

Le politiche a supporto dello sviluppo delle rinnovabili e lo stato del mercato in Italia

Italian Support Policies to Res Development and Market Status

Giacomo Selmi*

Abstract

As the European Commission approved Directive 28/2009/CE, at the end of April 2009, and the World prepares for the COP 15 round in Copenhagen at the beginning of December, it becomes clear that the national policies to support RES development have to be revamped with an eye to the Directive guidelines and the other to the results of the Copenhagen summit, whatever will they be.

Keywords: Renewable Energy, Support Policies, Fiscal Policies, Electricity, Heating, Biofuels, Tradable Green Certificates, Feed-in Tariffs.

Penetrazione delle fonti rinnovabili

Con l'approvazione della Direttiva 28/2009/CE in Europa a fine Aprile, la scadenza del COP 15 a Copenhagen all'inizio di dicembre e soprattutto l'ineluttabilità della definizione del burden-sharing regionale già fin troppe volte rimandato, vale forse la pena fare il punto sullo stato del mercato e le politiche a supporto delle rinnovabili in Italia.

L'energia elettrica da fonti rinnovabili

La Figura 1 mostra la porzione di elettricità da fonti rinnovabili sul totale dell'elettricità prodotta in Italia, dove risulta ovviamente che la percentuale maggiore è ancora coperta dalla termogenerazione. Escludendo una piccola parte costituita da fonte idroelettrica da pompaggio e

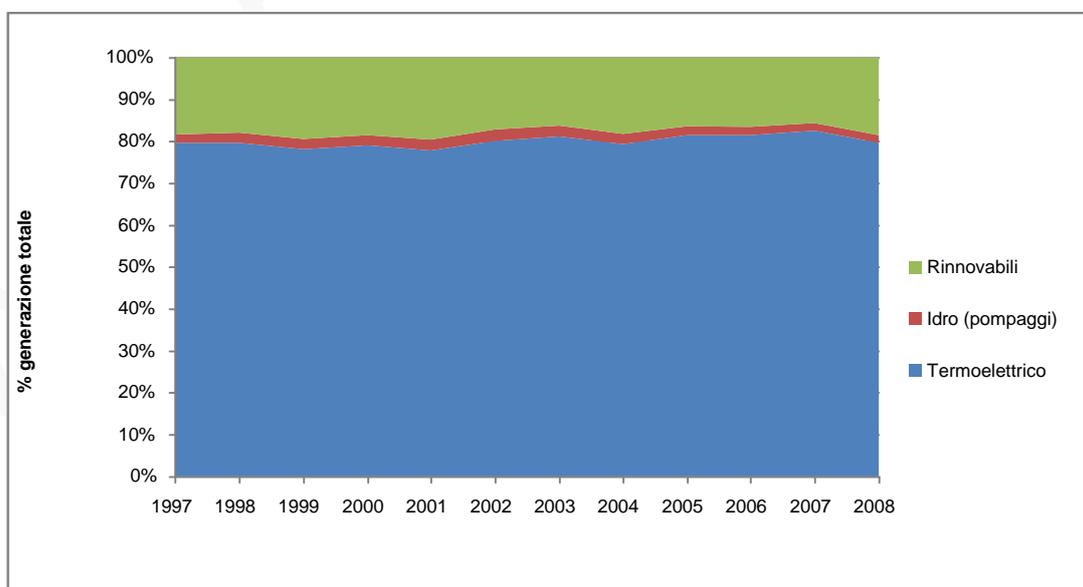


Figura 1 – Produzione totale di elettricità in Italia al 2008 (ENEA, TERNA, Eurostat)

quindi esclusa dalla definizione di rinnovabili nelle statistiche della UE, la produzione da rinnovabili rimane sotto il 20% della produzione totale anche se, dopo un calo nei quattro anni passati, è cresciuta dal 16% nel 2006 al 19% nel 2008, grazie soprattutto a buoni indici di idraulicità.

Lo sviluppo dettagliato per le FER è mostrato in Figura 2: la quantità generata totale ammonta a circa 59 TWh nel 2008 (49,4 TWh nel 2007) con il grande idroelettrico che copre la porzione maggiore della produzione, circa il 52% (i valori escludono i pompaggi).

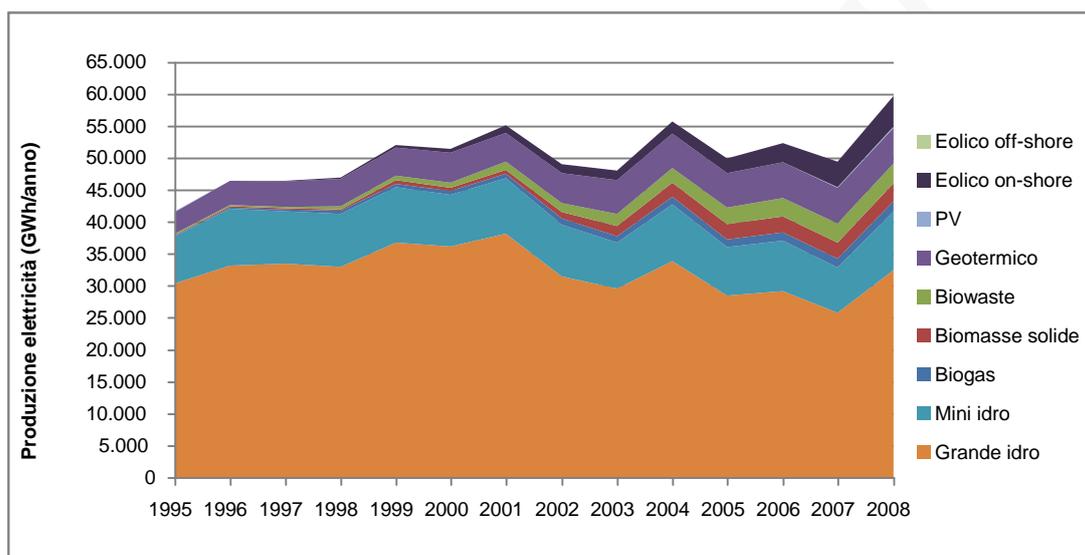


Figura 2 – Produzione FER-E in Italia al 2007 (ENEA 2007/2007, TERNA, GSE 20082)

Se si esclude il grande idroelettrico, Figura 3, la percentuale più significativa è data dalla generazione da biomasse e rifiuti e dal mini-idroelettrico, ciascuno con quasi il 30% del totale. Il geotermico è più o meno stabile al 23% mentre l'eolico on-shore ha raggiunto nel 2007 una percentuale del 17% della produzione da rinnovabili, mostrando una crescita annuale media nel periodo 1995-2007 del 79%.

