. E gestiscono miliardi di euro a livello europeo.

Per concludere, nelle loro scelte di investimento gli investitori non si pongono tanto il problema se gli incentivi sull'energia rinnovabile nei vari Paesi siano armonizzati o meno, se siano eticamente giusti o sbagliati, se possano portare a politiche redistributive del reddito o più in generale del benessere, banalmente badano al "vil denaro" e cercano di capire quanti soldi possono trarre dal loro investimento. La cosa che li preoccupa, però, è la sostenibilità di un incentivo (ad esempio c'è stato qualche cambiamento prima di Natale in Spagna). La preoccupazione maggiore riguarda gli incentivi nei prossimi anni: tanto più i Paesi europei si avvicinano a raggiungere il loro *target*, maggiore è la paura che questi incentivi saranno sempre più bassi.

Nel futuro può quindi esserci un progressivo allontanamento dato da un minor interesse da parte di questi soggetti che oggi ampiamente finanziano questa categoria di investimenti nel settore delle rinnovabili. Ad esempio, si domandano perché un impianto eolico sulle coste della Scozia, dove il vento è molto forte, deve avere un incentivo; con gli attuali prezzi dell'elettricità (figli del prezzo del petrolio), un simile "*wind generator*" sta in piedi anche senza incentivi.

La preoccupazione degli investitori è rivolta a quanto l'incentivo è genuinamente necessario per lo sviluppo degli impianti e, dato che l'investimento copre un arco temporale di 20-30 anni, qualsiasi domanda sulla sostenibilità a lungo termine di simili incentivi è lecita. Che gli incentivi siano armonizzati a livello europeo oppure no.

D.L.

Grazie per il suo intervento; in Italia si sta muovendo molto il private equity e aggiungo sul tema degli investimenti che a Piazza Affari sono quotati anche degli indici che replicano l'andamento della clean energy. Vorrei introdurre la dottoressa Clara Poletti e ritornare al tema del tetto delle rinnovabili.

Clara Poletti - Direttore – IEFE – Università Bocconi

Innanzitutto vorrei riagganciarci agli interventi precedenti e vorrei dare una mia definizione di incentivo. Incentivare significa consentire la copertura dei costi con un'equa remunerazione del capitale. Se posso stare sul mercato ci sto, altrimenti qualcuno mi ci fa stare ma con un'equa remunerazione. E questo di per sé è già un incentivo perché garantisce su un certo arco temporale la copertura dei costi.

Per quanto riguarda la questione della domanda, ovvero se sia sufficiente o insufficiente a sostenere i prezzi, che nel caso dei Certificati Verdi (CV) si stanno abbassando, voglio sottolineare che il disegno dei mercati ambientali è molto difficile e che i mercati in sé mantengono degli elementi, per così dire, amministrati. Una conferma in tal senso deriva dal fatto che si deve creare una domanda obbligata per un'esternalità che altrimenti non avrebbe valore; vengono quindi decisi in anticipo i quantitativi che il mercato dovrà comprare. Chiaramente se la decisione è sbagliata non si avrà il risultato desiderato. Ma le difficoltà non finiscono qui, perché sulle rinnovabili e in particolare per il mercato dei CV c'è bisogno di ragionare su un orizzonte temporale ampio, spostandosi da una curva di costo marginale di breve a una di lungo periodo. In pratica, se un operatore ha già deciso di investire in fonti rinnovabili, a quel punto pur di vendere la sua energia sarà disposto a far scendere il prezzo dei CV a zero, perché l'investimento è "sunk", cioè è già stato fatto.

Il problema di questo mercato è quindi di disegnarlo su un orizzonte temporale lungo abbastanza da catturare i nuovi investimenti. A queste condizioni chi entra nel mercato chiederà un prezzo allineato ai suoi costi medi, cioè inclusivo del costo del capitale, e il prezzo non tenderà a scendere. Se invece il mercato è disegnato come lo è oggi (cioè male), si ha un campo di variazione potenziale dei prezzi tra zero, se c'è eccesso di offerta rispetto alla domanda, e un livello altissimo che quindi richiede un intervento regolatorio per porre un cap. Il risultato è che di fatto abbiamo ucciso il mercato.

La conclusione è che volte non è l'idea in sé di mercato che è sbagliata, ma il modo in cui questo è disegnato. Ad esempio sul mercato italiano ci sarebbe spazio per interventi migliorativi, perché questo rimbalzo dei prezzi tra zero e il cap non è sicuramente sano e non fa bene neanche agli investimenti in rinnovabili, in quanto comporta un rischio potenzialmente elevato per chi investe.

Se il mercato dei CV fosse ben disegnato (e sarebbe bene incominciare a ragionare seriamente su cosa questo voglia dire), nulla vieterebbe di coprirsi a termine contro il rischio. Un operatore che vuole investire in rinnovabili prendendo un CV e ha di fronte un mercato, può anche trovare una controparte cui chiede di costruire un contratto a termine per evitare di legare la sua remunerazione al valore di mercato del CV in quel momento. Così come si fa su altri prodotti si potrebbe costruire una copertura reciproca. Questo è possibile già oggi in teoria, però disegnare complessivamente un mercato, scegliendo la domanda giusta e considerando tutti questi molteplici elementi, è difficile. La domanda giusta non può essere stabilita per legge una volta per tutte, in quanto è dinamica e pertanto richiede di essere definita a livello regolatorio in maniera flessibile.

