



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Sistema delle incentivazioni delle fonti rinnovabili
ed assimilate (c.d. CIP6/92) operante in Italia**

*Memoria per l'audizione presso la
X Commissione Attività produttive, commercio e turismo
della Camera dei Deputati*

Roma, 11 febbraio 2009

INDICE

Introduzione	3
Provvedimento CIP 6/92	4
Regimi di sostegno nel contesto liberalizzato	8
Obiettivi europei	13
Finanziamento delle rinnovabili	13
Provvedimenti dell'Autorità	14
Conclusioni	18

Introduzione

In Italia ed in Europa, a seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nuovi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili si sono affiancati, ed in alcuni casi sovrapposti, a quelli preesistenti.

I molteplici regimi di sostegno esistenti possono essere divisi quindi in due categorie principali:

- regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi);
- regimi amministrati (metodi di prezzo - feed-in tariffs - conti energia, incentivi conto capitale, incentivi fiscali).

In Italia convivono di fatto quasi tutti i meccanismi di incentivazione, di entrambe le categorie. In particolare:

- tariffe incentivate (CIP 6) per fonti rinnovabili e assimilate;
- sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;
- sistema di feed-in tariffs per impianti da fonte rinnovabile di potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per l'eolico);
- sistema di *conto energia* per piccoli impianti da fonte rinnovabile ed in particolare per l'energia fotovoltaica;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Ciascuno dei numerosi strumenti di promozione delle fonti rinnovabili, posti in atto a livello internazionale, ha evidenziato, accanto ad innegabili risultati positivi, aspetti critici dal punto di vista della funzionalità o dell'efficienza.

- La tipologia di intervento più diffusa, fino alla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, è stata quella dei contributi a fondo perduto; essa è stata applicata in quasi tutti i Paesi europei ma anche in vari Paesi extra europei.¹

Le principali motivazioni di parziale insuccesso sono state:

- il carattere di transitorietà della disponibilità dei fondi, legati alle disponibilità del bilancio pubblico, che non favorisce iniziative di lungo termine per la produzione della componentistica, indispensabili per perseguire obiettivi di riduzione dei costi ed attivare occupazione stabile;
- la complessità della gestione amministrativa dei contributi pubblici, necessaria per garantire la correttezza dell'impiego del denaro pubblico, che comporta lunghe procedure di erogazione, riducendo l'effetto di incentivazione;

¹ In Italia si sono avuti due leggi di incentivazione di questo tipo: la prima del 1982, (legge n.308), la cui attuazione è proseguita per tutti gli anni '80, e la seconda del 1991 (legge n.10), esauritasi alla fine dello scorso decennio.

- l'incertezza della funzionalità degli impianti finanziati, che, dopo i primi anni di funzionamento, in molti casi sono stati abbandonati, vanificando i contributi.
- La seconda principale tipologia di intervento per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, prima della liberalizzazione (ma ancora presente in vari Paesi), è stata quella della fissazione, con strumenti normativi, di prezzi di cessione alla rete elettrica. Tra i numerosi Paesi che hanno posto in atto tale forma di intervento si ricordano gli USA (il PURPA nel 1978) e, successivamente, Germania, Austria, Danimarca, Francia e Regno Unito. Uno dei casi di maggior rilievo è stato proprio quello italiano, il provvedimento CIP 6/92 di determinazione dei prezzi di cessione all'Enel dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili ed assimilate (queste ultime costituite da: impianti in cogenerazione; impianti che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti; impianti che usano gli scarti di lavorazione e/o di processi industriali; impianti che utilizzano fonti fossili prodotte da giacimenti minori isolati).

Provvedimento CIP 6/92

Il CIP 6/92 è un provvedimento attuativo della legge 9 gennaio 1991, n. 9/91, orientata a liberalizzare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate, in deroga quindi alla riserva di legge allora in capo ad Enel. Tale provvedimento obbligava l'Enel a ritirare l'energia elettrica prodotta dai privati ad un prezzo costituito dalla somma di quattro componenti:

- costo evitato di impianto;
- costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse;
- "ulteriore componente" (riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio);²
- costo evitato di combustibile (CEC).

Il provvedimento CIP 6/92, insieme alla connessa "Convenzione tipo" per la cessione all'Enel³, ha indotto un consistente volume di investimenti, peraltro urgenti in quel periodo a causa della carenza di potenza disponibile; ciò grazie a:

- la predeterminazione della remunerazione degli investimenti ;

² L'"ulteriore componente" è una componente incentivante correlata ai maggiori costi delle diverse tipologie di impianto al fine di coprire i maggiori costi di investimento. Il valore unitario di tale componente è mediamente più elevato per le fonti rinnovabili -in particolare per le biomasse ed i rifiuti- rispetto alle fonti assimilate.

³ D.M. 25/9/92

- l'accessibilità alle incentivazioni da parte di tutti gli operatori (Enel e Municipalizzate comprese);
- la semplicità e certezza dei flussi finanziari (attraverso la vendita dell'energia elettrica prodotta).

