Verso la *grid parity*: i sistemi di incentivazione delle rinnovabili energetiche

Giampiero Trizzino – Univ. Milano-Bicocca

Il processo di liberalizzazione avviato dal D.lgs. 79/1999 ha aperto il mercato energetico alla legge della libera concorrenza, sulla base della quale le imprese che vi operano – per massimizzare gli utili – hanno convenienza a contenere il più possibile i costi di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia. Di conseguenza, senza una politica di incentivazione delle fonti rinnovabili (FR), nessun produttore avrebbe optato per esse in luogo di quelle tradizionali.

Non a caso, le Direttive europee, nel fissare le regole per la liberalizzazione del mercato energetico, hanno contemplato sin dall'inizio la possibilità di introdurre normative atte a promuovere la penetrazione delle FR nel mercato.

Sui costi della generazione energetica da FR si concentra, dunque, molta attenzione perché se si potesse investire economicamente ed avere elettricità in modo continuativo e con volumi rilevanti, sarebbero automaticamente risolti due aspetti centrali delle politiche ambientali mondiali: la prevenzione del riscaldamento globale e la dipendenza dai combustibili fossili.

Il confronto dei costi tra le fonti richiede l'analisi approfondita di alcuni indici. È necessario stimare per ciascuna fonte il costo dell'investimento iniziale per KW istallato e distribuire questo valore sulla durata stimata dell'impianto, per arrivare al costo di capitale dell'energia prodotta (€/KW). Infine occorre sommare le spese legate alle attività operative e di manutenzione, per giungere al costo totale del KW prodotto, il quale costituirà l'oggetto di comparazione tra le FR e quelle convenzionali. Appare evidente – leggendo il grafico in allegato[1] – che, se il valore del costo totale per KW prodotto dell'eolico è ormai prossimo a quello del termoelettrico, stessa cosa non può dirsi per il fotovoltaico, che rimane una tecnologia ancora poco competitiva sul mercato *retail*[2].

I costi delle FR variano fortemente a seconda della tecnologia utilizzata, dei materiali primi necessari alla costruzione e, nel caso delle biomasse, del combustibile. Altre componenti sono la localizzazione, il taglio della potenza istallata e la distanza dalla rete.

Ulteriore variabile è il progresso tecnologico che gioca un ruolo rilevante nella determinazione dei prezzi. Le fonti energetiche tradizionali, che storicamente hanno contribuito in misura preponderante alla produzione di energia elettrica, sono caratterizzate da miglioramenti tecnologici contenuti. Addirittura le manovre di *revamping* degli impianti termoelettrici – avviate per il contenimento delle

[1] Grafico 1
[2] P. Ranci, *Economia dell'energia*, Il Mulino, Bologna, 2011

emissioni atmosferiche – hanno spesso un'incidenza tale da incrementare il costo finale dell'energia da essi prodotta[3].

Il costo di produzione di energia da fonti tradizionali, basate su tecnologie ormai consolidate, dunque, può cambiare solo in funzione dell'andamento del prezzo del combustibile, vista l'impossibilità di progressi tecnici tali da determinare ulteriori riduzioni di spesa[4].

Nell'ambito delle FR, invece, lo sviluppo tecnologico, legato ai crescenti investimenti in ricerca sta determinando una costante discesa dei costi di produzione grazie anche alla creazione di nuove economie di scala[5].

I sistemi di incentivazione

Il sostegno alle FR rappresenta, dunque, un'importante leva nell'azione diretta a stabilizzare la concentrazione di gas serra nell'atmosfera. In Europa, poi, trova ulteriore giustificazione in quanto rende più sicura la fornitura energetica (riducendo la dipendenza dalle fonti fossili) e favorisce la concorrenza nel mercato, posto che l'incentivazione è in grado sia di promuovere l'ingresso di nuovi operatori che di creare nuove posizioni di *leadership* tra i produttori di impianti e componenti funzionali alle FR.

La loro promozione si riconduce, quindi, a due temi centrali della politica dell'Unione Europea: la sostenibilità ambientale e la sicurezza degli approvvigionamenti.

Le relative politiche hanno, recentemente, trovato collocazione nel cosiddetto "pacchetto clima per il 2020" costituito da un *corpus* normativo finalizzato al raggiungimento del triplice obiettivo di riduzione delle emissione di gas serra del 20% rispetto al livello registrato nel 1990, nonché di incremento dell'efficienza energetica e dell'impiego delle FR del 20% rispetto ai *trend* attuali.

La promozione avviene attraverso una serie di strumenti che hanno lo scopo di annullare il differenziale di costo tra fonti tradizionali e FR, al fine raggiungere la *grid parity*[6].

Gli strumenti di incentivazione possono essere di tre tipi: in "conto capitale", in "conto interessi" e in "conto energia". Ad essi si aggiungono quelli derivanti dallo scambio di elettricità con il gestore della

[3] Un caso emblematico è quello delle centrali termoelettriche siciliane, le quali hanno gradualmente subito adattamenti per funzionare con diverse tipologie di alimentazione. Si parla oggi di impianti a "poli-combustibile" in grado di combinare l'utilizzo di oli densi e semidensi con il gas naturale. Ciò ha permesso di ridurre le emissioni degli agenti inquinanti e conseguentemente ha contribuito, in parte, a rispettare gli impegni della Regione Sicilia stabiliti dalle norme di attuazione del Protocollo di Kyoto.

[4] *www.ambienteingegnere.it*

[5] Alla luce delle ultime indagini di mercato, il 50% degli investimenti per gli impianti fotovoltaici è rappresentato dalla spesa per i moduli, mentre il 75% dei costi per i parchi eolici *on shore* è determinato dal prezzo delle turbine. Diverso è il caso dei parchi eolici *off shore*, per i quali influiscono in modo particolare la distanza dalla costa e la profondità dei fondali.