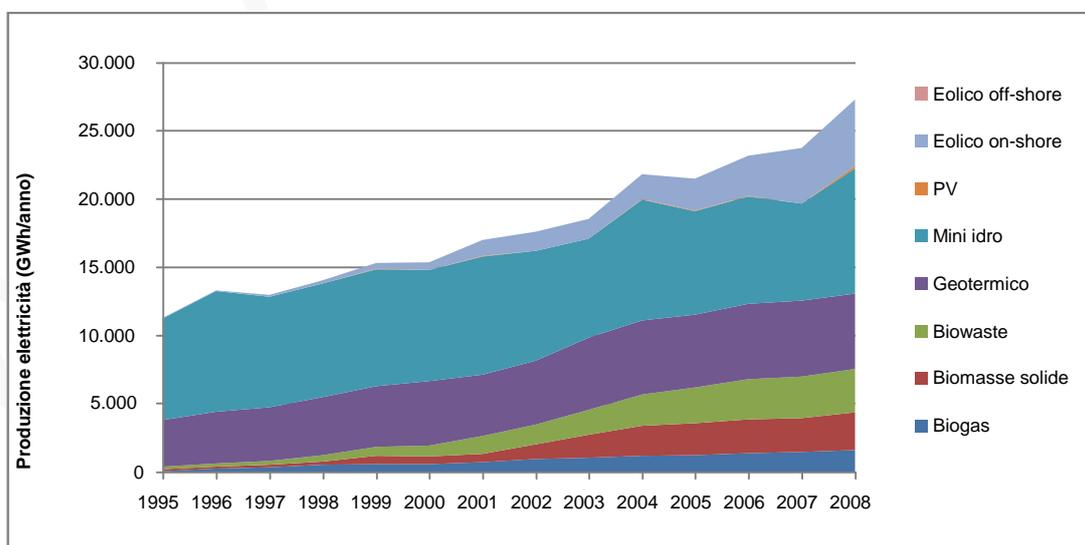


Figura 3 – Produzione FER-E in Italia al 2007, con esclusione di Grande Idroelettrico (ENEA 2007/2008, TERNA, GSE 2008)

La potenza installata di fotovoltaico nel 2008 ha raggiunto la capacità di 432 MW e la crescita attuale è prevista fino a circa 900 MW installati a Dicembre 2009.

Tecnologia FER	Produzione 1995 (GWh)	Produzione 2008 (GWh)	Crescita media annuale	Produzione media 1998-2008 (GWh)
Mini Idro	7.440	9.159	2%	8.122
Idroelettrico	30.341	32.464	1%	32.159
Eolico on-shore	10	4.861	74%	2.106
Eolico off-shore	0	0	-	-
Fotovoltaico	13	193	39%	43
Geotermico	3.436	5.520	4%	5.100
Biogas	66	1.600	35%	1.056
Biomass	116	2.746	31%	1.672
Rifiuti bio	168	3.177	27%	1.997
TOTALE FER-E	41.590	59.720	3%	52.254
% di produzione	17%	19%		

Tecnologia FER	Produzione 2007 (GWh)	Produzione 2008 (GWh)	Crescita annuale
Idroelettrico	32.815	39.980	22%
Eolico on-shore	4.034	6.437	60%
Eolico off-shore	0	0	-
Fotovoltaico	39	200	413%
Geotermico	5.569	5.518	-1%
Biomasse & rifiuti	6.954	7.109	2%
TOTALE FER-E	49.411	59.244	20%

E' da notare tuttavia che mentre il trend di crescita per geotermico e biomasse è lentamente in calo, eolico e specialmente solare stanno rapidamente crescendo dopo un periodo di rallentamento.

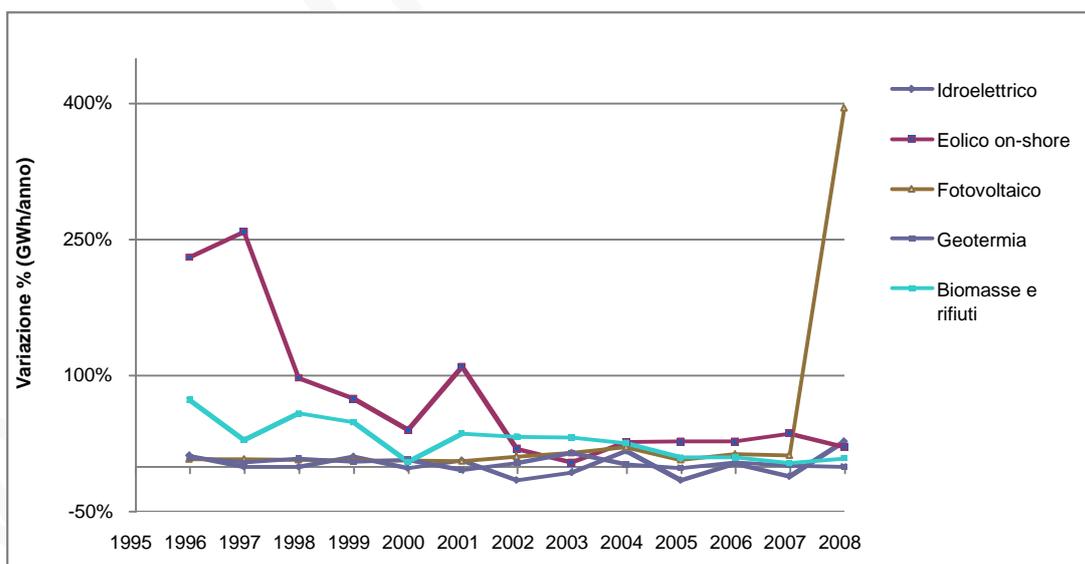


Figura 4 – Trend di crescita per FER-E in Italia

Considerando la potenza installata e il numero di impianti nel periodo valutato, è evidente che il tasso di crescita è stabile sul 1% per l'idroelettrico e leggermente meglio, 3%, per il geotermico. Il fotovoltaico mostra invece tendenze differenti: l'introduzione della tariffa feed-in nel 2005 ha portato ad una netta crescita sia di numero di impianti che di potenza installata (Figura 5).

