

alimentati da rifiuti (da realizzarsi nell'ambito, appunto, dell'emergenza rifiuti), ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione CIP 6/92.

## RISOLUZIONE CONVENZIONI CIP6

L'onere in capo alla componente tariffaria A3 derivante dal provvedimento CIP 6/92 potrebbe essere ridotto per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla Legge 99/09 in merito alla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate. Al riguardo, in applicazione dell'articolo 30, comma 20, della Legge n. 99/09, l'Autorità ha proposto al Ministro dello Sviluppo Economico i criteri per il calcolo degli oneri da liquidare ai produttori aderenti alla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92. Tali criteri sono stati definiti in modo da garantire che gli oneri da liquidare siano mediamente inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi in cui non si risolvano le convenzioni. Tale proposta (delibera PAS 22/09) è alla base del Decreto del Ministro dello Sviluppo economico in data 2 dicembre 2009. A seguito del Decreto sono pervenute al GSE trenta comunicazioni di manifestazione di interesse alla risoluzione delle convenzioni a fronte dei trentuno impianti rientranti nell'ambito di applicazioni del Decreto. Allo stato non è ancora possibile stimare l'effetto della finale applicazione del Decreto.

## CERTIFICATI VERDI

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti: una prima componente, posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica, che può solo essere stimata e pari, per il 2008, a circa 600 milioni di Euro; una seconda componente, generatasi in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta, posta a carico del GSE e quindi della componente tariffaria A3, che risulta pari a 630 milioni di Euro per la competenza dello stesso anno 2008. Nelle tabelle che seguono, riguardanti i primi anni di funzionamento, sono riportati i dati inerenti l'offerta di certificati verdi e le stime degli oneri indotti sui prezzi.

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 del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta [TWh]   [%]	
					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					
				[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	187,0	3,80	2008	7,10	2,53	35,6%	0,10	1,4%	0,15	2,1%	4,29	60,4%		
2008	187,8	4,55	2009	8,50										

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'obbligo dell'anno 2009 sono stimati: infatti tale obbligo termina il 31 marzo 2010. I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

**Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: oneri al netto dei costi di acquisto dei CV invenduti da parte del GSE**

Anno d'obbligo	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								Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica	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					[Milioni di euro]
[TWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]
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	7.10	2.53	84.6	0.10	23.0	0.15	23.0	4.29	88.66	600	220	380	

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. Tale valore è stato stimato pari a circa 23 €/MWh per l'anno 2008 poiché tale anno è stato caratterizzato da un elevato prezzo medio di mercato dell'energia elettrica.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE sono pari al valore massimo per il medesimo anno. Per l'anno 2008 è stato considerato un valore pari al prezzo di vendita dell'anno 2009 dei certificati verdi nella titolarità del GSE poiché tali certificati sono stati tutti venduti in sessioni speciali organizzate dal GSE nel mese di aprile 2009.

I dati relativi all'obbligo dell'anno 2009 non sono disponibili poiché tale obbligo termina il 31 marzo 2010.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica una parte, come evidenziato in tabella, va direttamente a beneficio dei produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE in presenza di offerta insufficiente da parte dei medesimi produttori, va a riduzione della componente A3.

Per quanto concerne gli oneri a valere sulla componente tariffaria A3, essi derivano dall'obbligo di acquisto, previsto dalla legge finanziaria per il 2008 in capo al GSE, dei CV scaduti (cioè dei CV emessi da tre anni e invenduti). Il DM 18 dicembre 2008, che ha attuato la legge finanziaria 2008, ha anche aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009 - 2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010 al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul Mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

L'effetto delle predette disposizioni è l'originarsi di un costo aggiuntivo, in capo alla componente tariffaria A3 e quindi sostenuto direttamente dai clienti finali.

Con riferimento all'obbligo dell'anno 2008 (aprile 2008-marzo 2009) si evidenzia, inoltre, la presenza di una anomalia di funzionamento del meccanismo dei CV. Infatti, per tale anno in applicazione delle leggi vigenti, i soggetti all'obbligo potevano acquistare i CV nella titolarità del GSE a un prezzo pari a 88,66 euro/MWh, mentre il GSE doveva ritirare i CV invenduti (ivi inclusi quelli non ancora scaduti, previa richiesta da parte dei produttori) a un prezzo pari a 98 euro MWh.

Ciò ha chiaramente comportato una radicale alterazione al normale funzionamento del sistema dei CV che si è manifestata in una drastica riduzione del numero dei CV "autopro-

dotti” rispetto agli anni precedenti mentre è notevolmente aumentato il numero dei CV acquistati dal GSE.