Passando ad un altro tema, ritengo che oggi il *trading* delle garanzie d'origine sia nocivo al sistema. Forse nel 2020 sarà un buon strumento, ma al momento, non esistendo un sistema di reciprocità nel loro riconoscimento, acquistare delle garanzie d'origine dall'estero aumenta gli oneri di sistema. E la questione ha strettamente a che fare con l'obiettivo che si vuole raggiungere. La domanda che oggi abbiamo sul tavolo e a cui dobbiamo rispondere è fondamentalmente quali siano gli obiettivi che stiamo perseguendo con la politica delle fonti rinnovabili. Non credo che si tratti solo di un obiettivo ambientale o di riduzione dei gas clima alteranti. La stessa Commissione Europea nelle sue analisi di impatto di *policy* mostra che se si lasciasse libertà di fare *trading* anche fuori dall'Europa, tutta la riduzione delle emissioni sarebbe ottenuta sostanzialmente nei Paesi *extra* comunitari e il prezzo della CO₂ scenderebbe fino ad approssimare zero. Questo sta a significare che, dal punto di vista dell'efficienza e del costo, vi sono interventi che è molto più conveniente fare altrove. Se invece poniamo un obbligo di realizzazione delle fonti rinnovabili in Europa, e in particolare all'interno di ciascun paese, dobbiamo aver chiaro quale obiettivo ci stiamo ponendo.

Visto che l'obiettivo che è stato messo sul tavolo riguarda la politica industriale, il problema deve quindi essere affrontato da questo punto di vista: ci si deve chiedere quale politica industriale si vuole per l'Italia in un contesto europeo che si sta muovendo in tale direzione.

Inoltre esiste un obiettivo non esplicitato dalla Commissione Europea nel *Green Package*, ma che è sul tavolo ed è pesantissimo; mi riferisco alla questione della redistribuzione del reddito. Il fatto che ai Paesi più ricchi siano state assegnate delle quote superiori al loro potenziale significa che questi obiettivi non sono fisici, ma hanno natura finanziaria e cercano di rispondere alla domanda: "chi pagherà il costo degli interventi?" La scelta è stata quella di farlo pagare ai Paesi con reddito pro capite più alto. Ma se l'intenzione era quella di adottare una politica di redistribuzione del reddito, perché nasconderla all'interno della politica energetica?

Allo stesso modo ci si potrebbe chiedere: se stiamo facendo una politica di ricerca e sviluppo, di innovazione, perché innoviamo solo sulle rinnovabili e non su qualche altra fonte? Ci sarà stato sicuramente un ragionamento sottostante, ma non se ne parla esplicitamente. Esplicitare gli obiettivi serve invece proprio per mettere a punto gli strumenti.

Francesco De Luca

Tutto questo riguarda anche la Direttiva in tema di *Emissions Trading* e il *post Kyoto*. È il problema della redistribuzione, o meglio della salvaguardia dei Paesi nuovi entranti rispetto ai Paesi che in precedenza erano nell'Unione Europea.

Valeria Termini

Vorrei ritornare su tre punti che sono stati sollevati. Siamo tutti d'accordo sul tema della politica industriale. Vorrei essere altrettanto ottimista, tuttavia, anche sulla questione del difficile raggiungimento del consenso nell'ambito dei 27 membri dell'Unione Europea. Alla fine è risultato più facile, per la Commissione, trovare soluzioni che riferissero i vincoli a proporzioni basate su percentuali del PIL. In secondo luogo ribadisco anch'io la necessità di un disegno di mercato che deve essere dinamico e non fisso e di regole che assumano un'ottica dinamica. Mentre il problema di "chi paga per l'inquinamento" si pone naturalmente anche sui tavoli internazionali. Il blocco degli Stati Uniti davanti a Kyoto è proprio correlato alla posizione di Cina e India (e in parte anche Messico) che non saranno mai disposte a pagare per il nostro passato inquinamento. Mi associo quindi alle preoccupazioni espresse in materia di redistribuzione del reddito.

D.L.

Commissario Fanelli, lei è stato in qualche modo tirato in ballo sulla questione della regolamentazione centrale...

Tullio Fanelli

A livello europeo la determinazione della ripartizione degli obiettivi sia sulle rinnovabili sia sulle emissioni di gas serra ha una quota di arbitrarietà. Un'arbitrarietà che è stata usata per raggiungere – ci dicono – un accordo, e quindi per far passare un dispositivo obbligatorio, che però oggi io non vedo ancora così tanto obbligatorio. Una cosa obbligatoria deve anche essere credibile. Come una multa da 100 euro è molto più credibile che non una da 100 milioni di euro.