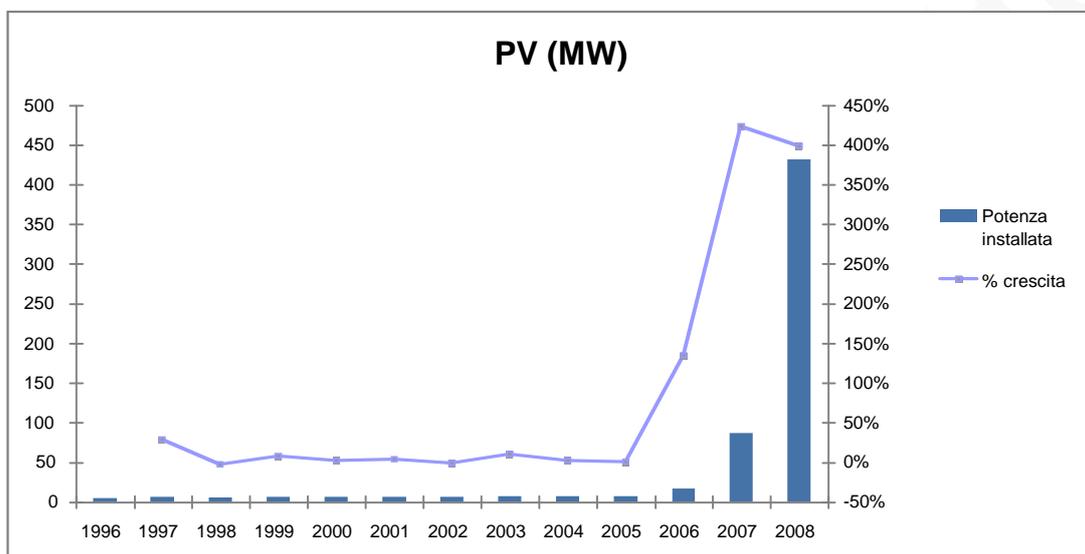


Figura 5 – Potenza PV installata e trend di crescita in Italia

Andando a considerare il potenziale realizzabile al 2020, è possibile fare un confronto tra i dati esposti nel 2007 nell'ultimo Position Paper disponibile del Governo Italiano ed i risultati della ricerca europea FORRES, da cui risulta una sottostima del Governo rispetto alla ricerca:

Tecnologia FER	Produzione 2007 (TWh)	Potenziali FORRES 2020 (TWh)	Potenziali Position Paper 2020 (TWh)
Idroelettrico	32,8	63,3	43,2
Eolico	4	26,85	22,6
Solare	0,039	4,0	13,2
Geotermico	5,6	5,4	9,7
Biomasse & Rifiuti	6,9	39,6	14,5
Moto ondoso	-	-	1,0
TOTALE FER	49,4	139,3	104,2

La differenza di valutazione sul potenziale futuro risulta più evidente nei grafici riportati di seguito (Figure 6 e Figura 7).

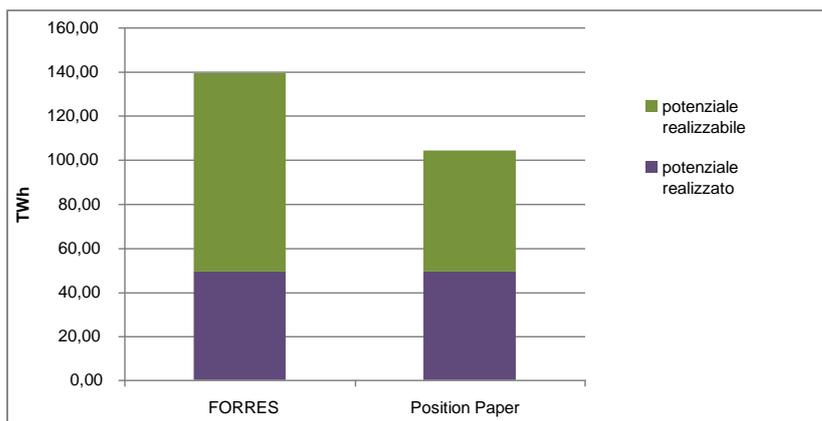


Figura 6 – Potenziale realizzabile FER 2020 vs. potenziale realizzato FER in Italia

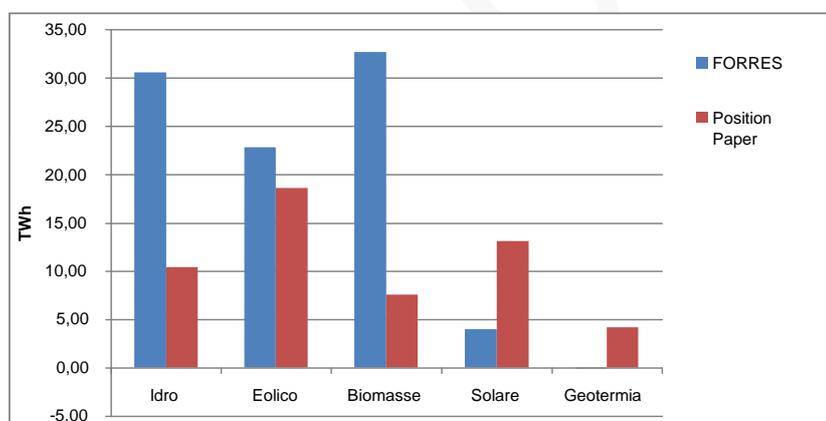


Figura 7 – Potenziale FER-E FORRES vs. potenziale FER Position Paper in Italia 2020

L'energia termica da fonti rinnovabili

La produzione di calore da fonti rinnovabili in Italia (Figura 8) è coperta principalmente da biomasse, circa l'80% del totale; il solare, nonostante il 2008 è stato un ottimo anno, con una crescita del 28% fino a raggiungere i 295 MWth di capacità installata (Assolterm 2008), è posizionata ancora ben dietro alla media di altri paesi EU.

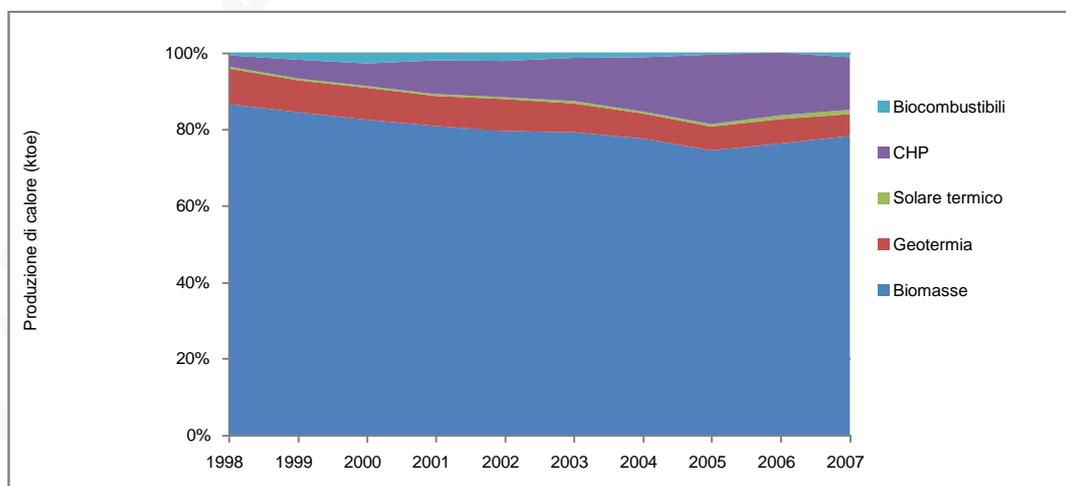


Figura 8 – Produzione FER-H in Italia al 2007 (ENEA 2007/2008)

Il calore da geotermia ha una posizione rilevante ma è abbastanza stabile negli anni, mentre il solare termico e la cogenerazione mostrano un chiaro aumento della penetrazione nel mercato, con una crescita media annuale rispettivamente del 19% e del 26% (Figura 9).

