

alimentati da fonti rinnovabili di cui sono proprietari, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete, fermo restando il pagamento degli oneri di rete. Come previsto dalla Legge n. 99/09, nel caso del Ministero della Difesa non si applica il limite di 200 kW, normalmente applicato in tutti gli altri casi, ai fini dell'accesso allo scambio sul posto.

Infine, l'Autorità, al termine di una istruttoria conoscitiva²³ i cui esiti hanno evidenziato l'esistenza di una serie di problemi e di difficoltà nella gestione dei flussi informativi tra i soggetti coinvolti nello scambio sul posto (imprese distributrici, società di vendita e GSE), è recentemente intervenuta definendo una serie di disposizioni finalizzate a migliorare tali flussi²⁴.

Nel 2009 lo *scambio sul posto* ha interessato più di 65.000 impianti (di cui 26 cogenerativi e 42 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di 429 MW, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, circa pari a 13 milioni di euro. Nel 2010 (dati di preconsuntivo) lo *scambio sul posto* ha interessato più di 145.000 impianti (di cui 41 cogenerativi e 60 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di 1104 MW, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, atteso in circa 35 milioni di euro. Per l'anno 2011 ci si attende un ulteriore notevole aumento dell'utilizzo dello scambio sul posto e dei relativi oneri per effetto dell'enorme sviluppo dei piccoli impianti fotovoltaici: gli impianti che ne beneficeranno potrebbero arrivare a 200.000, con un relativo impatto in A3 di circa 57 milioni di euro.

5.3 MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

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:

1. regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi);
2. 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, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per l'eolico);

²³ Si vedano le deliberazioni VIS 175/10 e VIS 176/10.

²⁴ Si veda la deliberazione ARG/elt 226/10.

- sistema di conto energia per impianti da fonte solare ed in particolare per l'energia fotovoltaica;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la seguente suddivisione.

Provvedimento Cip n. 6/92

L'onere complessivo derivante dal provvedimento Cip n. 6/92 è attribuito a due componenti:

- a. la prima componente deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6 secondo le modalità definite dal medesimo provvedimento e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato, secondo modalità definite annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico (almeno fino all'anno 2010). Nell'anno 2010 il costo netto per il sistema è pari a circa 1,7 miliardi di Euro (tabella 3), per una quantità di energia elettrica pari a 38,1 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per 0,78 miliardi di euro alle fonti rinnovabili (6,3 TWh) e per i restanti 0,94 miliardi di euro alle fonti assimilate (31,8 TWh). Tale costo netto è posto a carico della componente tariffaria A3 ed è quasi interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato. Circa 50 milioni di euro sono invece attribuibili ai prezzi di rivendita dell'energia Cip 6 definiti annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico e inferiori rispetto ai prezzi di mercato;

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2010

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
		[Numero]	[%]	[Numero]	[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2010	[Numero]	156	83,9%	30	16,1%	186
Potenza convenzionata al 31 dic. 2010	[MW]	1.205	21,9%	4.297	78,1%	5.502
Energia elettrica ritirata	[TWh]	6,3	16,5%	31,8	83,5%	38,1
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	1,18	28,4%	2,97	71,6%	4,15
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,40	16,5%	2,03	83,5%	2,43
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Miliardi di euro]	0,78	45,2%	0,94	54,8%	1,7