Dal punto di vista tecnico questi obiettivi sulle rinnovabili lasciano perplessi, non fosse altro perché per alcuni Paesi coincidono o addirittura superano il cosiddetto potenziale. Ma ci si è chiesti che cos'è questo potenziale? Ogni Paese ha mandato un documento e ha scritto "forse, in Italia, in Francia, in Spagna si riesce a produrre un determinato quantitativo di eolico, fotovoltaico, ecc.". Ma c'erano dei quantitativi certe volte bizzarri, poco fondati, come ad esempio quelli relativi al moto ondoso nel Mediterraneo.

Quindi i potenziali hanno una quota di arbitrarietà molto elevata anche perché non c'è stato un criterio di armonizzazione nel definire il potenziale di ciascun Paese; ne deriva che il risultato complessivo di questa ripartizione è legalmente e politicamente vincolante e obbligatorio ma nei limiti di una credibilità tecnica che giudico ancora molto modesta.

Ben venga quindi anche una maggiore consapevolezza su queste cose, che si possa trasferire in maniera copiosa nelle sedi opportune di Bruxelles. Perché ho l'idea che questo 20-20-20 sia stato scelto soprattutto per la sua bellezza dal

punto di vista della comunicazione, ma dal punto di vista di quello che c'è sotto in termini di obiettivi ambientali, energetici, industriali mi sembra che la riflessione sia ancora modesta.

Ciò non toglie che parlare di questo 20-20-20 possa essere foriero per la definizione di nuovi obiettivi che siano realistici, che abbiano dietro una riflessione in termini di potenzialità e di crescita dell'Europa, e mi auguro che questo momento sostanzialmente di passaggio tra una regolazione e un'altra porti a un punto d'arrivo che sia ragionevole e credibile. Ne abbiamo bisogno non solo come regolatori ma come Paesi e come operatori del settore.

D.L.

Grazie ancora, vorrei ora passare la parola al dottore Fabio Romani e con lui vorrei ritornare sul tema delle quote di CO₂.

Fabio Romani - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Segreteria tecnica del Comitato "Emission Trading"

Parto dallo spunto critico fornito dalla dottoressa Poletti sulla redistribuzione del reddito e più in generale sulla distribuzione degli obiettivi anticipata da De Luca, che esprimono bene quelle che sono le perplessità più forti della Direzione ricerca ambientale e sviluppo del Ministero dell'Ambiente, impegnata sul fronte della riduzione delle emissioni di CO₂ a livello nazionale e delle relative negoziazioni al Gruppo Ambiente del Consiglio Europeo.

La strategia europea del 20-20-20, come la precedente strategia sui cambiamenti climatici, si è concentrata su strumenti economici (quale l'*Emissions Trading*) che massimizassero il beneficio per la collettività ai costi più bassi possibili, quindi con meccanismi di mercato. Partire da considerazioni di costo, per diluirli poi in una serie di altri criteri quali la disponibilità a pagare e quindi il reddito pro capite, rischiano in realtà, anche da un punto di vista teorico, di portare i singoli obiettivi nazionali a livelli molto distanti tra loro, con dei costi d'abbattimento sul singolo Paese che possono essere molto diversi dalla media e iniqui.

Non bisogna confondere, anche da un punto di vista di *policy making*, le politiche di coesione esistenti (che hanno un peso importante nel bilancio comunitario) con altri strumenti. È giustissimo aiutare altre nazioni a reddito pro capite più basso del nostro, utilizzando gli strumenti del caso; appoggiarsi invece all'*Emissions Trading*, al *burden sharing* sulle rinnovabili e ad altro rischia di compromettere la logica economica degli strumenti stessi.

Rispetto al *Green Package* della Commissione Europea, ossia alle politiche comunitarie che sottendono agli obiettivi che tanta rilevanza politica hanno avuto lo scorso anno in occasione delle conclusioni del Consiglio Europeo del marzo 2007 che hanno sancito gli obiettivi del 20-20-20, occorre precisare che alcune polemiche in corso sembrano attaccare degli strumenti legislativi chiusi, quando non è così. Il cosiddetto pacchetto clima ed energia costituisce ancora un insieme di proposte, in particolare di cinque proposte coordinate che riguardano:

- le fonti energetiche rinnovabili;
- l'*Emissions Trading*;
- la CO₂ sugli altri settori;
- le *state aid guidelines* (le linee guida sugli aiuti di Stato);
- il CCS, il *Carbon capture and storage* (cattura e stoccaggio della CO₂).

Le prime tre sono state citate ampiamente nella discussione che mi ha preceduto. Le *state aid guidelines* sono essenziali in questo contesto, anche se se ne parla sempre poco; la Commissione Europea sta infatti tentando di fornire un quadro più adeguato agli incentivi che saranno necessari per una politica industriale energetica coerente con gli obiettivi tanto ambiziosi del 20-20-20.

Il CCS di cui si parla anche poco a livello di grande pubblico, costituisce una delle opzioni importanti nel medio periodo per la riduzione delle emissioni di CO₂ a livello globale. Il termine CCS designa un insieme di tecniche per catturare la CO₂ dagli impianti termoelettrici e industriali e stoccarla indefinitamente all'interno di formazioni geologiche e giacimenti esauriti. Il tema è controverso e molto discusso a livello tecnico-politico, soprattutto nel Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio dove ha incontrato in passato una decisa opposizione; sull'argomento il governo nel suo complesso ha raggiunto recentemente una posizione molto più equilibrata, aperta a un coinvolgimento attivo sulle attività di ricerca e sviluppo.