[6] In alcuni contesti isolati la *grid parity* per il fotovoltaico "a concentrazione" è già stata raggiunta. È il caso delle micro-istallazioni *off grid* lontane dalla rete e localizzate in aree ben soleggiate. Il costo di realizzazione di un impianto del genere è concorrenziale rispetto alla istallazione di altri sistemi di generazione di elettricità. Si tratta di un primo livello di *grid parity*, che date le caratteristiche peculiari, coinvolge solo una quantità limitata di casi. Un secondo livello di *grid parity* verrà raggiunto nel momento in cui l'impianto da FR sarà competitivo nel mercato *retail*: il prezzo dell'elettricità da FR allacciato ad una rete di distribuzione a bassa/media tensione, può risultare economicamente conveniente solo se confrontato con i costi dell'energia elettrica che i venditori applicano ai clienti finali, sui quali – come noto – grava una maggiorazione rispetto ai valori dell'energia all'ingrosso.

rete e che nascono da specifiche convenzioni stipulate tra quest'ultimo e il titolare dell'impianto. All'interno di questo gruppo riveste particolare importanza il meccanismo dello "scambio sul posto", attualmente regolato dalla Deliberazione 74/2008 del Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)[7].

Nel "conto capitale", oggetto di sostegno sono le risorse necessarie alla realizzazione dell'investimento. Classico è l'esempio dei Fondi strutturali stanziati dai programmi dell'Unione europea per il riallineamento delle economie in dissesto.

Nel "conto interessi" l'incentivo è costituito dal capitale di debito. Molti paesi dell'Unione impiegano il prestito a tasso agevolato per l'incentivazione delle tecnologie relative alle FR termiche.

Il "conto energia", infine, rappresenta il principale strumento di sostegno alle FR utilizzato dai Paesi dell'UE nelle politiche energetiche. In questo caso il premo è commisurato direttamente all'energia prodotta e può riferirsi alla quantità o al prezzo della stessa.

Sistemi di incentivo in "conto energia" basati sulla quantità

Attraverso il sistema in parola il Legislatore fissa il livello di energia rinnovabile che deve essere prodotta e lascia al mercato la determinazione del relativo prezzo.

Tra sistemi appartenenti a questa gruppo, quello dei Certificati Verdi (CV) *ex* D.lgs. 79/1999 è il più noto. Nello schema del Decreto, il Legislatore stabilisce una quantità percentuale di energia rinnovabile che vuole ottenere e traduce questo obiettivo in un obbligo per i produttori di energia da fonte non rinnovabile. Il GSE, a sua volta, assegna a ciascun produttore di energia rinnovabile un numero di certificati che attestano la sua produzione[8].

I titolari di impianti di energia non rinnovabile assolvono il loro obbligo consegnando un numero di CV corrispondenti alla percentuale stabilita *ex lege*: ciò può avvenire producendo direttamente l'energia rinnovabile necessaria a coprire la percentuale, oppure acquistando i CV da altri produttori che li hanno avuti in assegnazione.

In questo modo il valore dell'incentivazione corrisponde alla quantità di produzione immessa in rete. Se questa non raggiunge il livello percentuale imposto dalla Legge, i certificati scarseggiano e il loro prezzo

[7] Lo "scambio sul posto" rientra tra le modalità di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da FR. La sua funzione è quella di consentire al titolare di un impianto di realizzare una particolare forma di autoconsumo, immettendo in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento differente. Lo scambio sul posto consente al titolare dell'impianto di ottenere una compensazione tra il valore economico associato all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associato alla spesa dell'energia prelevata successivamente. Si tratta di meccanismo che opera (almeno fino al 2012) in parallelo rispetto agli altri *benefit* (quali, ad esempio, quelli previsti dai DM sul fotovoltaico) e che vale per gli impianti da FR di potenza non superiore a 200 KW.

[8] Precede il sistema dei CV – e il processo di liberalizzazione del mercato energetico – il meccanismo, introdotto dalla Legge 9/1991, noto come "CIP6". Oltre a contemplare i "Piani energetico-ambientali regionali", la Legge imponeva all'ENEL di acquistare l'energia elettrica prodotta da FR e assimilate e conferiva al Comitato Interministeriale Prezzi la determinazione del relativo costo. Con la delibera n. 6 dell'anno successivo quest'ultimo stabilì che il titolare di impianti da fonti energetiche rinnovabili o assimilate ha diritto (per otto anni, prorogabili di ulteriori otto) a rivendere l'energia elettrica all'ENEL ad un sovrapprezzo del 6-7% rispetto al valore di mercato e che i costi del *surplus* andassero addebitati ai consumatori finali attraverso una maggiorazione delle tariffe legate alla fornitura.

sale, aumentando conseguentemente l'incentivo. Viceversa se la percentuale viene superata, il prezzo tende a diminuire e con esso l'incentivo.

Il sistema dei CV rappresenta – ancora per poco – il principale strumento di incentivazione delle FR. Opera in parallelo al sistema delle tariffe *feed-in premium* (di cui si parlerà a breve), sostenendo gli impianti alimentati da qualsiasi fonte (ad eccezione di quella fotovoltaica) di taglia superiore ad 1 MW entrati in funzione dal 1999. La durata dell'incentivo, dopo la Legge 244/2007, è fissata a quindici anni, e ciascun certificato attesta la produzione di 1 MW.

Secondo le previsioni del Legislatore, il mercato avrebbe dovuto produrre una situazione di equilibrio tra domanda ed offerta dei titoli. Tuttavia, nella prima fase di funzionamento la domanda risultò superiore all'offerta dei produttori da FR, quindi per evitare che il prezzo dei titoli subisse un incremento eccessivo, il GSE intervenne emettendo CV di propria titolarità e vendendoli ad un prezzo amministrativo, che divenne il *cap* (cioè il valore massimo) per tutti gli scambi sul mercato: ciascun operatore dal lato dell'offerta poteva massimizzare il profitto vendendo titoli ad un prezzo appena inferiore a quello stabilito dal GSE.

Ben presto, però, si invertirono gli equilibri. Nonostante il graduale incremento della quota d'obbligo[9] fino a valori intorno al 7,5%, si verificò un eccesso di titoli sul mercato dei CV che continuò ad aumentare progressivamente: da un *surplus* di 6,1 TWh nel 2008 si passò ad oltre 12 TWh nel 2010.

La causa è da addebitarsi agli elevati livelli di incentivo (determinati dall'elevato prezzo di vendita dei titoli) non accompagnati da un proporzionato incremento della percentuale d'obbligo.

In breve tempo si è quindi verificato un proliferarsi di impianti da FR (soprattutto eolici) spesso privi dei requisiti necessari per la corretta erogazione energetica ed ubicati in aree non idonee[10].