Tuttavia anche tale strumento normativo è stato tutt'altro che scevro da critiche e difficoltà operative derivanti essenzialmente da:

- l'estensione delle incentivazioni ai cosiddetti impianti "assimilati", con la conseguente difficoltà di definire criteri efficienti per equiparare i benefici derivanti dalle fonti rinnovabili con quelli connessi all'eventuale risparmio di energia ;
- la difficoltà di definire a priori un prezzo di cessione "giustamente" remunerativo, per stimolare gli operatori senza consentire eccessive rendite;
- la difficoltà di individuare la quota del prezzo di cessione da porre a carico dell'Enel S.p.A. (costo evitato) rispetto a quella da porre direttamente a carico degli utenti (sovrapprezzo fonti rinnovabili);
- le sovrapposizioni con altre incentivazioni, ed in particolare con fondi europei la cui cumulabilità non era esclusa dalla normativa;
- la mancanza di un tetto quantitativo programmatico.

Tali problemi sono stati resi ancora più critici dalla "legificazione" dei meccanismi, delle tariffe e delle convenzioni di cessione operata con la legge 481/95, che ha implicitamente costituito un diritto di indennizzo in caso di modifiche sostanziali al regime di incentivazione degli impianti in esercizio (il provvedimento CIP 6/92 prevedeva in origine un aggiornamento biennale delle tariffe che avrebbe certamente consentito di ridurre notevolmente l'onerosità del sistema). Tutto ciò ha determinato, dopo quattro anni di funzionamento del meccanismo, la necessità di fermare l'applicazione del provvedimento ad ulteriori impianti, attraverso il decreto emanato dal Ministro dell'industria il 24/1/1997.

Tuttavia gli effetti economici del provvedimento sussistono tuttora.

- Oggi, l'obbligo di ritiro è posto in capo al Gestore del sistema elettrico (GSE) che rivende poi al mercato l'energia elettrica ritirata in base ad un prezzo fissato di anno in anno con decreto ministeriale.

Tale meccanismo, nell'anno 2007 (ultimo anno di cui si dispone di dati consolidati, forniti dal GSE), ha generato un onere di ritiro pari a 5,22 miliardi di Euro e un ricavo pari a 2,82 miliardi di Euro, con costo netto per il sistema pari a 2,4 miliardi di Euro (si veda la tabella seguente)⁴. Il 18% dell'energia ritirata e' stata prodotta da fonti rinnovabili e l'82% da

⁴ In termini unitari, l'onere medio della produzione Cip n. 6/92 è stato, nel 2007, pari a circa 52 €/MWh per ogni MWh prodotto (circa 119 €/MWh per le fonti rinnovabili; circa 37 €/MWh per le fonti assimilate). Tale costo si ripercuote sui clienti finali per circa 7 €/MWh per ogni MWh prelevato dalla rete (di cui poco più di 3 €/MWh sono riferibili alle fonti rinnovabili).

fonti assimilate. In termini di incentivi riconosciuti, tuttavia, poiché alle fonti rinnovabili è riconosciuta una remunerazione maggiore, esse incidono per il 41% contro il 59% delle fonti assimilate.

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2007

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2007	[Numero]	336	88,2%	45	11,8%	381
Potenza convenzionata al 31 dic. 2007	[MW]	2.669	34,7%	5.028	65,3%	7.697
Energia elettrica ritirata	[TWh]	8,2	17,7%	38,2	82,3%	46,4
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	1,48	28,4%	3,74	71,6%	5,22
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,50	17,7%	2,32	82,3%	2,82
Impatto sulla componente tariffaria A3 (*)	[Miliardi di euro]	0,98	40,8%	1,42	59,2%	2,40

(*) La componente tariffaria A3 viene utilizzata prevalentemente per la copertura dei costi generati dal provvedimento Cip n. 6/92. Tale componente incide circa per il 6 % della tariffa media nazionale al netto delle imposte.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE all'Autorità

Per il 2008, tale costo netto è oggi stimabile allo stesso livello del 2007 (2,4 miliardi di Euro).

- Va rilevato che i costi a carico dei clienti del sistema elettrico sono stati sensibilmente ridotti per effetto della revisione, operata dall'Autorità, dei criteri di aggiornamento della componente CEC (costo evitato di combustibile) del prezzo di ritiro dell'energia.

Infatti fino al 31 dicembre 2006, era previsto⁵ che l'aggiornamento del CEC si effettuasse facendo riferimento all'aggiornamento del prezzo di cessione del gas naturale previsto nel contratto Snam/Confindustria⁶.

In ragione del fatto che l'accordo Snam/Confindustria aveva validità fino al 31 dicembre 2006, l'Autorità è intervenuta⁷ al fine di fornire un nuovo riferimento per l'aggiornamento del CEC operante dal 1° gennaio 2007.

Con la delibera n. 249/06 l'Autorità ha introdotto una nuova modalità di calcolo più aderente ai reali costi ed in grado quindi di garantire una

⁵ Disposizioni del titolo II, punto 7, lettera b), del provvedimento del CIP n. 6/92 come integrato dal decreto 4 agosto 1994 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

⁶ L'accordo quadro tra Snam e Confindustria cui rinvia il decreto ministeriale è stato sottoscritto in data 8 luglio 1994 e disciplina i prezzi e le condizioni di fornitura del gas naturale all'industria. Esso comprende un'ampia varietà di contratti di fornitura di gas naturale (forniture ad uso industriale, continue annuali, continue stagionali, interrompibili, continue con sospensione programmata dei prelievi), tra cui la fornitura di gas per la produzione di energia elettrica.