Le cinque proposte di gennaio 2008 che ora la Commissione sta discutendo con gli Stati membri e presentando in numerosi sedi, sono approfondite anche da cosiddetti studi di *impact assessment*. Gli approfondimenti sono coordinati,

ed è un aspetto positivo, perché se l'obiettivo complessivo è estremamente ambizioso è importante tenere presenti in contemporanea gli strumenti applicativi per sfruttare al massimo le sinergie. Ma si tratta di proposte soggette al processo di codecisione, in un rapporto dialettico tra la Commissione stessa e il Consiglio Europeo, dove la politica e i singoli Stati membri, e non soltanto i tecnocrati della Commissione – senza voler dare a questa definizione alcuna connotazione negativa – hanno un peso importante.

Non è un pacchetto chiuso. È quindi un pacchetto su cui è importante che l'Italia sappia dire la sua, soprattutto su un fronte tecnico, dove ci sono una serie di perplessità relative ai dettagli non chiariti. Ad esempio, per restare sull'*Emissions Trading*, rispetto allo schema attuale che rischia di lasciare alla Commissione un margine di decisione e di discrezionalità forse eccessivo: se da un lato è importante che la Direttiva resti uno strumento flessibile, dall'altro è chiaro che quanto più i dettagli sono lasciati a successivi atti regolamentativi della Commissione Europea questo in qualche modo è un rischio, e in particolare per chi, come l'Italia, all'interno della Commissione oggettivamente non riesce a incidere in maniera importantissima.

Si tratta pertanto di un processo aperto su cui è assolutamente importante impattare e intervenire.

Per quanto riguarda i tempi, il Consiglio Europeo stesso si è dato una scadenza molto ambiziosa: entro la scadenza del Parlamento europeo alla primavera 2009. Un obiettivo ambizioso, ma la volontà forte di Stati come Germania, Regno Unito e Francia fanno pensare che sia realizzabile.

Sul fronte CO₂, vale la pena sottolineare come parziale successo la separazione dell'*Emissions Trading* dagli altri settori addirittura a un livello di direttive distinte, che ha costituito uno dei cavalli di battaglia sul fronte tecnico negli ultimi anni dell'Italia così come di altri Stati membri; laddove può essere l'anticamera per separarsi, per liberarsi da quello che è il "peccato originale" dell'*Emissions Trading* nel primo e nel secondo periodo di attuazione (2005-2007 e 2008-2012). In tal senso la Commissione ha inteso l'*Emissions Trading* quale strumento principe della sua politica (quindi della nostra politica comunitaria) per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto. È comprensibile, visto che porre in maniera certa e controllata dei limiti su metà delle emissioni comunitarie è una misura chiara e semplice. Questo però pone dei problemi importanti sul fronte della competitività e via discorrendo, perché poi si fanno pagare alle imprese italiane dei costi che dipendono da un lato da obiettivi troppo stringenti per quello che era il potenziale italiano e dall'altro dal non aver adottato misure adeguate negli altri settori in tempo utile. Se molte delle iniziative, adottate ad esempio dal ministro Bersani sull'efficienza energetica negli edifici, fossero state avviate qualche anno prima, quelle stesse misure, pur imperfette, avrebbero prodotto degli effetti misurabili nel periodo 2008-2012, laddove è evidente che fare delle azioni oggi significa raccoglierne i frutti solo successivamente, nel 2010, nel 2011.

Al contrario il contatore inesorabile delle emissioni di cui in qualche modo dovremo render conto è incominciato a scorrere dal 1° gennaio 2008. Di ogni tonnellata di CO₂ emessa in più rispetto al famoso "–6,5% rispetto al 1990" che abbiamo sottoscritto molti anni fa, renderemo conto e in qualche modo pagheremo. In particolare le aziende italiane stanno già pagando con una disponibilità di quote di CO₂ particolarmente stringente e stanno pagando indirettamente i consumatori (gran parte del taglio si è concentrato sul settore termoelettrico). Questo legame implicito tra gli obiettivi di riduzione per il Paese e le assegnazioni di quote alle imprese finalmente nel terzo periodo di attuazione della Direttiva ETS (dopo il 2012) sembra essersi spezzato, il che rappresenta comunque un passo avanti significativo.

D.L.

Grazie, c'era il dottore De Luca che voleva ancora intervenire.