Al fine di porre rimedio, il Legislatore è intervenuto attraverso una norma che prevede l'obbligo per il GSE di acquistare dai produttori di energia rinnovabile i titoli invenduti ad un prezzo amministrativo, il quale a sua volta è divento il *floor* di mercato (cioè il valore minimo di vendita)[11].

In sintesi, il Legislatore dapprima ha fissato obiettivi più ambiziosi rispetto allo sviluppo realizzabile, provocando un aumento del valore dell'incentivo al punto da richiedere la fissazione di un *cap*. Successivamente, l'incentivo elevato ha provocato una spinta eccessiva dell'offerta rispetto alla domanda, per cui il sistema ha superato l'obiettivo stabilito: ciò ha reso necessaria la fissazione di un *floor* del prezzo[12].

[9] Dal 2004 al 2006 la quota minima obbligatoria di elettricità prodotta da FR in rete è stata incrementata dello 0,35% annuo. Successivamente, nel periodo 2007-2012 dello 0,75%.

[10] Il problema della individuazione delle aree idonee all'ubicazione degli impianti (con particolare riferimento a quelli alimentati dal vento, le cosiddette *wind farm*) è da addebitarsi al mancato recepimento da parte delle Regioni delle norme di cui al D.lgs. 387/2003, che a sua volta è stato causato dal ritardo con il quale sono state emanate le Linee Guida (DM 10/09/2010), le quali avrebbero dovuto individuare i parametri entro i quali le Regioni dovevano muoversi per determinare gli indici costruttivi, i limiti di potenza istallabile, le aree idonee e le zone vietate.

[11] G. B. Zorzoli, *I due volti del mercato energetico*, EGL, 2011

[12] Il limite del D.lgs. 79/1999, nel disciplinare per la prima volta i CV, fu quello di non essere stato in grado di calarsi concretamente nella

Con il D.lgs. 28/2011 si è sostanzialmente modificato l'assetto esistente. Il meccanismo dei CV rimane in vigore per tutti i nuovi impianti che entrano in esercizio prima del 31 dicembre 2012. Per i produttori e gli importatori da fonti fossili la quota di immissione di energia prodotta da FR si riduce progressivamente a partire dal 2013 fino ad azzerarsi al 2015[13].

In sostituzione del meccanismo dei CV, il Decreto in parola prevede un sistema basato su procedure concorsuali: il Legislatore decide la quantità di nuova capacità rinnovabile desiderata e da avvio ad un'asta al ribasso sulla scorta di criteri quali: *1)* un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio dell'impianto; *2)* una durata dell'incentivo calcolata per un periodo pari alla vita media utile dello stesso, *3)* un valore dell'incentivo diversificato da fonte a fonte e differenziato per tecnologia e potenza.

Sistemi di incentivo in "conto energia" basati sul prezzo

La seconda famiglia di strumenti è caratterizzata dal fatto che il Legislatore, anziché decidere il volume di energia da produrre, stabilisce il valore dell'incentivo, lasciando che sia il mercato a determinare la quantità.

Uno strumento basato sul prezzo è la tariffa incentivante (*feed-in*) attraverso cui l'amministratore del sistema garantisce il ritiro dell'energia rinnovabile ad un prezzo maggiore rispetto a quello di mercato, in quanto comprensivo di una componente di incentivo alla produzione.

Solitamente questo sistema è caratterizzato da uno schema di tariffe diversificate per fonte, al fine di garantire maggiore premialità a quegli impianti che pagano limiti tecnologici più rilevanti.

Una variante allo strumento appena descritto è quello dei premi garantiti (*feed-in premium*) che rappresentano un incentivo fisso retribuito per un periodo determinato di tempo. Per ogni KW prodotto si riconosce una tariffa, variabile secondo la taglia, la collocazione e la tipologia dell'impianto[14].

In Italia questo sistema è stato adottato per promuovere la produzione di energia da fonte fotovoltaica.

Il primo meccanismo *feed-in premium* è stato emanato con il DM 28/07/2005 e prevedeva un tetto contributivo fino ad 1 GW, un accesso riservato agli impianti con potenza inferiore ad 1 MW ed una

variegata realtà delle FR. Il sistema risultava asimmetrico, sostenendo in maniera efficiente alcune fonti - come quella eolica - e rendendo, al contrario, difficoltosa la realizzazione di impianti che sfruttano risorse e tecnologie poco competitive, quali le biomasse, il solare termico e il fotovoltaico. In tale ottica il D.lgs. 387/2003 ha cercato di fornire una soluzione al problema, promuovendo lo sviluppo di quei progetti che, pagando il prezzo di tecnologie ancora poco accessibili in termini di conoscenze scientifiche, necessitano di sostegni economici concreti affinché possano essere effettivamente impiegate. A tal uopo ha potenziato il sistema dei CV incrementando la quota, prevista *ab origine*, dello 0,35% per ogni anno successivo al 2004 e ne ha prolungato la durata a dodici anni. Sulla stessa linea si è successivamente mossa la Legge 244/2007 (Legge finanziaria per il 2008), la quale ha ulteriormente prolungato di tre anni il periodo di rilascio ed ha introdotto una differenziazione degli incentivi per tipi di fonte, tenendo conto del fatto che alcune sono ancora sperimentali e quindi necessitano di maggiori contributi.

[13] Per il 2012 la quota obbligatoria di energia rinnovabile è fissata al 7,55%. Per il periodo 2012-2015 i CV rimasti invenduti verranno ritirati dal GSE.

[14] G. B. Zorzoli, *I due volti del mercato energetico*, EGL, 2011

erogazione ventennale[15]. L'impulso che diede fu tale che nel giro di appena due anni il tetto massimo di potenza venne raggiunto e conseguentemente fu necessario predisporre un secondo DM.

Con il DM 10/02/2007 il limite installabile fu portato a 3 GW, inoltre venne abolito il limite per singolo impianto di 1 MW. Nello stesso tempo per evitare un eccessivo squilibrio a favore delle grandi installazioni a terra, vennero stabilite tariffe particolarmente incentivanti per gli impianti integrati nelle strutture edilizie[16].

Il DM 06/08/2010, rimasto in vigore fino al 31 maggio 2011, paga il prezzo di un sistema eccessivamente premiale qual'era stato quello del Decreto precedente. Il superamento dell'obiettivo dei 3 GW ha infatti portato il Legislatore a ridimensionare le tariffe al fine di riallineare il quadro economico e riequilibrare la spesa degli utenti finali, i quali rimangono i destinatari dei rincari legati al sistema incentivante.