⁷ Le funzioni del soppresso Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) sono state trasferite prima (mediante il D.P.R. n. 373/1994) al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e, successivamente, all'Autorità.

maggiore equità nel sistema e di evitare il cristallizzarsi di rendite di posizione indebite e del tutto ingiustificate a danno degli utenti.

L'intervento dell'Autorità, nonostante il duro contenzioso attivato dagli operatori, ha ridotto considerevolmente gli oneri che ricadono ogni anno sui consumatori. Per il solo anno 2007 gli effetti sono stati pari a 635 milioni di euro. Il provvedimento dell'Autorità porterà un ulteriore risparmio, di importo proporzionale all'energia ritirata dal GSE, per tutta la durata dell'incentivazione; l'onere complessivo, per l'intero sistema CIP 6 fino al 2020, si è ridotto di circa 5 miliardi di euro.

Inoltre, l'Autorità ha provveduto ad effettuare verifiche e sopralluoghi su impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate (CIP 6) e sugli impianti di cogenerazione. Tali verifiche hanno portato a recuperi di incentivi indebitamente percepiti per circa 150 milioni di Euro.

- Agli oneri diretti citati in precedenza, occorre tuttavia aggiungere ulteriori oneri derivanti dagli effetti del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento CIP 6/92, secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica CIP 6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:
 - i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento CIP 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi) previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 sostengono costi aggiuntivi conseguenti a successive modifiche normative (oneri stimabili in circa 20-30 milioni di euro l'anno);
 - la direttiva 2003/87/CE prevede che gli impianti che emettono gas serra debbano possedere un permesso all'emissione in atmosfera di tali gas. Nel caso in cui il numero delle quote inizialmente assegnate a titolo gratuito risulti inferiore alle necessità, i produttori si trovano a dover sostenere costi aggiuntivi derivanti dall'approvvigionamento di quote di emissione sufficienti a coprire tale difetto (oneri pari a circa 100 milioni di euro l'anno per l'intero periodo 2005-2007 e stimabili pari a 300-400 milioni di euro l'anno per il periodo 2008-2012).
- Nel complesso gli oneri del provvedimento CIP 6/92 negli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione (destinata ad esaurirsi progressivamente nei prossimi 12 anni) sono stimabili pari a circa 16 miliardi di euro. Tuttavia gli oneri potrebbero essere più elevati per effetto della possibile entrata in esercizio degli impianti alimentati da rifiuti (da realizzarsi nell'ambito, appunto,

dell'emergenza rifiuti), ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione del CIP 6/92.

A titolo di riferimento, 100 MW di potenza da rifiuti incentivata con il CIP 6/92 comportano un onere netto aggiuntivo sui consumatori pari a oltre 100 milioni di Euro/anno. Tale onere è sostanzialmente dimezzato nel caso venga ammessa all'incentivazione solo la parte biodegradabile dei rifiuti.

In questo contesto, appare degno di attenzione l'articolo 16 quater, comma 9, del disegno di legge AS 1195 (già approvato in prima lettura alla Camera e ora all'esame del Senato), che trasferisce dall'Autorità per l'energia al Ministero dello sviluppo economico il potere di intervenire sul valore del costo evitato di combustibile (CEC), senza tuttavia innovare rispetto a quanto previsto dalla legge 14 novembre 1995 n. 481, che, all'art. 3, comma 7 e come accennato, prevede la sostanziale "intangibilità" del provvedimento CIP6.

In merito, è certamente condivisibile la finalità di "determinare una riduzione dell'ammontare della relativa voce tariffaria a carico degli utenti", ma non è chiaro quali nuovi criteri il Ministero potrà applicare nella sua determinazione, tenendo anche conto dell'esplicito riferimento (contenuto nella norma stessa del Disegno di Legge) alla "salvaguardia della redditività degli investimenti effettuati dalle imprese." Il rischio è che la norma non consenta ulteriori benefici per i consumatori e possa indurre gli operatori a riaprire il lungo contenzioso che ha portato ad un giudicato favorevole all'Autorità proprio sulla riduzione del CEC.

Regimi di sostegno nel contesto liberalizzato

Certificati verdi

La liberalizzazione del mercato elettrico in ambito europeo e lo sviluppo di una politica comune europea a livello energetico hanno portato all'introduzione di nuovi meccanismi che tentano di sfruttare le regole di mercato al fine di rendere più efficiente l'allocazione delle incentivazioni per le fonti rinnovabili.

Tali nuovi meccanismi in Italia sono stati introdotti dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

La logica del sistema è quella di porre un vincolo percentuale come quota da fonti rinnovabili nuove nella copertura del fabbisogno complessivo di energia elettrica (inizialmente il 2% della produzione da fonti convenzionali) e di consentire di soddisfare tale vincolo non solo tramite la realizzazione diretta di impianti rinnovabili da parte dei produttori da fonti convenzionali ma anche tramite l'acquisto di "certificati verdi" (CV) rilasciati da altri

produttori da fonti rinnovabili, sotto il controllo delle autorità competenti. Si viene in tal modo a creare un vero e proprio mercato parallelo (a quello della produzione da fonte convenzionale) delle fonti rinnovabili che dovrebbe assicurare, grazie proprio alle regole di mercato, la minimizzazione dell'extra costo che viene fatto gravare sugli utenti per il raggiungimento del vincolo-obiettivo.⁸

Avevano diritto ai CV gli impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999, solo per i primi 8 anni di esercizio.