Nell’anno 2009, con riferimento all’obbligo 2008, il GSE ha sostenuto un costo pari a circa 1010 milioni di euro per il ritiro dei CV invenduti, che al netto del ricavo pari a circa 380 milioni di euro per la contestuale cessione di CV – determinata dall’anomalia sopra richiamata – ha determinato un onere netto aggiuntivo pari appunto a circa 630 milioni di euro che rimane in capo ai clienti finali tramite la componente tariffaria A3.

Per l’obbligo dell’anno 2009, che si concluderà nell’anno 2010, non si dovrebbe ripetere l’anomalia sopra evidenziata in quanto il prezzo di vendita, da parte del GSE, dei CV nella propria titolarità è superiore al prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti. Pertanto, nell’anno 2010, si stima che il costo che rimane in capo ai clienti finali tramite la componente tariffaria A3 per effetto dell’acquisto da parte del GSE dei CV invenduti sia pari a circa 540 milioni di euro, ciò anche per effetto dell’eccesso di offerta di certificati verdi che si sta registrando. Solo a titolo di esempio, la produzione a consuntivo dell’anno 2008 che ha ottenuto i certificati verdi è stata pari a circa 10,5 TWh: con riferimento ad essa sono stati emessi certificati verdi per circa 10,8 TWh equivalenti, a fronte di una domanda di certificati verdi pari a circa 7,10 TWh.

Per quanto riguarda gli oneri dei *certificati verdi* (CV) negli anni a venire occorre tener conto che, in base alla legge finanziaria 2008, il costo stimato a carico dei clienti finali è atteso in aumento<sup>11</sup> in quanto: associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte; 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, il 6,05% nel 2010 e crescente fino al 7,55% nel 2012).

### SPOSTAMENTO DELL’OBBLIGO DI CV IN CAPO AI VENDITORI

La logica del sistema dei CV è quella di porre un vincolo percentuale come quota da fonti rinnovabili nuove nella copertura del fabbisogno complessivo di energia elettrica e di consentire di soddisfare tale vincolo non solo tramite la realizzazione diretta di impianti rinnovabili da parte dei produttori e importatori 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. L’obbligo di acquisto dell’energia da fonti rinnovabili è stato inizialmente posto in capo ai produttori e importatori da fonti convenzionali, anziché a carico dei clienti (come in altre applicazioni internazionali), con i vantaggi 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).

<sup>11</sup> Tale considerazione ha validità generale, fatta salva l’anomalia di funzionamento del meccanismo dei CV per l’obbligo dell’anno 2008 descritta in precedenza.

Tuttavia, la Legge n. 99/09 ha previsto che l'obbligo di acquisto dei certificati verdi sia trasferito dai produttori ai "soggetti che concludono con la società Terna Spa uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo", ossia tutti i venditori di energia elettrica. Il trasferimento dell'obbligo in capo ai venditori è stato inizialmente previsto a decorrere dall'anno 2011 sulla base dell'energia elettrica prelevata nell'anno precedente; successivamente è stato differito di un anno dalla Legge n. 166/09.

Questa nuova disciplina di fatto altera il meccanismo e la ratio stessa dei CV - che è quella di promuovere la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili - disperdendo i destinatari dell'obbligo su una platea ampia, frammentata e difficilmente controllabile.

Verrebbe così intaccato l'obiettivo principale dei CV, che è quello di indurre la produzione di energia da fonti "verdi", cosa che i produttori (dotati anche di maggiori capacità di investimento) hanno scelto di fare principalmente in proprio. Inoltre i CV si trasformerebbero sempre più da meccanismo di mercato (e quindi autocalmierante) in mezzo amministrato.

## **ALTRE FORME DI INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI**

Per quanto riguarda altre forme d'incentivazioni alle fonti rinnovabili è possibile evidenziare quanto segue.

### **TARIFFA FISSA ONNICOMPENSATIVA E SOLARE TERMODINAMICO**

- Gli impatti economici dei meccanismi di incentivazione a tariffa fissa onnicomprensiva e per il solare termico possono essere così sintetizzati: per gli impianti di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW), gli incentivi a tariffa fissa<sup>12</sup>, previsti dalla Legge finanziaria 2008, hanno apportato un onere, posto interamente a carico della componente A3 della bolletta, stimato pari a 70 milioni di euro per l'anno 2009 a fronte di una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 0,4 TWh<sup>13</sup>;
- per il solare termodinamico le prime valutazioni del rendimento atteso da impianti solari termodinamici portano a valutare l'onere per i clienti finali sempre, a valere sulla componente A3 (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.

### **FOTOVOLTAICO**

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

<sup>12</sup> 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.

<sup>13</sup> Tale onere è previsto in forte crescita negli anni successivi.