Il 12 maggio dello scorso anno viene pubblicato in Gazzetta Ufficiale il DM 05/05/2011. Con esso viene introdotto un sistema che va ben oltre i limiti sino ad ora previsti: viene infatti stabilito un tetto pari a 23 GW pari al 10% del fabbisogno elettrico nazionale.

Il Decreto prevede un limite temporale fissato al 2016 e un limite di spesa pari a 6/7 miliardi di euro annui, il cui superamento determina una revisione degli incentivi tramite l'emanazione di un nuovo DM.

Vengono introdotti per la prima volta due modelli differenti per l'accesso alle tariffe in base alla dimensione dell'impianto. Si distingue, infatti, tra grandi istallazioni (sopra i 1000 KW se su edifici e 200 KW per le altre strutture) per le quali l'ammissione alle tariffe passa attraverso l'iscrizione ad un registro gestito del GSE, e piccole istallazioni che invece accedono direttamente ai premi[17].

La tariffa, allo stesso modo degli altri DM, viene riconosciuta per un periodo di vent'anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente per tutto il periodo dell'incentivazione.

Il Decreto assegna specifici premi sulla base di alcuni criteri. Tra questi meritano menzione le maggiorazioni del 5% e del 10% rispettivamente se:

1) la realizzazione è ubicata in aree industriali, cave o discariche e miniere esaurite, riprendendo in questo modo le prescrizioni già indicate nelle Linee guida del 2010[18];

[15] L'erogazione ventennale è rimasta invariata per tutti i successivi DM.

[16] Con la Legge 129/2010 venne prorogato l'accesso alle tariffe del DM 10/02/2007 agli impianti costruiti entro il 31 dicembre 2010 e messi in esercizio non oltre il 30 giugno 2011. La disciplina oltre ad avere provocato un aumento vertiginoso delle realizzazioni, fu oggetto di critiche per avere creato - nel periodo compreso tra gennaio e giugno del 2011 - una sperequazione tra impianti costruiti ma non ancora messi in esercizio (per i quali si applicavano gli incentivi *ex* DM 10/02/2007) e impianti in costruzione (che invece rientravano nei più blandi incentivi del DM 06/08/2010 che intanto era già stato emanato).

[17] Il GSE forma la graduatoria degli impianti iscritti al registro nei limiti di spesa stabiliti nelle tabelle 1.1 e 1.2 dell'art. 4 del DM 05/05/2011 e sulla base di criteri indicati nell'art. 8 dello stesso Decreto (entrata in esercizio dell'impianto, ultimazione dei lavori di costruzione, emissione del titolo autorizzativo, potenza dell'impianto, richiesta di iscrizione al registro).

[18] Le Linee Guida del 2010 dedicano una corposa parte del loro testo alla individuazione dei siti idonei all'istallazione di impianti da FR ed in particolare degli impianti eolici. Com'è noto l'Italia, nell'ultimo decennio, ha avuto un incremento esponenziale dello sfruttamento dell'energia eolica, grazie ad un sistema fortemente incentivante qual'è quello dei CV. Cionostante, la mancanza di regole precise e dettagliate, almeno fino al 2010, non ha permesso di trarne gli sperati benefici.

2) la realizzazione sia per non meno del 60% riconducibile a produzione realizzata all'interno dell'Unione Europea.

Altri due interessanti *surplus* premiali sono previsti nel caso in cui:

1) l'impianto venga installato in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto (nel qual caso viene riconosciuto un incremento pari a 0,05 €/KWh);
2) l'esecuzione dei lavori di realizzazione venga abbinata a soluzioni che migliorino le prestazioni energetiche degli edifici sui quali l'impianto deve sorgere. Affinché il *surplus* venga riconosciuto il soggetto interessato dovrà dotarsi di due attestati di certificazione energetica: uno precedente ed uno successivo all'esecuzione dei lavori. In questo caso la maggiorazione rispetto al tariffa base può arrivate fino al 30%.

Schemi tariffari differenti sono previsti per gli impianti fotovoltaici integrati realizzati con caratteristiche innovative. Categoria all'interno della quale rientrano i "moduli integrati non convenzionali", gli impianti "a concentrazione" e quelli con innovazioni tecnologiche[19].

Le nuove prospettive della politica energetica

I risultati ottenuti dalle politiche energetiche sviluppatesi negli ultimi sei anni hanno portato ad un incremento esponenziale delle FR tale da avere quasi raggiunto uno degli obiettivi di cui alla Direttiva 2009/28/CE con otto anni di anticipo.

Come noto, il traguardo del 17% relativo all'incremento delle FR, viene ripartito secondo gli scenari del Piano d'Azione Nazionale in tre *step* relativi al settore elettrico (26%); al settore del condizionamento (17%) ed al settore dei trasporti (10%)[20].

Dalle ultime stime del GSE emerge con evidenza che il primo di questi *step* è stato quasi raggiunto. Il valore annualizzato degli impianti installati al 2011 corrisponde infatti a circa 94 TWh/anno, cioè solamente 6 TWh al di sotto dell'obiettivo stimato al 2020[21].

Tale risultato è riconducibile al fatto che il sistema di incentivazione italiano è tra in più remunerativi in Europa. Il grafico in allegato[22] mette in luce la netta differenza tra gli schemi tariffari italiani e quelli adottati da Germania, Francia e Gran Bretagna.

[19] Ai sensi del DM 05/05/2010 i "moduli integrati non convenzionali" – per i quali è intervenuta recentemente una specifica guida del GSE – sono quei «componenti speciali sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici». Diversamente, i sistema fotovoltaici "a concentrazione" sono impianti composti «da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, su celle fotovoltaiche, da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e da altri componenti elettrici minori». Quest'ultima tecnologia non va confusa con il solare termodinamico (per il quale non si applicano le procedure premiali del Decreto in parola) in cui non vi è "effetto fotovoltaico" ma la radiazione viene concentrata per riscaldare un fluido termovettore che a sua volta produce energia meccanica, solitamente tramite turbine, e quindi energia elettrica.
[20] Grafici 2 e 3
[21] *www.sviluppoeconomico.gov.it*
[22] Grafico 5

Una delle maggiori contestazioni sollevate ai sistemi di incentivazione delle FR in Italia è quella di non essersi allineata ai prezzi di mercato. Il fatto di non avere seguito la rapida discesa dei costi delle tecnologie rinnovabili ha chiaramente provocato accessi ai sistemi incentivanti al di sopra delle aspettative. Ciò è avvenuto, chiaramente, in quei settori dove la tecnologia disponibile era più matura (e dunque meno costosa) e gli incentivi più cospicui: fotovoltaico ed eolico *onshore*[23].