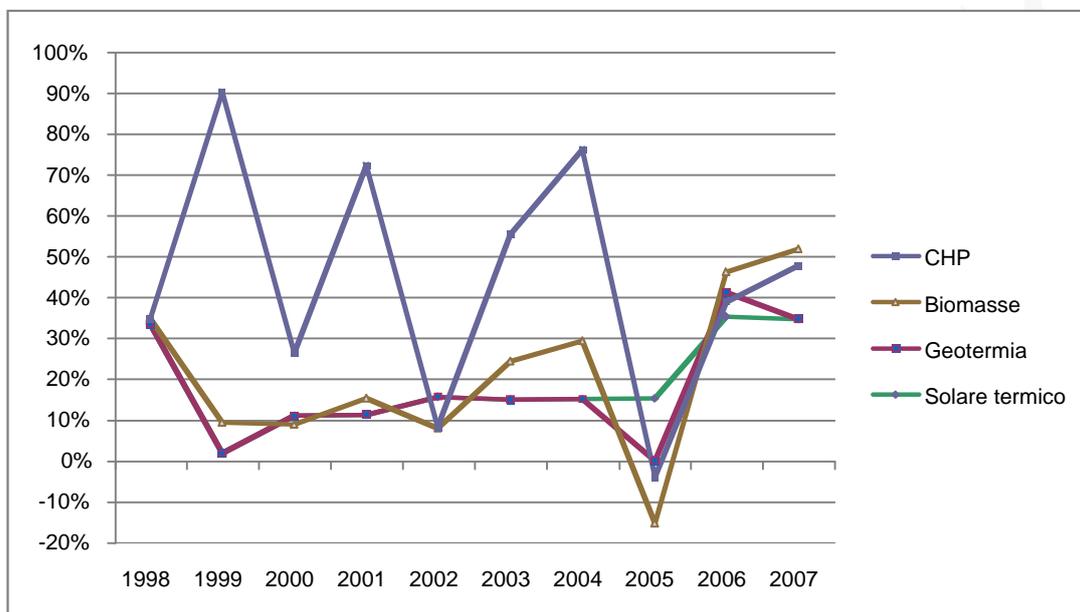


Figura 9 – Trend di crescita per FER-C in Italia

Tecnologia FER	Produzione 1998 (ktoe)	Produzione 2007 (ktoe)	Crescita media annuale
Solare termico	10	39	19%
Geotermico	213	191	-1%
Biomasse	2.008	2.643	3%
CHP	73	465	26%
TOTALE FER-C	2.303	3.338	5%

Un confronto tra i dati degli ultimi due anni disponibili (2006 – 2007) mostra che la crescita di produzione del solare termico è di circa il 35%, la più alta tra le fonti rinnovabili per il calore in Italia (ENEA):

Tecnologia FER	Produzione 2006 (ktoe)	Produzione 2007 (ktoe)	Crescita media annuale
Solare termico	29	39	35%
Geotermico	191	191	-
Biomasse	2.257	2.643	17%
CHP	486	465	-4%
TOTALE FER-C	2.962	3.338	14%

Lo studio Assolterm e i dati ESTIF mostrano poi una crescita considerevole del solare termico negli ultimi due anni anche in termini di potenza installata e superficie: quasi il 100% nel periodo 2006 – 2008, con 295 MWth installati solo nel 2008, per un totale di oltre 1 GWth. E' però da notare che, nonostante la crescita significativa in termini di potenza installata, la capacità per abitante è ancora molto bassa: solo 18 kWth per 1000 abitanti, contro una media EU di 38 kWth per 1000 abitanti. (Assolterm e dati ESTIF 2008/2009).

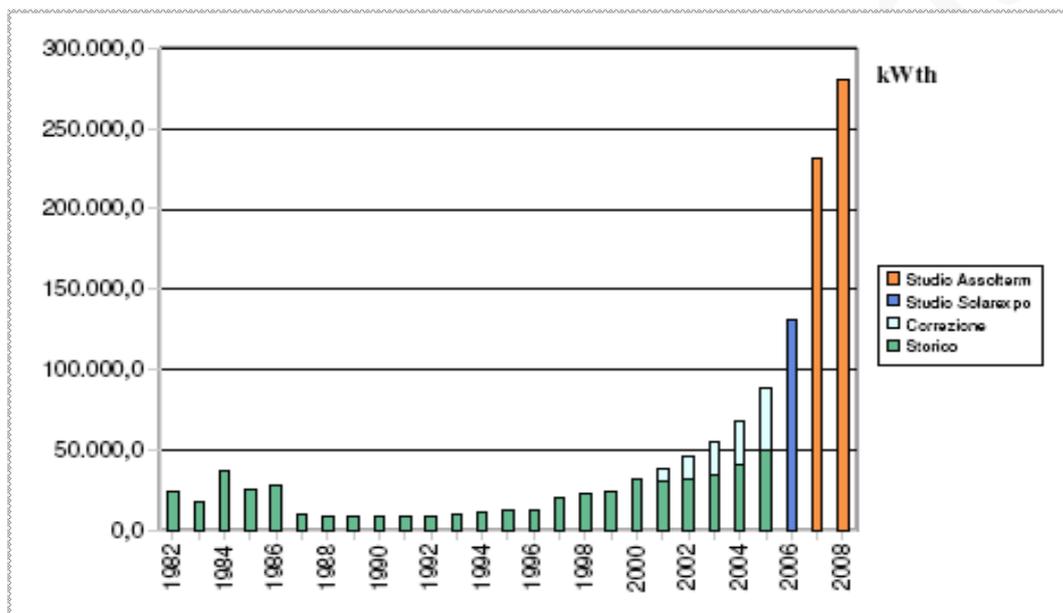


Figura 10 – Mercato del solare termico in Italia (1982-2008) - ASSOLTERM

I dati sul potenziale realizzabile al 2020, estrapolati dal Position Paper 2007 del Governo Italiano e dai risultati di FORRES al 2020, ed il loro confronto grafico sono mostrati nella tabella seguente:

Tecnologia FER	Produzione 2007 (ktoe)	Potenziale 2020 FORRES (ktoe)	Potenziale 2020 Position Paper (ktoe)
Solare termico	39	6.018	1.117
Geotermia	191	5.413	963
Biomasse	3.108	10.483	9.250
TOTALE FER-C	3.338	21.914	11.330

e nelle Figure 11 e 12.