Essa è regolata dal Decreto ministeriale 19 febbraio 2007 che ha modificato la disciplina di incentivazione precedente<sup>14</sup> 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; nel 2009 è stimato pari a circa 344 milioni di euro.

Senza altri interventi di incentivazione, a regime (vale a dire al completamento previsto dallo stesso Decreto dei 1200 MW da installare entro il 31 dicembre 2010), il costo è previsto salire a 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.

A tali oneri vanno sommati quelli connessi agli attesi nuovi provvedimenti di incentivazione per gli anni successivi al 2010.

Se l'attuale livello di incentivazione venisse mantenuto negli anni successivi al 2010, per incentivare ad esempio ulteriori 7000 MW l'esborso salirebbe a regime a 5 miliardi di Euro all'anno, per complessivi 100 miliardi di euro in venti anni, molto superiore a quello sopportato per il CIP6.

Anche tenendo conto dell'ipotesi che vengano estesi gli attuali incentivi 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, ci si attende che la spesa per la produzione fotovoltaica si assesterà comunque a più 3,5 miliardi di Euro all'anno.

In realtà, l'effettivo costo degli impianti, i progressi nell'evoluzione tecnologica, unitamente all'andamento dei prezzi di mercato, sono tali da far ritenere che la differenza sfavorevole tra il costo di produzione dell'energia generata in questi impianti e il prezzo di mercato (determinato essenzialmente da produzioni da idrocarburi, oggi più economici) si possa ridurre fino ad annullarsi nell'arco di circa 10 anni, raggiungendo la cosiddetta Grid Parity; sarebbe perciò coerente con tali ipotesi intervenire al fine di allineare progressivamente gli eventuali incentivi con i reali costi del settore.

---

<sup>14</sup> 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.

## POSSIBILI INTERVENTI DELLE FONTI RINNOVABILI

E' stimabile che il costo totale per l'incentivazione delle sole fonti rinnovabili (escluse quindi le *assimilate*) abbia superato i 2 miliardi di euro nel 2009. Una stima dello sviluppo di tale costo - legata all' eventuale raggiungimento degli obiettivi europei attribuiti ai vari Stati membri al 2020 ed elaborata dall'Autorità tenendo conto di alcune ipotesi pure ragionevolmente ottimistiche (quali il raggiungimento del potenziale massimo teorico di realizzazione delle rinnovabili o una incentivazione decrescente nel tempo) - porta a ipotizzare che, la spesa possa aumentare 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).

Rischiano dunque di emergere, nel medio termine, evidenti problemi di sostenibilità economica degli attuali meccanismi di incentivazione posti a a carico dei consumatori; ciò suggerisce una necessaria rivisitazione dal complesso degli stessi meccanismi.

Al fine di attenuare l'impatto che gli oneri generali di sistema determinano sulle bollette di famiglie ed imprese e rendere le incentivazioni maggiormente efficienti, appare opportuno:

- dare attuazione a quanto già previsto dalla Legge 99/09 in materia di meccanismi volontari di risoluzione anticipata da parte dei produttori delle convenzioni CIP-6 oggi in essere; allo stesso tempo dovrebbero essere riviste le normative primarie che consentono l'accesso al meccanismo del CIP 6 di nuovi impianti, ed in particolare di quelli di recupero energetico da rifiuti, per evitare sia sovraremunerazioni di tali impianti sia il prolungamento temporale del meccanismo oltre il già lungo arco temporale previsto dalle convenzioni in essere;
- rivedere il livello e la durata delle incentivazioni concesse alle fonti rinnovabili, con particolare riferimento al solare fotovoltaico;
- ridurre tendenzialmente gli oneri sui clienti finali generati dal meccanismo dei certificati verdi (CV) riducendo nel tempo il valore del CV; ciò trova ragionevolezza alla luce dell'evoluzione tecnologica, grazie alla quale il costo di produzione da fonti rinnovabili dovrebbe ridursi nel tempo riducendosi quindi anche la necessità di incentivo;
- evitare il malfunzionamento del mercato dei CV, connesso ad anomale differenze tra prezzi di cessione e ritiro del GSE, di cui si è detto in precedenza; tale condizione può essere ottenuta modificando le modalità di fissazione del prezzo di ritiro da parte del GSE dei CV in scadenza, imponendo che tale valore sia inferiore al valore del prezzo di cessione dei CV nel medesimo anno;
- spostare una parte significativa degli oneri legati all'incentivazione delle fonti rinnovabili dalla *bolletta* energetica alla fiscalità generale, in modo da garantire criteri di progressività e proporzionalità nel finanziamento delle spese pubbliche; ciò in coerenza con gli aspetti e le proposte già descritte a proposito della componente *oneri di sistema* della *bolletta* elettrica.