Tra le principali critiche che sono state mosse al sistema definito dal decreto legislativo 79/99 vi sono state quelle relative al fatto che si instaura una competizione all'interno delle stesse fonti rinnovabili; competizione che, se esasperata, poteva vedere soccombere alcune di esse.

In realtà lo stesso decreto legislativo affermava la possibilità, per le regioni, di sostenere alcune tipologie di fonti rinnovabili con altre modalità di incentivazione e di sviluppo, aggiuntive al "sostegno di base".

La logica di tali ulteriori incentivazioni era proprio quella di promuovere l'uso di alcune tipologie di fonti rinnovabili non competitive con le altre fonti rinnovabili, ma promettenti sul lungo periodo. Tale previsione normativa è stata tuttavia sostanzialmente disapplicata, e ciò ha portato alla rivisitazione dei meccanismi di incentivazione operata con il decreto legislativo n. 387/03 e con la finanziaria del 2008.

Il decreto legislativo n. 387/03 di attuazione della direttiva 2001/77/CE, oltre a disciplinare alcuni aspetti relativi alla produzione elettrica da fonti rinnovabili e a dettare norme per l'incentivazione integrative rispetto al meccanismo dei CV, ha definito criteri specifici per l'incentivazione della fonte solare e ha previsto, per alcune tipologie di impianti, un regime di ritiro amministrato ("ritiro dedicato") a prezzi definiti dall'Autorità per l'energia.

La legge Finanziaria per il 2008, pur conservando il meccanismo dei CV per gli impianti di potenza superiore ad 1 MW, ha differenziato, attraverso appositi coefficienti, il numero di certificati corrisposti in funzione della fonte primaria utilizzata. Inoltre il nuovo sistema prevede che il CV sia attribuito per 15 anni (anziché 8) con un prezzo di riferimento determinato come differenza tra un valore stabilito dal Ministero dello Sviluppo economico

⁸ L'obbligo di acquisto dell'energia da fonti rinnovabili non viene posto a carico dei clienti (come in altre applicazioni internazionali), bensì in capo ai produttori da fonti convenzionali. Il vantaggio di tale scelta sono quelli di:

- maggiore controllabilità del sistema (i produttori sono assai meno numerosi dei clienti);
- maggiore aggregazione della domanda di fonti rinnovabili (per un produttore rinnovabile sarebbe un problema commercializzare i certificati verdi presso una molteplicità di clienti).

(oggi posto pari a 180 €/MWh) e il prezzo medio di ritiro dell'energia elettrica rinnovabile nell'ambito del "ritiro dedicato".⁹

Le seguenti tabelle indicano i risultati ottenuti durante i primi anni di applicazione del meccanismo dei CV. L'onere del programma di incentivazione è posto indirettamente a carico dei clienti finali, in una componente del prezzo di acquisto dell'energia elettrica. Pertanto il reale costo dei CV sui clienti finali può solo essere stimato e risulta pari a circa 306 milioni di Euro per il 2007 e circa 400 milioni di Euro per il 2008.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo									
			Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta							
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infragruppo (dato stimato)		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta	
[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	
2001	161,6	2	2002	3,23	0,47	14,5%	0,30	9,3%	0,12	3,7%	2,34	72,5%
2002	180,6	2	2003	3,61	0,60	16,6%	0,68	18,8%	0,21	6,0%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	1,22	30,3%	1,08	26,9%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,36	52,7%	0,33	7,4%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,32	55,3%	0,50	8,3%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,03	34,8%	0,50	8,6%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	190	3,80	2008	7,22	7,22 (100%)				0,00		0,0%	
2008		4,55										

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali. Pertanto, per alcuni anni la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi. I dati relativi all'anno 2008 sono stimati. I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

⁹ I coefficienti, così come la tariffa, possono essere variati ogni tre anni con decreto del MSE, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: costi

Anno	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo									Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi									
	Domanda di certificati verdi	Offerta									Costi totali sostenuti indirettamente dai clienti del sistema elettrico	di cui a beneficio dei produttori IAFR	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3						
		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati	Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo (dato stimato)		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE		[TWh]	[€/MWh]				[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]
2002	3,23	0,47	80,0	0,30	30,0	0,12	30,0	2,34	84,18	247	50	197							
2003	3,61	0,60	78,3	0,68	30,0	0,21	30,0	2,05	82,40	243	74	169							
2004	4,02	1,22	92,5	1,08	30,0	0,59	30,0	1,03	97,39	263	163	100							
2005	4,48	2,36	106,9	0,33	35,0	1,52	35,0	0,14	108,92	332	317	15							
2006	6,00	3,32	120,6	0,50	35,0	1,97	35,0	0,01	125,28	488	487	1							
2007	5,84	2,03	85,4	0,50	35,0	3,25	35,0	0,01	125,13	306	305	1							
2008	7,22								112,88										

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR e negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno. A partire dal 2005, tali valori sono stati assunti pari ai prezzi medi di negoziazione presso la sede del GME.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo o autoprodotti è stato stimato pari a 30 - 35 €/MWh utilizzando il criterio del costo opportunità.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE è pari al valore massimo per il medesimo anno.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Per quanto riguarda gli oneri dei certificati verdi negli anni a venire occorre tener conto che, come accennato, la legge finanziaria 2008, associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte. Inoltre, la medesima legge ha fissato a 0,75 punti percentuali l'aumento annuo (per il periodo 2007 - 2012) della domanda obbligatoria di CV per i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili (la percentuale è il 5,3% nel 2009 e crescente fino al 7,55% nel 2012). Il conseguente costo stimato a carico dei clienti finali è atteso in aumento, fino a superare nel 2012 un miliardo di euro/anno.