Francesco De Luca

Prendo favorevolmente nota di quanto appena affermato perché è una conferma delle critiche che noi abbiamo avanzato in tema di PNA Fase II, anche se io mi preoccuperei più del *post* Kyoto. Dobbiamo tenere alta l'attenzione intorno al tema dell'*optioning* che, ammesso che risolva le problematiche legate alla *vexata quaestio* dei costi opportunità, lascia aperta tutta una serie di altre questioni. Di fronte ai "tetti" molto stringenti che sono stati posti, chiediamoci anche quali potranno essere le conseguenze, in particolare nel caso in cui i generatori termoelettrici italiani di fronte alle aste europee, anche se limitate a livello nazionale, ma aperte alla partecipazione di tutti (il meccanismo non è ancora chiaro), non fossero in grado di "coprirsi" adeguatamente. I costi per il sistema nazionale sarebbero in questo caso ancor maggiori di quelli che andiamo a stimare oggi.

D.L.

Terminano qui il workshop e la tavola rotonda, lascio la parola per i saluti e le considerazioni finali al Presidente del GME, professore Salvatore Zecchini.

Salvatore Zecchini

Soltanto tre considerazioni a chiusura di un dibattito ricco di analisi e spunti di intervento:

Primo, è apparso evidente che il mercato può servire a promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili, ma da solo non ce la fa: ha bisogno di collegarsi e di essere complementare a un intervento pubblico.

Secondo, il problema di come strutturare l'intervento pubblico in questi campi è ancora aperto: non esiste una risposta univoca su quale sia il *mix* ottimale di forme di intervento. Bisogna ricorrere maggiormente agli aiuti, alla tassazione o vincoli quantitativi, o a vincoli di prezzo? La scelta finale rappresenterà necessariamente una soluzione di compromesso, un *mix* di misure, che riflette essenzialmente ciò che è "digeribile" a livello sociale.

Terzo, si deve tener presente che il sistema dei prezzi (non il loro livello assoluto) è molto fluido: una politica che oggi appare corretta sulla base dell'assetto dei prezzi esistente, può divenire in breve tempo del tutto irragionevole, se *mutano esogeneamente i prezzi relativi delle diverse fonti energetiche e dell'energia nel suo complesso rispetto ad altri prodotti*.

Un grazie ancora a tutti i relatori e i presenti per aver partecipato a questa iniziativa.

Apparecchiatura elettrica direttamente connessa

Qualunque impianto elettrico connesso alla rete di trasmissione nazionale tramite connessione diretta, ivi incluse le reti interne d'utenza, con l'esclusione degli impianti di generazione e delle reti con l'obbligo di connessione di terzi.

Apparecchiatura di misura

È l'insieme costituito da un complesso di misura, da un dispositivo di elaborazione, da un registratore di misura e da un dispositivo di telecomunicazione, nonché dal cablaggio, dal software e da tutti gli altri equipaggiamenti necessari per garantire l'acquisizione delle informazioni di misura richieste, con il grado di precisione prescritto.

Autoproduttore

La persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica (vedi art. 4, num. 8, legge 6 dicembre 1962, n. 1643) degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del DL n.79 del 16.3.99.

Attività di trasmissione

Attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla Rete. Dell'attività di trasmissione fanno parte:

- la gestione unificata della Rete e delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella medesima ma ad essa comunque connesse e funzionali all'attività di trasmissione ai sensi dell'articolo 3, comma 5, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999;
- la programmazione e l'individuazione degli interventi di sviluppo;
- l'autorizzazione annuale degli interventi di manutenzione.

Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG)

Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. Relativamente all'attività svolta dal GME, l'AEEG ha competenza tra l'altro per la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico e dei meccanismi di controllo del potere di mercato.

Biomassa

Tutte quelle sostanze organiche prodotte da organismi viventi e derivanti da processi produttivi (ad esempio raccolti o residui di raccolti, deiezioni animali, ecc.) o sviluppatasi naturalmente (piante terrestri ed acquatiche, ecc.) o prodotti espressamente (legna da ardere, ecc.) che possono essere usati come combustibile.

Borsa elettrica

Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della borsa elettrica è affidata al GME ai sensi dell'art. 5 del d.lgs. 79/99.

Cella fotovoltaica

Elemento base del pannello fotovoltaico. È costituita da un sottile strato di materiale semiconduttore, in genere silicio, di dimensioni pari a circa 10x10 cm., opportunamente trattato, che converte la radiazione solare in elettricità.

Centrale

Un impianto comprendente una o più unità di generazione (unità/gruppi), anche se separate, di proprietà e/o controllato dallo stesso produttore e/o autoproduttore.

Certificati Verdi

Certificati che, ai sensi dell'art. 5 del D.M. 24 ottobre 2005 e ss.mm.ii., attestano la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori ed importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE per i primi dodici anni di esercizio di un impianto; la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008, invece, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi quindici anni di esercizio. Hanno un valore pari a 1 MWh e possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi (MCV) dai soggetti con eccessi o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

CIP 6

Provvedimento n. 6 del Comitato Interministeriale Prezzi adottato nel 1992, per definire gli incentivi alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili e/o assimilate previsti dalla legge 9/91. L'energia prodotta da tali impianti viene acquistata dal GSE ai sensi dell'articolo 3.12 del d.lgs 79/99 e da questi viene ceduta in *borsa* ai sensi dell'articolo 3.13. L'energia CIP6 gode di priorità di dispacciamento, ai sensi dell'articolo 3.12 del d.lgs 79/99. Negli anni intercorsi tra l'approvazione del d.lgs 79/99 all'avvio operativo della borsa, il GSE ha ceduto tale energia ai clienti finali attraverso la vendita di bande annuali e mensili di energia assimilabili a contratti bilaterali. A partire dal 1 gennaio 2005 l'energia CIP6 viene offerta dal GSE direttamente sulla borsa elettrica e gli operatori assegnatari di quote di tale energia sono tenuti a stipulare un contratto per differenza con il GSE, che li impegna ad approvvigionarsi sul mercato elettrico per le quantità loro assegnate.