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE all'Autorità

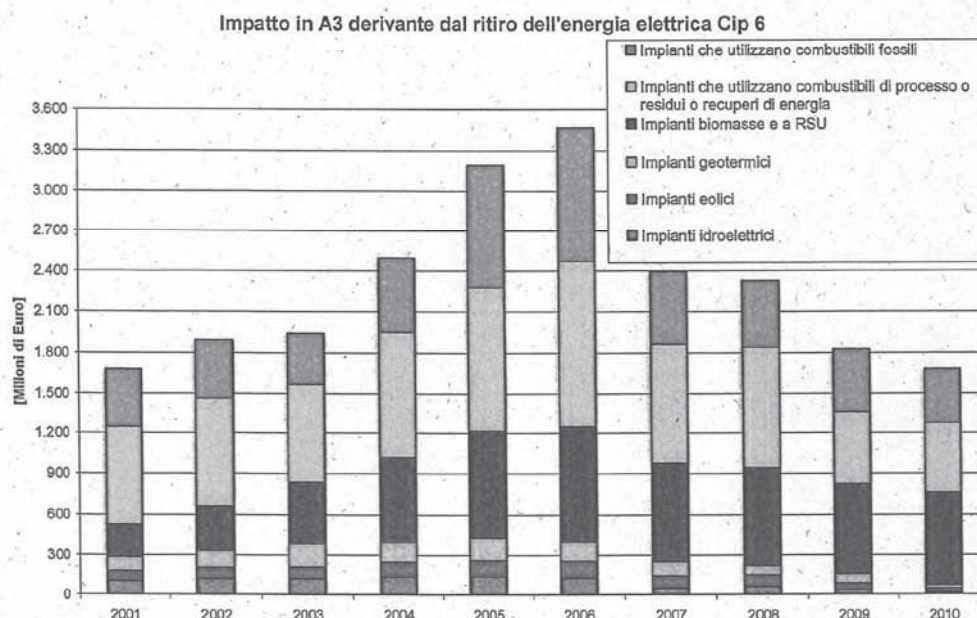
- tabella 3 -

- b. la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 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:
- per i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi). Gli oneri complessivamente riconosciuti fino ad oggi, relativi alle

produzioni fino al 2007, sono stati pari a circa 172 milioni di euro; nel 2011 verranno riconosciuti gli oneri relativi alle produzioni dell'anno 2008, stimabili in circa 35 milioni di euro;

- per i produttori che devono acquistare i permessi di emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE (oneri pari a circa 100 milioni di euro l'anno per l'intero periodo 2005-2007, pari a poco meno di 450 milioni di euro per l'anno 2008, pari a circa 225 milioni di euro per l'anno 2009 e stimabili in circa 250 milioni di euro per l'anno 2010). Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento.

La figura 3 evidenzia il costo complessivo (pari a circa 22,8 miliardi di euro), ripartito per fonte, derivante dal ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 dal 2001 al 2010.



- figura 3 -

Gli oneri annuali del provvedimento Cip 6/92 per gli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione sono destinati ad esaurirsi progressivamente. Ciò anche per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla Legge n. 99/09 in merito alla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92 nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate. Al riguardo, a seguito dei Decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010 e 8 ottobre 2010, nove impianti assimilate hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento Cip 6. Secondo le più recenti stime del GSE, effettuate anche sulla base dei criteri indicati nel decreto ministeriale 2 agosto 2010, la predetta risoluzione anticipata delle convenzioni, a fronte di un costo complessivo stimato in circa 440 milioni di euro, dovrebbe comunque comportare un risparmio complessivo per il sistema.

Tuttavia è possibile che tali oneri annuali aumentino 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 Cip 6.

Certificati verdi

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti:

- a) la prima componente deriva dai costi che i produttori e gli importatori soggetti all'obbligo di acquisto dei CV sostengono per l'adempimento all'obbligo. Tali costi vengono dai medesimi coperti tramite i ricavi che derivano dalla vendita dell'energia elettrica. Pertanto la prima componente dell'onere complessivo dei CV è posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica. Essa può solo essere stimata ed è pari, per l'anno d'obbligo 2009 (terminato il 31 marzo 2010), a circa 650 milioni di Euro. 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;
- b) la seconda componente deriva dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti previsto dall'articolo 2, comma 149, della legge n. 244/07 e dall'articolo 15, comma 1, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008 ²⁵. Tale componente, posta a carico della componente tariffaria A3, è cresciuta in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta dei CV che tuttora persiste. Per l'anno 2010, i CV invenduti in relazione all'anno d'obbligo 2009 (terminato il 31 marzo 2010) hanno comportato un onere di 940 milioni di euro. Si stima che per l'anno 2011, in relazione all'anno d'obbligo 2010 (che termina il 31 marzo 2011), l'onere possa crescere fino a 1.400 milioni di euro. Si noti tuttavia che è ad oggi vigente l'articolo 2, comma 149 bis, della legge n. 244/07 ²⁶ che fissa un limite agli oneri riconoscibili per il ritiro dei CV di competenza 2011, pari al 70% dell'onere di competenza del 2010.