Sono queste le premesse che hanno portato il Legislatore a ridimensionare notevolmente la strategia per il futuro, al punto da ridurre notevolmente il tetto dei 6 miliardi di euro annui.

La nuova politica delle incentivazioni alle FR, all'indomani del quadro così delineato, si snoda lungo due strade: da un lato si continua a seguire il meccanismo *feed-in premium* collegato all'energia fotovoltaica; dall'altro si introducono ulteriori sistemi di incentivazione per le altre FR in sostituzione dei CV e sulla scorta delle prescrizioni di cui all'art. 24 D.lgs. 28/2012.

Nel momento in cui questa relazione viene scritta i Decreti che dovranno dare attuazione ai citati meccanismi premiali non sono stati ancora emanati, ma sono oggetto di studio da parte del Governo, per cui le analisi su di essi non possono che essere meramente indicative[24].

\- - -

La bozza del Decreto che dovrà sostituire il DM 05/05/2011, già in apertura, sottolinea da un lato il raggiungimento dei 100 TWh/anno con largo anticipo rispetto alle previsioni stimate e dall'altro come si debba dare impulso agli altri due settori che rientrano nell'obiettivo del 17%, cioè quello del calore e dei trasporti. A tal uopo si ritiene – anche alla luce dell'elevato livello degli oneri maturati nonché dello stato e delle prospettive di sviluppo tecnologico - che sia sufficiente impiegare ulteriori 500 milioni di euro annui, rispetto al precedente stanziamento di 6 miliardi.

Si tratta, dunque, di una cospicua riduzione rispetto ai fondi stanziati fino ad oggi che trova giustificazione nella considerazione secondo cui il traguardo della *grid parity* – almeno per il fotovoltaico – sembrerebbe essere vicino. Ciò si evince anche dalle parole del Legislatore, il quale chiarisce che la somma stanziata serve ad «accompagnare il fotovoltaico verso la competitività, al di fuori dei sistemi di sostegno».

In vista di una riconsiderazione della strategia energetica, accanto alle politiche premiali, viene richiama più volte l'importanza del risparmio energetico che adesso risulta quasi prioritario rispetto allo stesso sviluppo delle FR. Non mancano, infatti, spunti nei quali si sottolinea come l'innovazione tecnologica applicata all'efficienza energetica consente di «ottenere ulteriori benefici in termini di tutela dell'ambiente».

[23] Grafico 6

[24] Secondo le stime del GSE il limite di spesa previsto dall'art. 1 comma II del DM 05/05/2011 (6/7 miliardi di euro annui) potrebbe essere superato già a luglio di quest'anno, imponendo conseguentemente una revisione degli incentivi tramite l'emanazione di un nuovo Decreto ministeriale.

Il nuovo Decreto dovrà entrare in vigore il primo luglio 2012, sempreché in tale data il costo indicativo annuo degli incentivi abbia raggiunto il valore di 6 miliardi di euro l'anno da almeno 30 giorni, come deliberato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Una delle novità più rilevanti è contenuta all'art. 4 che prevede l'allargamento all'obbligo di iscrizione al registro a tutti gli impianti al di sopra della soglia dei 12 KW di potenza con criterio di preferenza a favore delle istallazioni sugli edifici.

Si riduce, quindi notevolmente la forbice prevista per gli impianti che accedono *ex se* agli incentivi: si passa da un tetto di 200 KW (1000 KW per quelli istallati sugli edifici) ad appena 12 KW.

Tra i nuovi criteri previsti ai fini della composizione della graduatoria emergono quelli relativi alla efficienza energetica. Viene più volte sottolineato, quale indice prioritario, l'impiego di moduli fotovoltaici su edifici la cui certificazione non risulti inferiore alla classe "D". Trova inoltre spazio tra i criteri di preferenza, l'istallazione di impianti in sostituzione di coperture in amianto, che invece sparisce come premio autonomo.

Stessa sorte subiscono altri *surplus*, quali, ad esempio, quelli relativi all'impiego di tecnologie *made in Europe*.

Ulteriore novità – in realtà già prevista nel DM 05/05/2011[25] – è costituita dalla sostituzione della tariffa "incentivante", con la tariffa "omnicomprensiva" e con quella "sull'autoconsumo"[26].

Le rilevanti novità apportate dal progetto in esame hanno sollevato non poche perplessità sia da parte dell'Unione Europea, la quale ha invitato il Governo italiano a rivedere il sistema dei registri obbligatori[27], che da parte della Conferenza Stato-Regioni, che ha concluso l'esame dello stesso con parere positivo ma con l'espressa richiesta di apportare modifiche al documento[28].

[25] Si veda la tabella 4 dell'allegato 5 richiamato all'art. 12 del DM 05/05/2015 in materia di "Tariffe incentivanti".

[26] La tariffa "incentivante", tipica dei DM fino ad ora emanati, rappresenta un incentivo fisso all'energia prodotta, il quale si aggiunge agli ulteriori ed eventuali benefici che derivano dalla vendita.
La tariffa "onnicomprensiva", diversamente, è un corrispettivo che viene riconosciuto all'energia immessa in rete, ed è formata da due componenti: uno retribuisce la vendita dell'energia immessa ed un altro costituisce la premialità ossia l'incentivo vero e proprio. Con questo sistema, conseguentemente, viene meno la possibilità di abbinare il beneficio della tariffa a quello derivante dalla vendita di energia; in altre parole, non è più possibile usufruire contemporaneamente delle premialità collegate al meccanismo dello "scambio sul posto", così come è avvenuto sino ad oggi.
La tariffa "sull'autoconsumo", infine, si aggiunge alla quella "omnicomprensiva" ed è calcolata sulla base dell'energia prelevata direttamente dall'impianto fotovoltaico ed utilizzata dall'utente.