Cogenerazione

Qualunque processo di produzione termoelettrica è in grado di trasformare solo in parte l'energia chimica dei combustibili in energia elettrica. Una buona parte dell'energia primaria prende infatti forma di calore che di norma viene disperso. Negli impianti con cogenerazione il calore residuo viene recuperato in una forma sfruttabile da utilizzatori civili o industriali. In questo modo l'energia totale fornita (elettricità più calore) diventa più elevata a parità di combustibile consumato, rispetto a un impianto senza cogenerazione.

Collegamento

Insieme di elementi della Rete costituito dalla linea di trasmissione e dagli stalli agli estremi della stessa, inclusi i relativi organi di sezionamento circuitale. La classificazione dei collegamenti per livelli di tensione viene effettuata facendo riferimento alla tensione nominale. La lunghezza del collegamento è, di norma, la lunghezza della linea che costituisce il collegamento stesso.

Conto energia

Il nuovo sistema di incentivi per la diffusione degli impianti fotovoltaici (Dm 28 luglio 2005 e Dm 6 febbraio 2006). Anziché un contributo iniziale, viene pagato per 20 anni un contributo all'energia pulita prodotta.

Contratto bilaterale (OTC)

Contratto di fornitura di energia elettrica concluso al di fuori della borsa elettrica tra un soggetto produttore/grossista e un cliente idoneo. Il prezzo di fornitura e i profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti. Tuttavia, ai sensi della delibera AEEG 111/06 e ss.ii.mm. le transazioni e i relativi programmi in immissioni o in prelievo devono essere registrati sulla Piattaforma Conti Energia ai fini della verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto della rete di trasmissione nazionale.

Decreto Bersani

È il decreto, emanato il 16 marzo 1999 n. 79, che ha recepito la direttiva comunitaria n. 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e la liberalizzazione del mercato dell'elettricità.

Dati di misura

Rilevazioni effettuate dalle apparecchiature di misura, corredate da informazioni accessorie che le qualificano (data/ora, validità, disponibilità).

Dispacciamento

È l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della Rtn, delle reti ad essa connessa e dei servizi ausiliari del sistema elettrico.

Dispacciamento di merito economico

Attività svolta dal GME per conto di Terna S.p.A., ai sensi dell'articolo 5.2 del dlgs 79/99 e nell'ambito delle previsioni contenute nelle delibere 111/06 e 48/04 dell'AEEG nonché nel Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico. Consiste nella determinazione dei programmi orari di immissione e prelievo delle unità sottese ai punti di offerta sulla base del prezzo di offerta e, a parità di questo, sulla base delle priorità specificamente attribuite alle diverse tipologie di unità da Terna s.p.a.. In particolare, le offerte di vendita sono accettate – e quindi i programmi di immissione determinati – in ordine di prezzo di offerta crescente, mentre le offerte di acquisto sono accettate – e quindi i programmi di prelievo determinati – in ordine di prezzo di offerta decrescente. Inoltre le offerte sono accettate compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito tra coppie di zone definiti giornalmente da Terna S.p.A.. Al dispacciamento di merito economico partecipano sia le quantità di energia offerte direttamente sul mercato, sia le quantità di energia prodotte da impianti di produzione con potenza minore di 10 MVA, da impianti di produzione CIP6, da impianti di produzione che cedono energia tramite contratti bilaterali, nonché le quantità di energia relative all'import.

Distribuzione

È il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.

Energia attiva

L'energia elettrica prodotta, trasportata o fornita durante un intervallo di tempo, essendo l'integrale della potenza elettrica istantanea rispetto al tempo. È misurata in unità di Wh o sue unità multiple.

Energia eolica

È l'energia meccanica presente nel vento e che può essere sfruttata per produrre energia meccanica o elettrica. Le pale delle macchine eoliche vengono messe in rotazione dal movento dell'aria. L'energia così ottenuta può azionare generatori elettrici.

Energia idraulica

Forma di energia ottenuta a seguito della caduta dell'acqua attraverso un dislivello; è una risorsa naturale disponibile ove esista un considerevole flusso costante d'acqua.

Energia solare

È l'energia prodotta da impianti fotovoltaici.

Fonti energetiche convenzionali

Olio combustibile, carbone e gas naturale.

Fonti energetiche rinnovabili

Il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

Fotovoltaico

Impianto nel quale le cellule fotovoltaiche, assemblate in moduli, trasformano la luce solare in energia elettrica, sfruttando le proprietà fisiche di alcuni semiconduttori come il silicio.