A ciò occorre aggiungere l'effetto dell'obbligo di acquisto, previsto dalla legge finanziaria per il 2008 in capo al GSE, dei CV emessi da tre anni e invenduti. Il DM 18 dicembre 2008, che ha attuato la legge finanziaria 2008, ha aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009 - 2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010. Per l'anno 2009, tale disposizione comporta un maggiore costo, sostenuto dal GSE e posto a carico dei clienti finali, pari a circa 650 milioni di euro.

Tariffa fissa onnicomprensiva

La legge finanziaria 2008 ha pure introdotto, per gli impianti di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW), la possibilità di optare per un meccanismo di incentivazione a tariffa fissa. Tale tariffa ha la durata di 15 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto ed è differenziata per fonte, secondo valori che vanno da un massimo di 340 a un minimo di 180 €/MWh. L'onere dell'incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della bolletta ed è atteso pari

a 20-30 milioni di euro per l'anno 2008. Tale onere è previsto in forte crescita negli anni successivi .

Fotovoltaico

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è oggi una delle più profittevoli al mondo.

Essa è regolata dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007 che ha modificato la disciplina di incentivazione precedente¹⁰ introducendovi modifiche significative. In particolare:

- si è previsto che l'acquisizione del diritto all'incentivo fosse concessa solo in seguito all'effettiva realizzazione dell'impianto;
- si è determinata una differenziazione, ma sempre su livelli molto elevati, del valore delle tariffe tra impianti integrati (impianti in cui il pannello solare è parte integrante del tetto dell'edificio), parzialmente integrati e non integrati;
- è venuta meno la soglia limite di 1 MW entro la quale dovevano essere costruiti gli impianti per beneficiare dell'incentivazione.

Per quanto concerne la valutazione dell'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, detto onere è stato pari, nel 2008, a circa 110 milioni di euro ed è stato stimato, a regime (vale a dire nel caso previsto dallo stesso decreto di 1200 MW installati entro il 31 dicembre 2010), in circa 1 miliardo di euro/anno per un totale di 20 miliardi di euro in 20 anni; ciò a fronte di una produzione attesa inferiore allo 0,5% della domanda nazionale. L'onere del programma di incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della *bolletta* elettrica.

Solare termodinamico

Con il decreto ministeriale 11 aprile 2008 sono stati stabiliti criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo n. 387/2003.

Il decreto ricalca nella struttura il decreto 19 febbraio 2007 sull'incentivazione della produzione fotovoltaica. In particolare è incentivata l'energia elettrica prodotta tramite sistemi solari termodinamici per un periodo di 25 anni (in moneta costante). L'energia elettrica immessa può poi essere venduta sul mercato, per cui l'incentivo, come nel caso del fotovoltaico, si somma ai ricavi di vendita dell'energia elettrica.

¹⁰ In attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo n. 387/03, il decreto ministeriale del 28 luglio 2005 aveva introdotto il cosiddetto "conto energia fotovoltaico" che prevedeva tariffe incentivanti omnicomprendenti di durata ventennale per la produzione appunto di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

Le prime valutazioni del rendimento atteso da impianti solari termodinamici portano a valutare l'onere per i clienti finali (nell'ipotesi di pieno sfruttamento del programma di incentivazione) pari a circa 110 milioni di euro all'anno, per un totale di 2,8 miliardi di euro in 25 anni. L'onere del programma di incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della *bolletta* elettrica.

Obiettivi europei

Gli strumenti di incentivazione, attualmente esistenti per le *rinnovabili*, devono essere inquadrati anche nell'ottica dell'eventuale raggiungimento degli obiettivi europei attribuiti ai vari Stati membri al 2020. Una stima dei costi, che i clienti finali del sistema elettrico italiano potrebbero dover sostenere per raggiungere l'obiettivo in materia di fonti rinnovabili, richiede la formulazione di numerose ipotesi. In particolare, nelle ipotesi che:

- l'Italia raggiunga al 2020 l'obiettivo di una quota di produzione da fonti rinnovabili pari al 17% dei consumi globali;
- per il raggiungimento degli obiettivi sia necessario sfruttare tutto il potenziale massimo teorico riportato dal Governo italiano nel position paper del settembre 2007; e che, in particolare, sia necessario produrre, al 2020, 104 TWh di energia elettrica da fonti rinnovabili, con il mix indicato nel medesimo documento;
- l'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili avvenga linearmente a partire dalla condizione attuale di circa 50 TWh di produzione annua da fonti rinnovabili;
- vengano estesi gli attuali strumenti di incentivazione mantenendo le medesime caratteristiche ma con livelli di incentivo decrescenti linearmente fino a ridursi al 50% per gli impianti che entrino in esercizio nel 2020;

si stima che il costo totale per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, che nel 2008 si è assestato intorno a 1,6 miliardi di euro (escludendo quindi l'incentivo alle fonti assimilate), aumenti a circa 3 miliardi di euro/anno nel 2010, a più di 5 miliardi di euro/anno nel 2015 e a circa 7 miliardi di euro/anno nel 2020 (di cui oltre 3,5 miliardi di euro per l'incentivazione di 10 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici).