Nelle tabelle 4 e 5 sono riportati i dati inerenti l'obbligo di acquisto dei CV dalla loro introduzione ad oggi e i relativi costi (stimati per la parte degli oneri indotti sui prezzi dell'energia).

²⁵ In particolare, la legge n. 244/07 ha introdotto l'obbligo di acquisto, 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).

²⁶ L'articolo 2, comma 149bis, della legge n. 244/07, come introdotto dall'articolo 45, comma 3, della legge n. 122/10, prevede che "al fine di contenere gli oneri generali di sistema gravanti sulla spesa energetica di famiglie ed imprese e di promuovere le fonti rinnovabili che maggiormente contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi europei, coerentemente con l'attuazione della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, da emanare entro il 31 dicembre 2010, si assicura che l'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi di cui al comma 149, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, sia inferiore del 30 per cento rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010, prevedendo che almeno l'80 per cento di tale riduzione derivi dal contenimento della quantità di certificati verdi in eccesso".

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 [%]	Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo								
				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 [TWh] [%]		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo (dato stimato) [TWh] [%]		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR [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	3,51	0,60	16,6%	0,68	18,8%	0,21	6,0%	2,05	58,8%
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	187,7	3,85	2008	7,10	2,53	35,6%	0,10	1,4%	0,15	2,1%	4,29	60,3%
2008	187,8	4,55	2009	8,50	6,76	79,5%	0,50	5,9%	1,23	14,5%	0,01	0,1%
2009	152,0	5,30	2010	8,06								

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 riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

- tabella 4 -

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

Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi	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				
		Offerta								Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica			Oneri sostenuti direttamente dai clienti tramite la componente tariffaria A3 (per anno di competenza) (*)	Totale (*)
		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		Totale	di cui a beneficio dei produttori IAFR	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3		
[TWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	
2002	3,23	0,47	60,0	0,30	30,0	0,12	30,0	2,34	84,18	247	50	197	-	247
2003	3,51	0,60	78,3	0,68	30,0	0,21	30,0	2,05	82,40	243	74	169	0	243
2004	4,02	1,22	92,5	1,08	30,0	0,59	30,0	1,03	97,39	263	163	100	0	263
2005	4,48	2,36	106,9	0,33	35,0	1,52	35,0	0,14	108,92	332	317	15	0	332
2006	6,00	3,32	120,6	0,50	35,0	1,97	35,0	0,01	125,28	488	487	1	0	488
2007	5,84	2,03	85,4	0,50	35,0	3,25	35,0	0,01	125,13	306	305	1	0	306
2008	7,10	2,53	84,9	0,10	23,0	0,15	23,0	4,29	88,68	600	220	380	15	615
2009	8,50	6,76	86,9	0,50	35,0	1,23	35,0	0,01	112,82	649	648	1	847	1.296
2010	8,06								113,10	640			940	1.580
2011													700 - 1400 (**)	

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. Lo stesso criterio è stato adottato per gli anni successivi.