Generatore

Macchina elettrica che effettua la trasformazione da una fonte di energia primaria in energia elettrica.

Gestione della rete

Insieme della attività e delle procedure che determinano il funzionamento e la previsione del funzionamento, in ogni condizione, di una rete elettrica; tali attività e procedure comprendono la gestione dei flussi di energia elettrica, dei dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari, nonché le decisioni degli interventi di manutenzione e sviluppo.

Gestore della rete

Persona fisica o persona giuridica che gestisce, anche non avendone la proprietà, una rete elettrica.

Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.a.

Istituito ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n.79/99, è la società per azioni, le cui quote sono detenute dal Ministero del Tesoro, che eroga gli incentivi destinati alla produzione elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e che si occupa della qualificazione degli impianti a fonti rinnovabili e della loro produzione elettrica. Il GSE è capogruppo delle due società controllate AU (Acquirente Unico) e GME (Gestore del Mercato Elettrico).

Gestore del mercato elettrico - GME S.p.a.

È la società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza. In particolare il GME gestisce il Mercato del giorno prima dell'energia, il Mercato di Aggiustamento, il Mercato dei servizi di dispacciamento ed i Mercati per l'Ambiente.

Grossista

Persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione.

Impianti alimentati da fonti assimilate

Impianti che utilizzano fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia, come definite all'articolo 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, per i quali risulta soddisfatta la condizione tecnica per l'assimilabilità prevista dal titolo I del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6/92, e successive modificazioni e integrazioni.

Impianto di potenza

Complesso di componenti elettrici destinato al trasporto e alla trasformazione dell'energia elettrica.

Impianto di produzione di energia elettrica

Complesso delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da qualsiasi fonte primaria in energia elettrica consegnata alla rete di trasmissione o di distribuzione.

Impianti di trasmissione

Infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione dell'energia elettrica facenti parte della Rtn, quali ad esempio le linee e le stazioni di smistamento e di trasformazione.

Impianto elettrico

Complesso di componenti elettrici, anche a tensioni nominali di esercizio diverse, destinato ad una data funzione.

Impianto misto

Stazione elettrica (anche localizzata presso un impianto di produzione) all'interno della quale sono realizzate trasformazioni AAT/AT afferenti alla rete di trasmissione nonché trasformazioni AT/MT tipiche di cabina primaria. In esso le competenze sono, normalmente, suddivise tra il GSE e il gestore della rete di distribuzione.

Impianto produttore

Insieme del macchinario, dei circuiti, dei servizi ausiliari, delle apparecchiature e degli eventuali carichi per la generazione di energia elettrica, che ha origine nel punto di consegna.

Interconnessione di reti elettriche

Collegamento fra reti elettriche necessario al trasferimento di energia elettrica.

Joint Implementation (JI)

Il meccanismo della Joint Implementation previsto dall'art. 6 del Protocollo di Kyoto prevede la possibilità di realizzare progetti comuni tra paesi industrializzati e paesi con economie in transizione (tipicamente dell'Europa dell'Est) per ridurre le emissioni attraverso l'utilizzo di tecnologie più efficienti, con accreditamento ad entrambe le parti delle riduzioni ottenute. Attraverso questo sistema i paesi con obbligo di riduzione possono realizzare dei progetti in altri paesi diminuendo la concentrazione di gas serra. Le emissioni non prodotte grazie alla realizzazione dei progetti generano unità di riduzione di emissioni o ERUs (Emission Reduction Units) che possono essere aggiunti all'ammontare di permessi di emissione inizialmente assegnati.

Linea di collegamento

Qualsiasi linea elettrica che collega l'impianto di consegna con l'impianto di Utente, oppure l'impianto di consegna con la stazione di connessione.

Linea di interconnessione

Linea elettrica in alta tensione in corrente alternata (c.a.) o in corrente continua (c.c.) che collega due diverse reti elettriche di trasmissione o di distribuzione o anche due aree di generazione.

Linea di Trasmissione

Linea elettrica ad alta o altissima tensione, aerea o in cavo, destinata al trasporto dell'energia elettrica dagli impianti di produzione alle reti di distribuzione o agli utenti.

Mercato dei certificati verdi (MCV)

Sede per la negoziazione dei certificati verdi organizzata dal GME ai sensi dell'articolo 6 del D.M. 11/11/99.

Mercato di aggiustamento (MA)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Durante tutta la fase 2 e, transitoriamente, anche durante la fase 3, su MA le offerte possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e misti. Le offerte sono accettate dal GME in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato del giorno prima (MGP)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate dal GME in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A.. Qualora accettate, le prime sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, le seconde al prezzo unico nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato libero

Ambito in cui operano in regime di concorrenza produttori e grossisti di energia elettrica sia nazionali che esteri per fornire energia elettrica ai clienti idonei.

Mercato della Riserva (MR)

È il mercato previsto a regime nell'ambito del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), per l'approvvigionamento della riserva secondaria e terziaria.

Mercato per la Risoluzione delle Congestioni (MRC)

È il mercato previsto a regime nell'ambito del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), per l'approvvigionamento della risorse necessarie alla risoluzione delle congestioni.

Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi. Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

Mini idrico

Impianto idroelettrico di potenza inferiore a 10 MW.

Operatore elettrico

Persona fisica o giuridica che è ammessa ad operare sul mercato elettrico o dei certificati verdi.

Operatore marginale

Per ciascuna ora e zona di mercato, è l'operatore che ha determinato il prezzo di vendita.

Pannello fotovoltaico

È l'insieme di più celle fotovoltaiche collegate in serie e incapsulate in una struttura rigida a copertura trasparente.

Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV)

La Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV) è una piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi ad oggetto la cessione di certificati verdi, secondo le disposizioni contenute nell'apposito Regolamento.

Prezzo medio cumulato certificati verdi

Rappresenta il prezzo medio dei CV con lo stesso anno di riferimento, ponderato per le quantità scambiate sul mercato organizzato dal GME, considerando tutte le sessioni nelle quali questi sono stati negoziati. Tale prezzo viene aggiornato mensilmente.

Produttore

Persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di generazione.

Produttore indipendente

Persona fisica o giuridica la cui attività principale è la produzione di energia elettrica con lo scopo di venderla a distributori o, attraverso una rete di terzi, a consumatori finali. Essa non svolge, pertanto, funzioni di trasmissione o distribuzione di energia elettrica sul territorio coperto dalla rete in cui è stabilita.

Produzione

Generazione di energia elettrica, comunque prodotta.

Protocollo di Kyoto

È un accordo siglato nel 1997, nel corso della terza sessione della Conferenza delle Parti (COP) sul clima, istituita nell'ambito della Convenzione Quadro sul cambiamento climatico delle Nazioni Unite. Il protocollo prevede impegni di riduzione delle emissioni di gas serra differenziati da Paese a Paese.

Punto di scambio dell'energia

Un punto logico in cui ha luogo uno scambio di energia di interesse a fini commerciali.

Rete di distribuzione

Qualunque rete con obbligo di connessione di terzi fatta eccezione per la rete di trasmissione nazionale, ivi incluse le porzioni limitate della medesima, nonché per la porzione della rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato S.p.A., non facente parte della rete di trasmissione nazionale.

Rete di pubblico interesse

Rete elettrica di interesse pubblico alla quale possono collegarsi più utenti (che alimentano o siano alimentati dalla rete).

Rete di trasmissione

È l'insieme di linee di una rete usata per trasportare energia elettrica, generalmente in grande quantità, dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo.

Rete di trasmissione nazionale (RTN)

Rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e dalle successive modifiche e integrazioni.

Rete elettrica

Insieme di impianti, linee e stazioni per la movimentazione di energia elettrica e la fornitura dei necessari servizi ausiliari.

Rete interconnessa

Complesso di reti di trasmissione e di distribuzione collegate mediante più dispositivi di interconnessione.

Rete interna d'utenza

Qualunque rete elettrica il cui gestore di rete non abbia l'obbligo di connessione di terzi, nonché la porzione della rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete di trasmissione nazionale.

Rete pubblica

Rete elettrica dedicata al trasporto e alla grande distribuzione dell'energia elettrica per interesse pubblico.

Reti con obbligo di connessione di terzi

Reti i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, e dell'articolo 9, comma 1 del decreto legislativo n. 79/99, ivi incluse le reti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999, le porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale la cui gestione sia affidata a terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 7 del medesimo decreto legislativo e le piccole reti isolate, nonché la porzione della rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete trasmissione nazionale.

Sistema elettrico nazionale

Il Sistema elettrico nazionale è costituito dall'insieme degli impianti di produzione, dalle reti di trasmissione e distribuzione, dai servizi ausiliari e dai dispositivi di interconnessione e dispacciamento ubicati sul territorio italiano.

Solare termico

Impianto nel quale un pannello solare, o collettore, cattura l'energia del sole e la converte in calore, grazie a uno speciale fluido termovettore che poi riscalda l'acqua in un serbatoio.

Sviluppo sostenibile

Implica lo sviluppo economico insieme alla protezione della qualità ambientale.

TEP

Tonnellate Equivalenti di di Petrolio. Unità convenzionale di misura delle fonti energetiche pari all'energia ottenuta dalla combustione di una tonnellata di petrolio.

Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.

È la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete

ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. L'assetto attuale è il risultato dell'acquisizione nel mese di novembre 2005 del ramo di azienda del GRTN come definito dal DPCM 11 maggio 2004. Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Il collocamento delle azioni è avvenuto nel giugno 2004. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti, che detiene il 29.99% del pacchetto azionario.

Titoli di efficienza energetica (TEE)

I titoli di efficienza energetica (TEE), istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04), attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti. I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

Trasmissione

Attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta ed altissima tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta.

Utente della rete

Persona fisica o giuridica che rifornisce o è rifornita da una rete di trasmissione o di distribuzione.

Handwriting practice lines consisting of 25 horizontal dotted lines.

Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 92
00197 Roma
Tel: 06.8012.1
fax: 06.8012.4524
e-mail: info@mercatoelettrico.org
www.mercatoelettrico.org