Finanziamento delle rinnovabili

Il finanziamento delle politiche nazionali di sostegno alle fonti rinnovabili, e sopra ricordate, non ricade sulla generalità dei contribuenti, attraverso

imposte dedicate, ma sullo specifico settore dei consumatori elettrici. Ciò può avvenire direttamente, attraverso una specifica componente della tariffa elettrica (nel caso dei metodi di prezzo) o, indirettamente, attraverso il trasferimento dei costi sui prezzi finali (nel caso dei metodi di mercato come i CV). Nell'anno 2008, la componente tariffaria A3, quella appunto destinata a remunerare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, ha gravato sui consumatori per circa il 6% della loro spesa complessiva, al netto delle tasse .

Questo meccanismo di tipo parafiscale (peraltro ulteriormente gravato dall'IVA in *bolletta*) soprattutto ove i costi diventino ancora più rilevanti, presenta problemi di equità redistributiva.

Infatti i consumi di energia elettrica non sono proporzionali ai redditi, sia con riferimento alle persone fisiche che alle imprese.

Ne deriva che una famiglia a basso reddito ma ad alti consumi (ad esempio una famiglia numerosa) è chiamata a contribuire alla copertura degli oneri dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in misura superiore ad un *single* benestante; allo stesso modo un'impresa ad alti consumi elettrici ma con modesti utili contribuisce più di un'impresa con utili elevati e bassi consumi.

Appare quindi opportuna una riflessione in merito alla possibilità di trasferire in tutto o in parte tali oneri a carico della fiscalità generale; ciò a maggior ragione ove il peso delle incentivazioni dovesse crescere, come stimato in precedenza, fino a quote rilevanti, oltre il 20% delle bollette elettriche.

Provvedimenti dell'Autorità

A seguito dei cambiamenti introdotti negli ultimi anni dalle normative europee e nazionali, l'Autorità ha avviato un processo di riforma e di aggiornamento del quadro regolatorio relativo, nell'ovvio limite delle proprie competenze, alla produzione da fonti rinnovabili che, attraverso un confronto ricco e continuo con gli operatori del settore, ha condotto all'emanazione di provvedimenti in materia di: connessione alla rete; di integrazione nel mercato dell'energia prodotta (regimi di "ritiro dedicato" e di "scambio sul posto"); aggiornamento del regime dei prezzi minimi garantiti per impianti di dimensioni ridotte alimentati da fonti rinnovabili (caratterizzati da elevati costi di esercizio e manutenzione e da produzioni annue limitate); razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

Connessione alla rete

Con l'adozione del Testo Integrato per le Connessioni (delibera ARG/elt 99/08), l'Autorità ha definito un quadro di regole riguardanti la connessione

alla rete della generazione distribuita da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, al fine di dare certezza sui tempi di connessione e semplificare il calcolo del corrispettivo di connessione.

Le nuove regole, che tengono anche conto delle indicazioni contenute nella legge Finanziaria, hanno l'obiettivo di evitare che gli effetti delle scelte operate dai distributori nella configurazione dei collegamenti si ripercuotano negativamente sui produttori. Al riguardo, si sottolineano la previsione di nuovi indennizzi automatici verso il produttore in caso di ritardi da parte dei distributori e la possibilità di intervento diretto dell'Autorità nel processo di definizione della connessione in caso di inerzia dei gestori di rete.

Regimi di ritiro

L'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto, attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai traders, oppure mediante un accesso indiretto attraverso il regime di "ritiro dedicato", o, per gli impianti fino a 200 kW, attraverso lo "scambio sul posto". Qualunque sia la modalità di accesso, l'Autorità ha, comunque, da sempre provveduto, mediante la definizione delle condizioni per il servizio di dispacciamento attuate da Terna, ad assicurare la "priorità di dispacciamento" delle fonti rinnovabili, vale a dire l'utilizzo prioritario delle fonti rinnovabili per la copertura del fabbisogno nazionale, compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico.

Ritiro dedicato

Per quanto concerne il ritiro dedicato, istituito con il decreto legislativo n. 387/03, l'Autorità ne ha, con delibera n. 280/07, profondamente riformato il regime, disciplinandone e semplificandone le procedure. In particolare, a partire dal 1° gennaio 2008, il ritiro non è più gestito a livello locale dai distributori bensì dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), che riveste il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, con regole trasparenti ed uniformi su tutto il territorio nazionale.

In tal modo l'iter per la cessione dell'energia elettrica è notevolmente semplificato, essendo il GSE l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa ed al trasporto dell'energia immessa).

Le nuove regole non solo semplificano le procedure ma consentono, altresì, una migliore programmazione della produzione e più efficaci meccanismi di controllo.

Scambio sul posto

L'Autorità ha provveduto a rivedere le modalità e le condizioni economiche per lo scambio sul posto, che si applica nel caso di piccoli impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi installati presso i siti di consumo di clienti finali (delibera ARG/elt. 74/08). Tale revisione si è resa necessaria a seguito dell'estensione dello scambio sul posto a impianti di potenza fino a 200 kW, al fine di consentirne l'integrazione nell'attuale sistema di mercato dell'energia elettrica.