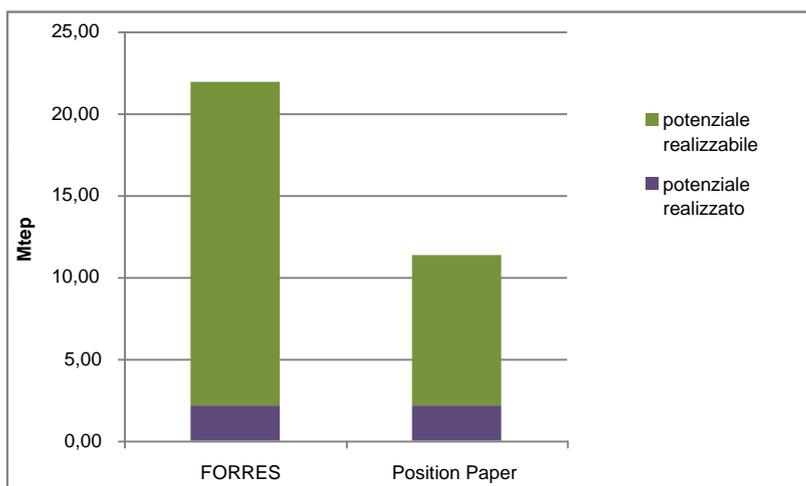


Figura 11 – Potenziale realizzabile FER-H al 2020 vs. potenziale realizzato FER-H in Italia

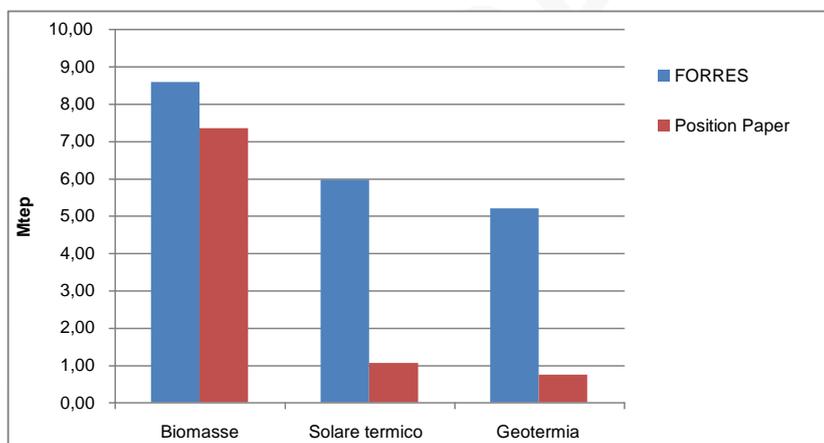


Figura 12 – Potenziale FER-H FORRES vs. potenziale FER-H Position Paper in Italia al 2020

Biocarburanti

I biocarburanti hanno ancora una penetrazione abbastanza bassa sul mercato, con ampio spazio per la crescita, nonostante l'Italia sia il terzo produttore di biodiesel in Europa secondo i dati del 2008, subito dietro Germania e Francia (European Biodiesel Board 2008), ed il quarto per capacità produttiva nel 2009 (Assocostieri 2008-2009).

Produzione di biodiesel (kton)		Capacità produttiva (kton)
2007	2008	2009
469,7	668,3	2.257,1

Prendendo in considerazione la quantità di biodiesel consumata nel mercato interno (Ministero dello Sviluppo economico, 2009; Assocostieri 2008-2009), è facile notare come ci sia stato un netto spostamento dell'utilizzo verso i trasporti a scapito del riscaldamento (Figura 9): il tasso di crescita totale per il consumo di biodiesel è di circa il 39%, mentre per il consumo nei trasporti di circa il

70%.

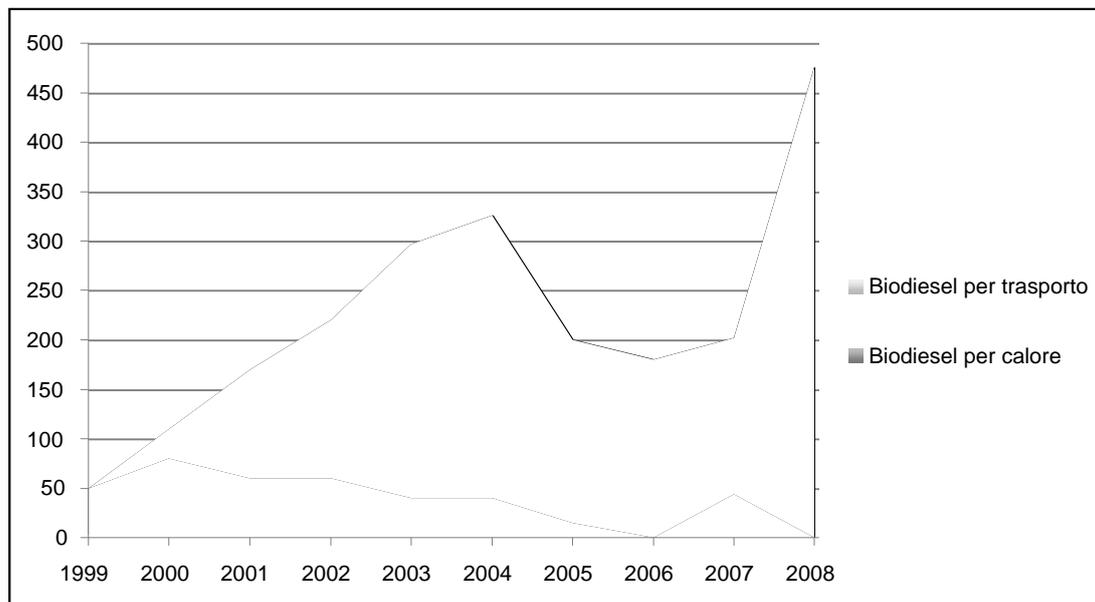


Figure 13 – Consumo di biodiesel in Italia al 2008 - kton (MSE, Assocostieri)

Il potenziale realizzabile al 2020 valutato nel Position Paper del Governo Italiano del 2007 ammonta a 611,3 ktoe, considerando solo la produzione interna; è anche prevista una importazione di 3591,5 ktoe di biodiesel.

Panoramica storica sulle politiche a supporto delle FER

Target FER

L'obiettivo FER vincolante per l'Italia e incluso nella Direttiva 28/2009/CE è del 17% sui consumi finali di energia entro il 2020. Il target per l'elettricità è del 25% entro il 2012, non vincolante, come specificato dalla Direttiva 2001/77/CE. Non è stata fatta una divisione tra elettricità e calore, ma sembra ragionevole spingere la penetrazione dell'elettricità fino al 30 – 35%, ben al di là dell'obiettivo del 25%.

Ad oggi non c'è un target ufficiale per il calore da fonti rinnovabili in Italia.

L'obiettivo per i biocarburanti è invece stato allineato alla Direttiva 2003/30/EC: la Finanziaria 2008 (244/2007) ha infatti fissato al 3% per il 2009 la quantità di biocarburanti miscelati nel carburante tradizionale per il trasporto, mentre per il 2020 l'obiettivo è quello Europeo del 10%.

Attualmente l'efficacia del target 2020 è ridotta a causa della mancata definizione del border-sharing regionale; questa definizione, dopo molti rinvii, dovrebbe essere concordata tra Governo e Regioni e porterà sicuramente ad una revisione dei Programmi energetici Regionali, spesso preparati prima dell'approvazione della direttiva europea.

I precedenti per le FER

Negli ultimi 17 anni c'è stata una crescente attenzione alle fonti rinnovabili, cominciata con la liberalizzazione della produzione e il supporto al mercato CIP6 introdotto nel 1992; è però solo dal 2001 che l'Italia ha provato a spingere sul mercato fonti come l'eolico, il solare e le biomasse.