[27] Il Commissario europeo all'energia Oettinger, il 5 giugno 2012, ha inviato una lettera di richiamo al Ministero per lo Sviluppo economico, nella quale ha sollevato alcune perplessità sulla bozza del Decreto sia relativamente alla parte in cui si prevede un nuovo tetto massimo agli incentivi, che in merito al nuovo limite dei 12 KW per l'accesso diretto agli stessi. Sotto quest'ultimo profilo si legge nella lettera che il meccanismo dei registri per i nuovi progetti di energia rinnovabile potrebbe aumentare l'onere burocratico per gli operatori di mercato e diminuire la sicurezza degli investitori.
Nella stesso documento, si chiede al Governo italiano di porre in essere strumenti di sostegno per le fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffreddamento, nonché di chiarire se, e in che termini, rimarranno operativi gli strumenti di incentivo legati ai progetti di efficienza energetica, tra questi quelli relativi ai Certificati Bianchi.

[28] Il 7 giugno 2012, la Conferenza Stato-Regioni, chiamata ad esaminare i testi dei Decreti sulle rinnovabili (sia quello relativo al fotovoltaico, che quello per le altre rinnovabili energetiche) sebbene abbia espresso parere positivo per entrambi ha sollevato la necessità di apporre alcune modifiche, tra le quali la reintroduzione del bonus per la sostituzione delle coperture in amianto e per l'istallazione di impianti realizzati con manodopera e materiali europei, l'aumento del *plafond* sia per quanto riguarda il Decreto sul fotovoltaico che

- - -

Si già accennato al fatto che a partire dal 2013 il sistema dei CV verrà progressivamente ridotto fino alla sua definitiva sostituzione con nuovi meccanismi premiali riconducibili ai principi *ex* art. 24 del D.lgs. 28/2011.

Alla luce di questa previsione, il Governo, parallelamente ai provvedimenti sul fotovoltaico, ha redatto un ulteriore Decreto relativo alle altre FR diverse dal fotovoltaico, all'interno del quale, tra l'altro, viene disciplinato il meccanismo delle aste a ribasso.

Anche in questo Decreto, allo stesso modo di quello precedentemente analizzato, si sottolinea che l'Italia è in anticipo rispetto agli obiettivi fissati al 2020, poiché la capacità istallata a fine 2011 è già in grado di assicurare una produzione di circa 94 TWh/anno a fronte del traguardo dei 100 TWh/anno indicato nel Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili. Tale dato – unitamente alla diminuzione dei costi di investimento legati ai progressi tecnologici e alle economie di scala – giustificherebbe una revisione degli attuali meccanismi premiali la cui origine risale al D.lgs. 79/1999.

Il metodo utilizzato è quello della tariffa "omnicomprensiva", calcolata non solo alla luce della potenza istallata, ma anche della vita utile dell'impianto. L'art. 6 chiarisce in proposito che «il periodo di diritto ai meccanismi incentivanti decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto ed è pari alla vita media utile convenzionale» al netto di eventuale arresti disposti dalle autorità per questioni legate alla sicurezza della rete o ad eventi calamitosi. Ad una rapida lettura della tabella allegata all'articolo in parola si evince che – salvo qualche rara eccezione – l'incentivo ha una durata ventennale, ossia pari a quella già prevista dall'attuale sistema *feed-in preminum* per il fotovoltaico.

L'ambito di applicazione del Decreto riguarda i meccanismi di incentivazione degli impianti alimentati da FR diverse dal fotovoltaico, i quali – ai sensi dell'art. 4 – vengono divisi in tre fasce a seconda della potenza istallata. Alla prima appartengono gli impianti di piccola taglia, con potenza compresa tra 1 KW e 50 KW i quali accedono direttamente alle tariffe; alla seconda fascia rientrano quelli con potenza compresa tra 50 KW e 5 MW per i quali è prevista l'iscrizione nei registri; infine la terza fascia è occupata dagli impianti di grosse dimensioni con potenza superiore a 5 MW che usufruiscono dei *benefit* a seguito della partecipazione a procedure competitive di aste a ribasso.

Il Titolo III, agli artt. 12-16 disciplina il metodo delle aste a ribasso. Organo competente è il GSE, il quale con cadenza annuale (semestrale per gli impianti eolici *on shore*) da avvio alle aste definendo i livelli massimi di incentivazione della produzione di energia elettrica suddivisa per fonte.

Ai sensi dell'art 14, «l'asta è realizzata tramite offerte di riduzione – non inferiori al 2% – rispetto al valore posto a base d'asta […] così come individuato dall'Allegato I, per ciascuna tipologia». In altre parole, i soggetti che intendono partecipare offrono – *rectius*, chiedono – una percentuale di incentivo

quello sulle altre FR e la dilazione dei termini dell'attuale sistema premiale in modo da rendere più "morbido" l'ingresso della nuova politica delle incentivazioni.

che deve essere inferiore almeno al 2% della base d'asta, la quale, a sua volta, è individuata all'Allegato I sotto la voce "base tariffa incentivante".

Il Titolo V, agli artt. 19 e 20, infine introduce il sistema che dovrà favorire la transazione dall'attuale meccanismo dei CV a quello previsto dal nuovo Decreto.

- - -

L'analisi sin qui condotta apre una serie di interrogativi ai quali i nuovi DM dovranno dare risposta. Non possono, infatti, trascurarsi da un lato le richieste di riduzione dei rincari alla spesa sul consumo energetico avanzate dagli utenti finali, i quali restano gli unici destinatari del carico finanziario necessario ad alimentare il sistema delle incentivazioni; e dall'altro le esigenze di coloro che, spinti da condizioni fin troppo favorevoli, hanno investito nel mercato delle FR.

La politica delle incentivazioni, per troppo tempo cieca alle oscillazioni di mercato, al progresso delle tecnologie e alle reali condizioni di sviluppo delle FR nel territorio, rischia oggi di ledere il principio del legittimo affidamento tra cittadini ed Autorità pubblica.

Se è vero, infatti, che i cittadini si affidano all'Autorità pubblica per la tutela di determinate situazioni giuridiche e che confidano nel comportamento di quest'ultima per il conseguimento di un dato risultato, allora occorre riconoscere che tale affidamento è stato leso nel momento in cui l'Autorità pubblica – nel tentativo di incentivare lo sviluppo delle FR – non ha posto in essere tutte le premesse necessarie affinché ciò avvenisse nel migliore dei modi.