Il Testo integrato dello Scambio sul Posto disciplina un meccanismo che consente di operare una compensazione economica (non più fisica) tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata e che, al tempo stesso, prevede la restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata. In pratica, è come se la rete venisse utilizzata per immagazzinare l'energia immessa quando non ci sono necessità di consumo, prelevandola poi quando serve tenendo conto dell'effettivo valore dell'energia elettrica nel tempo. Se il valore dell'energia immessa supera il valore dell'energia prelevata, viene maturato un credito che può essere utilizzato negli anni successivi. Soggetto erogatore del servizio non sono i distributori ma il Gestore dei Servizi Elettrici che gestisce il servizio attraverso un portale informatico secondo modalità uniformi per l'intero sistema nazionale.

Sviluppo di generazione distribuita e piccola generazione

L'Autorità, per il periodo compreso tra il 2008 e il 2011, ha definito una nuova regolamentazione tariffaria volta a promuovere gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo delle reti attive (con la possibilità di coinvolgere l'utenza con interventi di efficientamento della domanda) e, quindi, consentire un più ampio sviluppo della generazione distribuita e piccola generazione.

Lo sviluppo di reti attive, inoltre, potrà avere effetti positivi sull'intero sistema elettrico:

- riducendo le perdite di trasporto sulle reti elettriche (meno costi per i consumatori);
- consentendo un forte sviluppo della generazione distribuita e della piccola generazione e, in ultima istanza, delle fonti rinnovabili ¹¹.

Anagrafica per gli impianti di produzione di energia elettrica

L'Autorità ha provveduto, con la delibera ARG/elt 205/08, ad istituire un'anagrafica per gli impianti di produzione di energia elettrica e a

¹¹ Dai dati in possesso dell'AEEG e relativi al 2005, infatti, le fonti rinnovabili alimentano il 72% degli impianti di produzione di energia elettrica nell'ambito della generazione distribuita e il 91% degli impianti nell'ambito della microgenerazione.

razionalizzare i flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica. Per quanto riguarda l'istituzione dell'anagrafica, il fine è quello di consentire una chiara identificazione degli impianti di produzione per facilitare l'allineamento dei database gestiti dai diversi soggetti istituzionali e sistemici del settore elettrico (Autorità, GME, Terna, GSE, gestori di rete), il confronto dei dati archiviati nei medesimi database e l'interoperabilità dei database. La razionalizzazione dei flussi informativi avviene nell'ottica di semplificare i processi e ridurre le incombenze derivanti dagli obblighi informativi in capo agli operatori elettrici.

Ricerca e sviluppo

Una serie di attività di ricerca e sviluppo, finalizzate all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, sono finanziate attraverso un Fondo istituito presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, alimentato dal gettito della componente A5 della *bolletta* elettrica (attualmente si aggira intorno ai 60 M€/anno), e gestito secondo modalità stabilite dal decreto del Ministro delle Attività Produttive 8 marzo 2006. Le tematiche di ricerca sono definite da un piano triennale di ricerca, aggiornato a cura del Comitato di Esperti di Ricerca di Sistema Elettrico (funzione attualmente svolta transitoriamente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas), ed approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico. Parte delle attività riguardano le fonti rinnovabili, per circa 20 M€ nel Piano Triennale 2006-2008, per 26 M€ nel Piano Triennale 2009-2011 (attualmente in via di approvazione), a cui si aggiungono 10 M€ per attività sull'accumulo elettrico, cruciale per ovviare all'intrinseca discontinuità di molte fonti rinnovabili.

Le tecnologie che permettono lo sfruttamento delle fonti rinnovabili sono prevalentemente immature e hanno bisogno di ricerca, per ridurre i costi di impianto e ottenere un miglioramento delle prestazioni fino a raggiungere costi di generazione comparabili con quelli delle moderne centrali a combustibile fossile.

I Paesi europei (UE-25) sono tra i maggiori investitori in ricerca e sviluppo per le fonti rinnovabili. La Germania, Paese leader mondiale per la produzione di energia da fonti rinnovabili, guida anche la classifica europea degli investimenti in ricerca. Seconda è l'Italia, seguita da Olanda, Svezia, Regno Unito e Spagna (dati IEA).

Tuttavia l'Italia ha difficoltà nel trasformare i finanziamenti nella ricerca in azioni che portino ad uno sviluppo del settore produttivo e del relativo indotto.

**Spese medie annuali in R&S per fonti rinnovabili nel periodo 2000-2005
(dati IEA) [M€]**

Germania	Italia	Olanda	Svezia	UK	Spagna
75,7	46,5	43,9	24,4	22,4	20,4

Nel nostro Paese, l'attuazione delle politiche per la ricerca nel settore delle fonti rinnovabili vede coinvolti principalmente tre Ministeri (Sviluppo Economico; Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare; Istruzione, Università e Ricerca), mentre le attività della ricerca sono sviluppate in modo preponderante da università, enti pubblici di ricerca (ENEA, CNR, CESI Ricerca, INGV, ecc.) e, in misura minore, dalle imprese.