A cominciare da quell'anno infatti, con il D.L. 79/99 – Decreto Bersani – il programma CIP6 è stato inizialmente integrato e poi sostituito con un sistema TGC (Tradable Green Certificates) con quote FER-E obbligatorie: è stato introdotto l'obbligo per produttori e importatori di energia di fornire una quota specificata di elettricità generata da fonti rinnovabili.

La quota è stata inizialmente fissata al 2% del totale prodotto o importato di energia elettrica, con certificati di validità pari a 8 anni.

Con la risoluzione 280/07, come specificato dal D.L. 387/03 e dalla Legge 239/04, l'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas) ha definito le procedure per l'acquisto di FER-E per tipo di fonte e dimensione di impianto con le modalità seguenti:

<p>FER programmabili</p>	<p>< 10 MVA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ritiro da parte di GSE (Gestore Servizi Elettrici) - Prezzi definiti da AEEG come prezzi orari zonalari aumentati delle perdite standard - Prezzi minimi garantiti per I primi 2000 MWh per impianti sotto 1MW <p>>= 10 MVA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Vendita sul Mercato Elettrico - Prezzi di mercato
<p>FER non programmabili</p>	<p>< 10 MVA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ritiro da parte di GSE (Gestore Servizi Elettrici) - Prezzi definiti da AEEG come prezzi orari zonalari aumentati delle perdite standard - Prezzi minimi garantiti per I primi 2000 MWh per impianti sotto 1MW <p>>= 10 MVA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ritiro da parte di GSE (Gestore Servizi Elettrici) - Prezzi definiti da AEEG come prezzi orari zonalari aumentati delle perdite standard

Dal 2005, allo scopo di promuovere tutte le tecnologie, sono stati avviati altri meccanismi a supporto di tecnologie specifiche, introducendo lentamente in Italia la tariffa feed-in.

I biocarburanti sono stati supportati nel passato, nel periodo 2005/2006, usando i meccanismi dei rimborsi e delle riduzioni fiscali, passando poi, negli anni successivi, ad una combinazione di riduzioni fiscali e obbligo di miscelazione.

Principali politiche attuali a supporto delle FER

L'energia elettrica da fonti rinnovabili

Con la Legge 99/09 approvata nel Luglio 2009 viene proposta una novità rilevante nel sistema di

gestione dei TGC e delle quote collegate spostando, a partire dal 2011, l'obbligo per produttori e importatori di elettricità di fornire una percentuale del totale prodotto generata da fonti rinnovabili verso i fornitori di elettricità, con quote basate sull'elettricità rivenduta nell'anno precedente. Nella stessa legge non è però specificata la quota cui i fornitori dovranno sottostare. La quota fissata per produttori e importatori per l'anno 2009 è di 5,30% sul totale di elettricità prodotta o importata.

I fornitori di energia elettrica potranno soddisfare i propri obblighi utilizzando i Certificati Verdi emessi dal GSE (Gestore del Servizio Elettrico) per l'elettricità prodotta da fonti aventi i requisiti, come l'idroelettrico, l'eolico, il solare, il mare, le biomasse ed i rifiuti con produzioni maggiori di 50 MWh all'anno. I certificati possono essere scambiati su uno specifico mercato gestito dal GME (Gestore del Mercato Elettrico) o attraverso contratti bilaterali.

La quota era stata definita inizialmente al 2% del prodotto o importato totale, con un aumento annuo dello 0,35% dal 2004 fino al 2006, e dello 0,75% dal 2007 al 2012. La durata dei certificati, inizialmente fissata a 8 anni, è adesso di 12 anni per l'intera produzione, con l'eccezione degli impianti a biomassa, per i quali i certificati sono emessi per il 100% della produzione annuale per i primi 8 anni, e per il 60% della produzione per i rimanenti 4 anni. Per nuove installazioni – definite come impianti che iniziano la produzione dopo il 1 gennaio 2008 – i certificati vengono emessi per un periodo di 15 anni per impianti con produzione maggiore di 1 MWh all'anno;

	<i>Aumento della quota TGC</i>	<i>Durata TGC (anni)</i>
<i>2001 – 2003</i>	2%	8
<i>2004 – 2005</i>	+ 0,35%	8
<i>2006</i>	+ 0,35%	12
<i>2007 – 2012</i>	+ 0,75%	15

Lo schema è gestito dal GSE e dall'AEEG: il GSE verifica la quantità di certificati consegnati dai soggetti obbligati e nel caso di inadempienze segnala il caso all'Autorità che provvede, insieme al Ministero per lo Sviluppo Economico, a sanzionare il soggetto.

Il valore dei certificato è regolato dal mercato sebbene, in caso di eccesso di certificati sul mercato (long market), il GSE provveda a comperarli ad un prezzo pubblicato, calcolato come il prezzo medio nel periodo 2006-2008 pesato sui volumi scambiati, 98 €/MWh nel 2009. In caso di carenza di certificati sul mercato (short market), il GSE può vendere i certificati provenienti dal meccanismo CIP6 ad un prezzo pubblicato, calcolato come la differenza tra 180 €/MWh e la media annuale dei prezzi dell'elettricità dell'anno precedente, 88,66 €/MWh nel 2009.

La Finanziaria 2008 (244/2007), aggiornata dal Ddl 1195, ha introdotto alcune importanti novità nei

meccanismi incentivanti: più specificamente una tariffa feed-in variabile per ciascuna specifica fonte rinnovabile e un coefficiente di banding per i TGC a seconda della tecnologia, da cui ci si aspetta un effetto significativo sul mercato.

Il coefficiente di banding introdotto è usato come moltiplicatore per calcolare la quantità di certificati basata sulla produzione reale per installazioni più grandi di 1 MWe, con l'alternativa di una tariffa di feed-in per impianti più piccoli di 1 MWe; il fotovoltaico non è incluso in questa tariffa feed-in. I coefficienti e le tariffe proposte nella Finanziaria 2008 sono successivamente stati modificati dalla legge 23/07/2009 n.99:

CERTIFICATI VERDI		TARIFFA FEED-IN ALTERNATIVA AI CV	
<i>Capacità impianto > 1MWe</i>		<i>Capacità impianto < 1MWe</i>	
	<i>Coefficiente</i>		<i>Tariffa</i>
<i>Eolico on-shore per impianti di taglia superiore a 200 kW</i>	1,0	<i>Eolico per impianti di taglia inferiore a 200 kW</i>	300 €/MWh
<i>Eolico off-shore</i>	1,5	<i>Geotermia</i>	200 €/MWh
<i>Geotermia</i>	0,9	<i>Onde & maree</i>	340 €/MWh
<i>Onde & maree</i>	1,8	<i>Idroelettrico</i>	220 €/MWh
<i>Idroelettrico</i>	1,0	<i>Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009</i>	280 €/MWh
<i>Rifiuti biodegradabili, biomasse differenti da quanto descritto nel punto successivo</i>	1,3	<i>Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009</i>	180 €/MWh
<i>Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta</i>	1,8		
<i>Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente</i>	0,8		

E' da notare che per gli impianti di taglia inferiore ad 1 MW viene eliminato il concetto di filiera corta e biomasse prodotte da attività agricola, introducendo però la tracciabilità degli oli vegetali.