Una politica disattenta ha infatti prodotto squilibri che inizialmente hanno danneggiato gli utenti finali ed oggi – alla luce delle previsioni dei DM in approvazione – rischiano di colpire gli investitori che operano nel mercato delle FR.

Sotto quest'ultimo profilo si è già fatto cenno al richiamo dell'Unione Europea al Governo italiano, il quale è stato invitato a rivedere la strategia posta in essere dai nuovi DM in quanto le drastiche riduzioni ai *benefit* potrebbero creare rallentamenti allo sviluppo delle FR con ripercussioni sull'indotto industriale.

Le strategie poste in essere dal 1999 ad oggi sono state un susseguirsi di tentativi di colmare vuoti normativi e di arginare condizioni di incertezza create da disposizioni poco attente allo stato dei fatti. Casi come quello delle *wind farm* sono esempi da tenere a mente per il futuro[29].

Non resta che attendere i nuovi DM per vedere quali percorsi e quali strategie il Legislatore sceglierà di seguire[30].

[29] Si veda la nota 8

[30] I grafici e le tabelle di questa relazione sono contenuti nel sito internet del Ministero dello sviluppo economico, *www.sviluppoeconomico.gov.it*, e nel sito del Gestore dei servizi energetici, *www.gse.it*

Allegati

Grafico 1

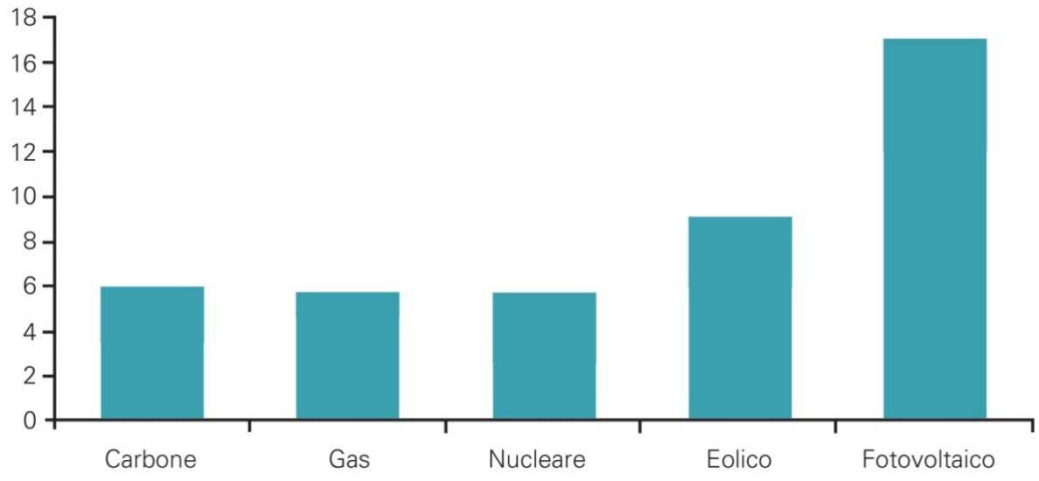


Grafico 2

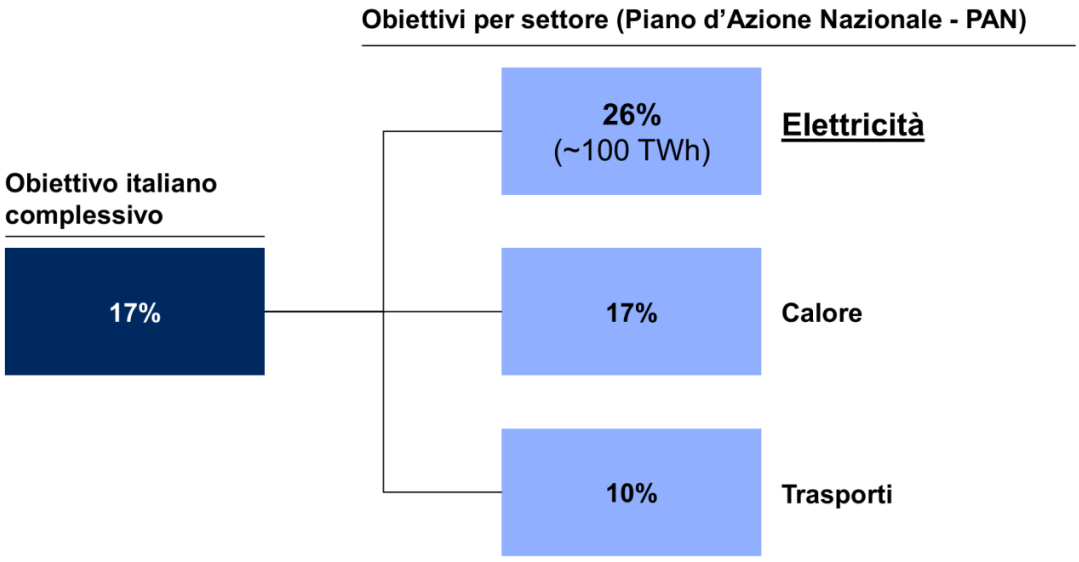


Grafico 3

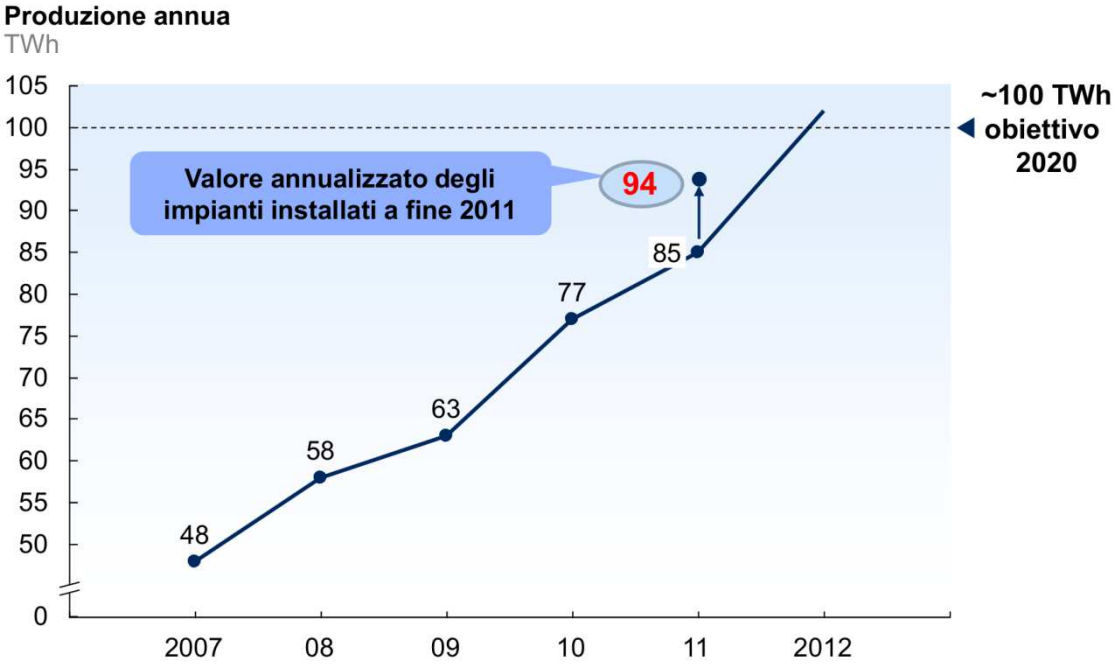


Grafico 5

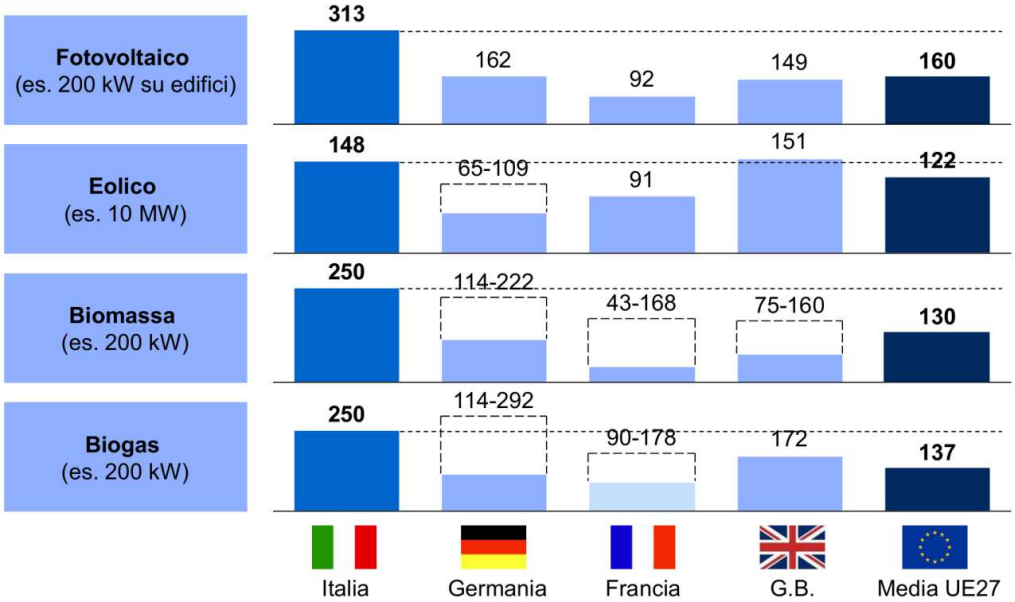
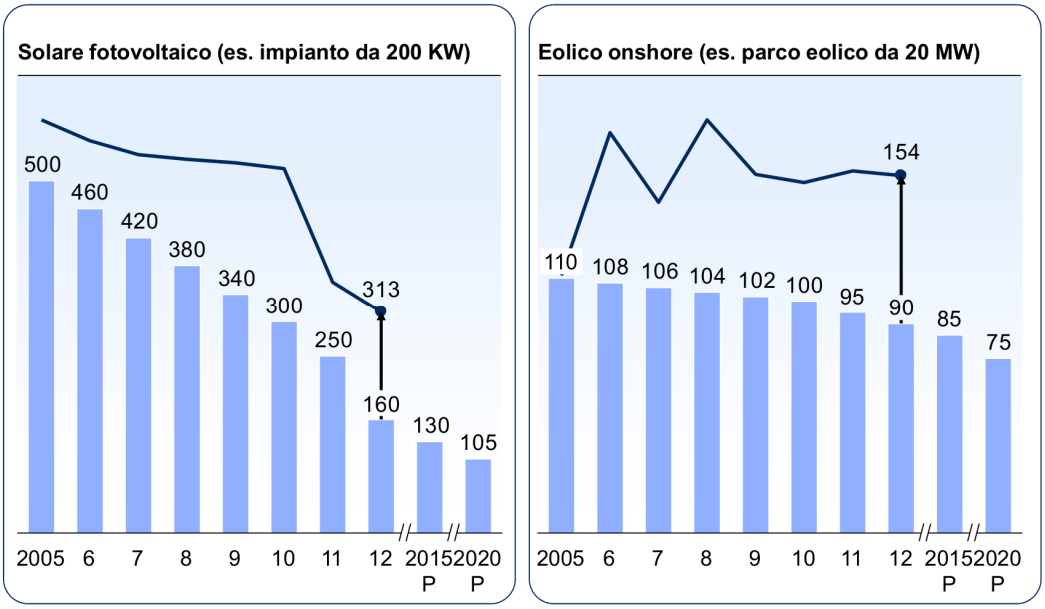


Grafico 6


Solare fotovoltaico (es. impianto da 200 KW)
500
460
420
380
340
300
250
313
160
130
105
2005 6 7 8 9 10 11 12 2015P 2020P
Eolico onshore (es. parco eolico da 20 MW)
110
108
106
104
102
100
95
154
90
85
75
2005 6 7 8 9 10 11 12 2015P 2020P

Riferimenti bibliografici e siti internet

- AA.VV., *Manuale Ambiente,* IPSOA, Milano, 2009
- R. Ursi (a cura di), *Studi sul Codice dell'Ambiente,* Giappichelli, Torino, 2009
- P. Ranci, *Economia dell'energia*, Il Mulino, Bologna, 2011
- G. B. Zorzoli, *I due volti del mercato energetico*, EGL, 2011
- *www.sviluppoeconomico.gov.it*
- *www.lexambiente.it*
- *www.altalex.com*
- *www.ambientediritto.it*
- *www.dirittoambiente.com*
- *www.ambienteingegnere.it*
- *www.legambiente.it*
- *www.sogin.it*
- *www.gse.it*
- *www.qualenergia.it*
- *www.enea.it*