Nel corso degli ultimi anni, una serie di vecchie e nuove iniziative - bandi europei, nazionali e regionali - ha focalizzato l'attenzione sulle fonti rinnovabili ed ha portato nuovi finanziamenti per la ricerca nel settore, facendo probabilmente lievitare il dato fornito nella tabella precedente. A questo proposito, è importante ricordare che alla fine di gennaio è stato pubblicato l'elenco delle domande ammesse al finanziamento nell'ambito del programma Industria 2015 (Ministero dello Sviluppo Economico), bando Efficienza Energetica, e riguardanti le fonti rinnovabili; ad esse sono stati concessi finanziamenti per circa 100 M€ per i prossimi anni.

La diversità di interesse ed approccio dei diversi attori, con caratteristiche e missioni diversi, e la multiformità degli strumenti di finanziamento, presentano aspetti sicuramente positivi, ma determinano la frammentazione delle attività, svolte per di più con finalità diverse, con possibile minor efficacia delle azioni intraprese, scarso coordinamento delle attività - talvolta sovrapposte o confliggenti - nella grande maggioranza, con debole collegamento al sistema industriale. Ne deriva una non elevata capacità di trasformare i finanziamenti per la ricerca in occasione di stimolo per lo svilupparsi di un'industria nazionale delle fonti rinnovabili, in grado di adeguarsi alla domanda e porsi sulla frontiera dello sviluppo tecnologico di settore. Il rischio è di utilizzare le incentivazioni per, e su, impianti tecnologicamente superati (o che diventeranno obsoleti in pochi anni), piuttosto che un miglior sviluppo industriale di settore ed occupazionale.

Conclusioni

In Europa sono due le motivazioni essenziali che hanno determinato la propensione allo sviluppo delle energie rinnovabili da parte della

Commissione e dei Governi: la prima riguarda i cambiamenti climatici e le connesse politiche europee di contenimento delle emissioni di gas serra; la seconda, molto attuale e forse anche più rilevante, concerne la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e l'esigenza strategica di evitare che la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi diventi un vincolo politico permanente.

In questa ottica le recenti decisioni europee, in merito all'obiettivo di copertura del fabbisogno interno di energia attraverso fonti rinnovabili (20% entro il 2020), vanno considerate come un'accelerazione molto sfidante di un percorso preesistente.

In tale contesto l'Italia, oltre al dovere di tener conto degli impegni assunti in ambito UE, ha certamente motivazioni aggiuntive per confermare l'orientamento favorevole per le rinnovabili.

Tra queste:

- le maggiori opportunità di investimento, in termini di potenziale, di alcune risorse primarie rinnovabili, rispetto al resto d'Europa; è il caso certamente del solare, grazie dell'insolazione media particolarmente elevata nel Sud Italia, ma anche della geotermia; per l'eolico, le biomasse e l'idroelettrico esistono ancora molti siti che presentano condizioni favorevoli per il loro sfruttamento;
- la possibilità di sviluppare filiere industriali per le fonti rinnovabili; per alcune di esse, inclusi l'eolico ed il fotovoltaico, il contributo dell'industria italiana alla realizzazione è ancora parziale e spesso ridotto alle sole fasi di montaggio e installazione; la presenza sul territorio di una filiera industriale garantirebbe invece evidenti vantaggi in termini di occupazione e valore aggiunto, nonché di formazione permanente di professionalità (installatori e manutentori compresi).

Tuttavia tra gli aspetti da curare con la necessaria attenzione, vi sono:

- l'instabilità della normativa; le fonti rinnovabili in Italia sono state oggetto di interventi normativi in misura molto frequente; spesso si tratta di perfezionamenti o miglioramenti della normativa esistente, ma non mancano gli errori, quali i casi della citata *legificazione* del CIP 6/92 o dell'inserimento (rimosso da una legge successiva) fra gli incentivi (per le fonti rinnovabili) anche dell'idrogeno e del teleriscaldamento;
- il sistema autorizzativo locale, frammentato e spesso burocratizzato; infatti, a causa dell'inserimento dell'energia tra le materie costituzionalmente *concorrenti* tra Stato ed Enti locali, i procedimenti autorizzativi delle fonti rinnovabili sono gestiti a livello locale con significative differenze da regione e regione, e spesso con ostacoli o

eccessi burocratici; al riguardo si ricordano pure le leggi regionali del Molise e della Puglia, già oggetto di un giudizio di illegittimità costituzionale;

- l'eventualità che emergano nel medio termine problemi di *sostenibilità* economica di livelli di incentivazione; già attualmente l'incentivazione delle rinnovabili pesa per oltre 3 miliardi di euro all'anno sulle *bollette* degli italiani (inclusi gli oneri connessi al pregresso sistema di incentivazione del CIP6), pari circa al 6% della spesa totale di una famiglia tipo, al netto delle imposte; nel perseguire gli obiettivi fissati dall'Europa, tali oneri potrebbero facilmente raddoppiare o triplicare; ciò potrebbe generare una instabilità dei modelli e dei livelli di incentivazione nel medio termine;
- gli aspetti di non equità redistributiva connessi all'attuale meccanismo di tipo parafiscale, che fa gravare gli oneri dell'incentivazione per le rinnovabili (peraltro maggiorati in *bolletta* dall'IVA) sui consumi di energia elettrica; come già ricordato, ad esempio, una famiglia numerosa (con maggiori consumi) è chiamata così a contribuire, al sostegno delle rinnovabili, più di un *single* benestante che mediamente meno consuma.