Il fotovoltaico è supportato con una tariffa feed-in ad-hoc (chiamata Conto Energia) inizialmente introdotta nel 2005 e poi modificata nel 2007 (D.M. 28/07/2005, 06/02/2006, 19/02/2007 e risoluzione AEEG 188/05 con aggiornamenti) che definisce le tariffe a seconda del livello di integrazione architettonica. Le tariffe mostrate nella tabella sono ridotte del 2% rispetto alle tariffe definite originariamente, e saranno ridotte di un ulteriore 2% per impianti che cominceranno a produrre dal 2010.

	Capacità	Tariffa (€/kWh) dal 1/09	Durata (anni)
--	-----------------	---------------------------------	----------------------

Impianto non integrato	1 kW < P < 3 kW	0,392	20
	3 kW < P < 20 kW	0,372	
	P > 20 kW	0,353	
Impianto parzialmente integrato	1 kW < P < 3 kW	0,431	
	3 kW < P < 20 kW	0,412	
	P > 20 kW	0,392	
Impianto totalmente integrato	1 kW < P < 3 kW	0,480	
	3 kW < P < 20 kW	0,451	
	P > 20 kW	0,431	

Dal 1 gennaio 2009, la delibera n. 74/08 dell'AEEG ha modificato il net-metering esistente introducendo il cosiddetto *scambio sul posto* per:

- impianti FER con potenza fino a 20 kW,
- impianti FER con potenza fino a 200 kW che hanno cominciato la produzione dopo il 31.12.2007,
- impianti CHP ad alta efficienza con potenza fino a 200 kW.

Il meccanismo permette ai produttori/consumatori di compensare l'energia consumata con l'energia prodotta in periodi differenti e, per gli impianti fotovoltaici, non è alternativa alla tariffa feed-in, che può infatti essere richiesta insieme al net-metering.

Il produttore ha un contratto con il GSE, che paga il dovuto con cadenza trimestrale; l'ammontare dovuto è la somma della quota di energia (il minimo equivalente tra l'elettricità prodotta e quella consumata – se l'elettricità prodotta è maggiore, l'ammontare è riportato a credito per gli anni successivi) e della quota servizio (compenso dovuto per l'utilizzo della rete di trasmissione, calcolato sulla quantità di elettricità scambiata).

In aggiunta a questi meccanismi, l'elettricità prodotta da impianti FER e CHP ha priorità di dispacciamento alla rete di trasmissione.

Nel 2007, con validità al 1 gennaio 2009, è stato introdotto un obbligo di fotovoltaico per l'industria edilizia: almeno 1kW per ogni unità abitativa deve essere coperto da impianti fotovoltaici, mentre il limite per edifici industriali non più piccoli di 100 m² è di 5 kW. Con il DL 207/08, convertito in Legge 14/09, la data di validità dell'obbligo è stata posticipata al 1 gennaio 2010.

L'avvicinarsi della scadenza del Conto Energia (nel 2010) sta alimentando il dibattito sulla natura dei prossimi incentivi; le proposte avanzate fin'ora (ad esempio da GIFL, associazione confindustriale del settore fotovoltaico) pongono l'accento sulla necessità di ridurre le tariffe incentivanti ma aumentare significativamente la potenza complessiva incentivabile e semplificare in modo sostanziale l'iter burocratico richiesto.

Per quanto riguarda l'accesso alla rete di trasmissione da parte di produttori FER, non è prevista una priorità per la connessione ma è garantita la priorità di trasmissione per l'elettricità generata da fonti rinnovabili. Se ci sono più offerte di elettricità allo stesso prezzo, la priorità di trasmissione sarà garantita compatibilmente con la sicurezza della rete. L'elettricità generata da fonti non controllabili, come vento, sole, geotermia, acqua corrente o biogas, ha la priorità più alta mentre fonti controllabili (impianti CHP e CIP6) hanno priorità secondaria.

Per ragioni di sicurezza nazionale, il gestore della rete può imporre un limite di capacità.

I costi associati all'utilizzo della rete sono a carico del produttore di elettricità, i quali hanno però il diritto ad una espansione della rete se ciò è necessario per soddisfare la richiesta di connessione alla rete stessa; i costi sono poi distribuiti tra produttore e gestore: il produttore dovrà pagare per l'estensione della rete e gli verranno rimborsati parte dei costi come specificato dal codice della rete (AEEG 281/05, Art. 13).

L'energia termica da fonti rinnovabili

La misura di supporto principale alle fonti rinnovabili per la produzione di calore in Italia è data dalla politica fiscale gestita dal governo centrale e dalla possibilità di autorizzare i sistemi di produzione di calore da fonti rinnovabili per i certificati bianchi o titoli di efficienza energetica (TEE).

A partire dalla legge Finanziaria 2007 (296/2006), l'Italia ha introdotto un rimborso fiscale del 55%, con un tetto massimo per ciascuna attività e fino al raggiungimento di un budget nazionale preallocato, per ristrutturazioni edilizie fatte per aumentare l'efficienza energetica degli edifici, includendo tra i possibili requisiti l'installazione di sistemi FER come caldaie a condensazione o collettori solari termici. Nella Finanziaria 2008 il rimborso è stato confermato fino al 2010, salvo reperimento dei fondi. Il rimborso è disponibile sia a utenti residenziali sia a utenti commerciali ed è stato collegato alla certificazione obbligatoria della performance energetica dell'edificio.

Dal 1 luglio 2009, a seguito del DPR 59/09, D.M 26.06.2009, Legge 133/2008 e D.Lgs 192/05, tutte le costruzioni nuove o esistenti e di ogni dimensione, vendute o affittate dovranno essere fornite di un certificato di efficienza energetica obbligatorio. L'efficacia di questa regola è però stata indebolita dalla Legge 133/2008 che ha cancellato l'obbligatorietà di inclusione del certificato tra gli atti di vendita.

La Finanziaria 2008 ha anche introdotto l'obbligo, per le nuove costruzioni, di avere un sistema per la produzione di ACS basato su fonti rinnovabili; sfortunatamente questa regola è stata concepita per essere implementata dalle municipalità locali all'interno dei propri piani regolatori, e ad oggi non è ancora stata adottata in modo generalizzato.

Un'altra politica di supporto è rappresentata dal sistema dei certificati bianchi (TEE), introdotto dal D.M. 24.04.2001 e aggiornato dal D.M. 20.06.2004 e dal D.M. 21.12.2007.

I TEE certificano i risparmi energetici ottenuti tramite sistemi tecnologici e di efficienza. I certificati sono emessi dal GME verso i fornitori di energia, società loro collegate ed ESCo, corrispondono al risparmio di 1 toe, e possono essere scambiati su un mercato dedicato o tramite contratti bilaterali. Una quota obbligatoria di risparmio energetico è stata assegnata ai fornitori di energia elettrica e gas; l'obiettivo può essere raggiunto tramite progetti che coinvolgono gli utenti finali. I risparmi vengono verificati dall'AEEG e documentati in report annuali (l'ultimo risale al 2008).

Il meccanismo sembra oggi evolvere nella giusta direzione, contribuendo efficacemente alla riduzione dei consumi energetici e allo sviluppo del mercato dei servizi energetici, anche se è stato viziato inizialmente da alcuni problemi come l'eccesso di offerta di certificati dovuto a grandi risparmi energetici all'inizio del sistema, la riduzione del prezzo sul mercato di scambio con la conseguente riduzione degli incentivi per nuovi progetti, ed un eccesso di scambi bilaterali che ha portato ad una carenza di trasparenza del mercato.

Svariate misure sono state infine adottate a livello regionale, principalmente basate su fondi assegnati con bandi; in alcune regioni i sovvenzionamenti sono stati implementati attraverso la negoziazione di prestiti bancari a interessi zero garantiti dall'amministrazione locale (come nel caso della Provincia di Milano).

Biocarburanti

Gli incentivi per i biocarburanti sono rappresentati principalmente da politiche fiscali; con la Finanziaria 2007 è stata introdotta la quota di 250.000 tonnellate di biodiesel con accise ridotte, nella misura del 20% della corrispondente accisa per il diesel tradizionale. La quota è divisa tra i produttori accreditati; il programma è valido fino al 2010, con quota e accise ridefinite ogni anno per evitare un eccesso di reddito. E' stato anche introdotto l'obbligo della miscelazione di biocarburanti con carburanti tradizionali, nel tentativo di stimolare la produzione e l'utilizzo di biocarburanti; le quote, calcolate sull'ammontare totale del carburante consumato nell'anno precedente e misurato sul contenuto energetico, sono state definite di 1% dal 1 gennaio 2007 e 2% dal 1 gennaio 2008 e rientrando nei parametri della direttiva comunitaria con il 5,75% nel 2010. Con la Finanziaria 2008 la quota da immettere al consumo per il 2009 è stata portata al 3%

Il rispetto dell'obbligo è verificato tramite certificati emessi in misura di 1 per ogni 10 Gcal immesse sul mercato, certificati che possono essere venduti o comperati su un mercato regolamentato dal Ministero delle Politiche Agricole o tramite contratti bilaterali.

Nella stessa Finanziaria 2007 si afferma che la produzione di elettricità o calore tramite biocombustibili da parte di agricoltori può essere considerata parte dell'attività agricola e quindi soggetta a un regime fiscale ridotto. La legge stabilisce poi che le accise applicate al biodiesel sono il 20% delle accise normalmente applicate ai combustibili tradizionali.

Con il Ddl 1195 tutti i biocombustibili usati per produrre energia elettrica sono stati inclusi nella tariffa feed-in di 0,18 €/kWh (0,28 €/kWh sotto 1 MW) con la possibilità di accedere ad altre misure incentivanti nazionali o locali.

Key factors

Barriere amministrative

Uno degli ostacoli principali alla diffusione delle FER è dato dalla complessità del processo autorizzativo. Spesso i processi adottati sono definiti a livello locale, con poca uniformità rispetto ad una legge nazionale. Questo crea confusione tra gli attori del mercato che sono costretti ad adattare il loro modello e piano di business alle regolamentazioni regionali, facendo sì che gli investimenti siano esposti a rischi regolamentativi.

Politiche locali per le rinnovabili

Una spinta importante allo sviluppo dovrebbe venire dal *burden sharing* regionale degli obiettivi 2020, così come specificato dalla Finanziaria 2009 e dalla Legge 13/2009. Una volta stabilito, il *burden sharing* darà responsabilità diretta della crescita delle rinnovabili alle amministrazioni locali che hanno il potere di definire piani specifici. Sfortunatamente la scadenza per la definizione del *burden sharing*, pianificata inizialmente per giugno 2009, è stata posticipata di 60 giorni e poi a fine 2009.

Un altro aiuto importante alle regioni e alle amministrazioni locali viene dall'utilizzo dei Fondi Sociali Europei (in particolare con il programma operativo interregionale 2007-2013, approvato dalla Commissione Europea a dicembre 2007) che punta a migliorare la percentuale di FER e l'efficienza energetica, promuovendo lo sviluppo locale; il programma cade sotto l'ombrello del Programma Convergenza.

Altri meccanismi

Il GSE gestisce due meccanismi su base volontaria per supportare e incentivare lo sviluppo delle FER: il RECS o Renewable Energy Certificate System e il GO o Guarantee of Origin. Entrambi sono certificati emessi verso i produttori di energia elettrica su base volontaria. Il GO è un sistema di certificazione di produzione FER introdotto nel 2003 dal D.lgs. 387/03 a seguito della Direttiva 2001/77/CE; il RECS è invece un sistema di titoli commerciabili introdotti nel 2001 che certificano

l'uso di rinnovabili per la produzione di elettricità. Possono essere scambiati in Italia o all'estero indipendentemente dal luogo di produzione dell'energia.

Conclusioni

E' interessante confrontare i dati raccolti e che descrivono lo stato del mercato con lo storico degli incentivi erogati. Particolarmente significativo è il caso del fotovoltaico: l'introduzione, nel 2005, delle tariffe feed-in hanno portato ad una rapida crescita delle installazioni negli anni successivi (circa il 400% dal 2005 al 2007); nel 2008 la crescita ha subito una battuta di arresto, probabilmente a causa delle riduzioni progressive e programmate delle tariffe di incentivazione e degli ostacoli autorizzativi crescenti.

Al contrario, il solare termico mostra una crescita molto contenuta, con una netta inversione di tendenza a partire dal 2006, situazione dovuta prevalentemente ad una complessiva situazione di incertezza nella definizione ed erogazione degli incentivi (certificati bianchi e detrazioni fiscali), parzialmente risolta proprio negli ultimi due anni.

Anche analizzando i potenziali realizzabili al 2020, è evidente che il paese è in ritardo sul conseguimento degli obiettivi; questa situazione può essere modificata solamente con politiche specifiche rivolte al mercato delle rinnovabili – in particolar modo alla produzione del calore - e con azioni concrete che permettano ai mercati stessi di crescere e svilupparsi senza l'aiuto costante degli incentivi.

E' fondamentale a questo proposito la necessità di adeguare la rete di trasmissione ad un crescente e forte mercato delle rinnovabili e ridurre drasticamente gli ostacoli burocratici e autorizzativi per gli impianti FER; importante anche il contributo che potrà venire dalle politiche energetiche delle singole regioni una volta che i criteri del *burden-sharing* saranno definiti.

* L'autore desidera inoltre ringraziare per i preziosi consigli il prof. Arturo Lorenzoni, restando naturalmente l'unico responsabile per eventuali errori od omissioni. Rif. giacomoselmi@gmail.com.