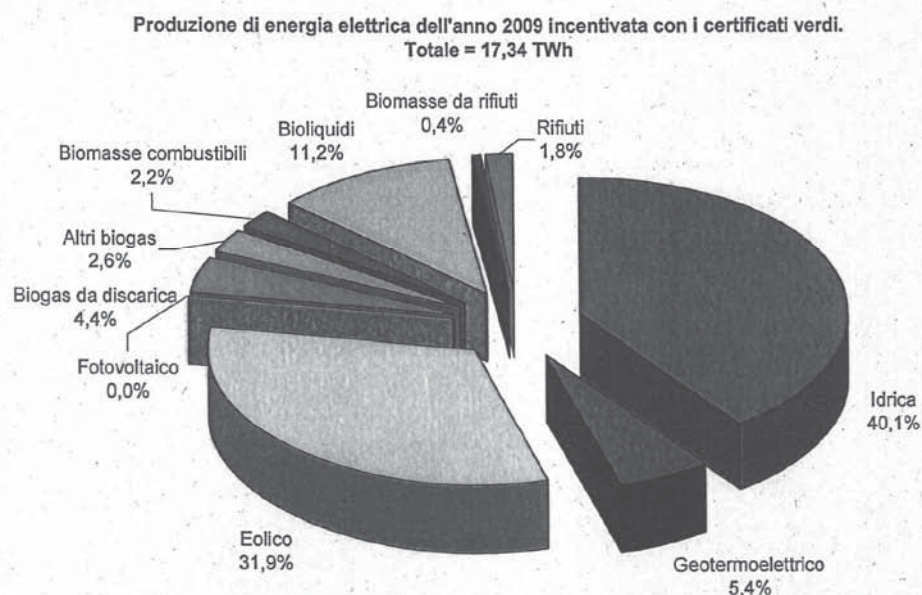
I dati relativi all'obbligo dell'anno 2010 non sono disponibili poiché tale obbligo termina il 31 marzo 2011.

(*) Gli oneri sostenuti direttamente tramite la componente tariffaria A3 derivano dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei certificati verdi inventurati. L'onere associato a un dato anno d'obbligo si manifesta nell'anno successivo poiché il GSE ritira i certificati verdi inventurati al termine dell'anno d'obbligo (cioè dopo il 31 marzo dell'anno solare successivo). Ciò è evidenziato dai colori utilizzati nella tabella.

(**) Il costo dei CV che il GSE dovrebbe ritirare nel 2011 potrebbe essere limitato a circa 700 milioni di euro per effetto del decreto legge 31 maggio 2010 n. 78, convertito nella legge 30 luglio 2010 n. 122 (Manovra). In caso contrario, l'impatto stimato può arrivare fino a 1.400 milioni di euro.

- tabella 5 -

La quantità di energia elettrica incentivata con i CV è stata pari a circa 10,5 TWh nell'anno 2008, poi aumentata fino a circa 17,4 TWh nell'anno 2009 (figura 4): con riferimento alla produzione incentivata nell'anno 2009 sono stati emessi certificati verdi per circa 17,6 TWh equivalenti²⁷, a fronte di una domanda di certificati verdi pari a circa 8,50 TWh. Da questi dati si può notare l'attuale entità dell'eccesso d'offerta.



- figura 4 -

Per quanto riguarda gli oneri dei CV negli anni a venire occorre tener conto che il costo complessivo a carico dei clienti finali è atteso in aumento: Ciò per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti che hanno diritto ai CV, del continuo aumento dell'eccesso di offerta accompagnato dall'obbligo di ritiro dei CV invenduti in capo al GSE e della legge n. 244/07 che associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte a parità di produzione. Infine è rilevante l'effetto dell'attuale schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva 2009/28/CE, secondo cui il meccanismo dei CV subisce un vero e proprio azzeramento²⁸. Ciò comporta un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, vale a dire in bolletta, producendo così un ulteriore costo per il sistema. Infatti il costo dei CV verrebbe sempre in minor parte "filtrato" dal mercato e diventerebbe sempre più un costo diretto in capo ai clienti finali.

²⁷ La differenza tra la quantità di energia elettrica prodotta e incentivata con i CV e i CV emessi è attribuibile ai coefficienti moltiplicativi che sono stati introdotti con la legge n. 244/07 al fine di remunerare maggiormente le fonti più costose.

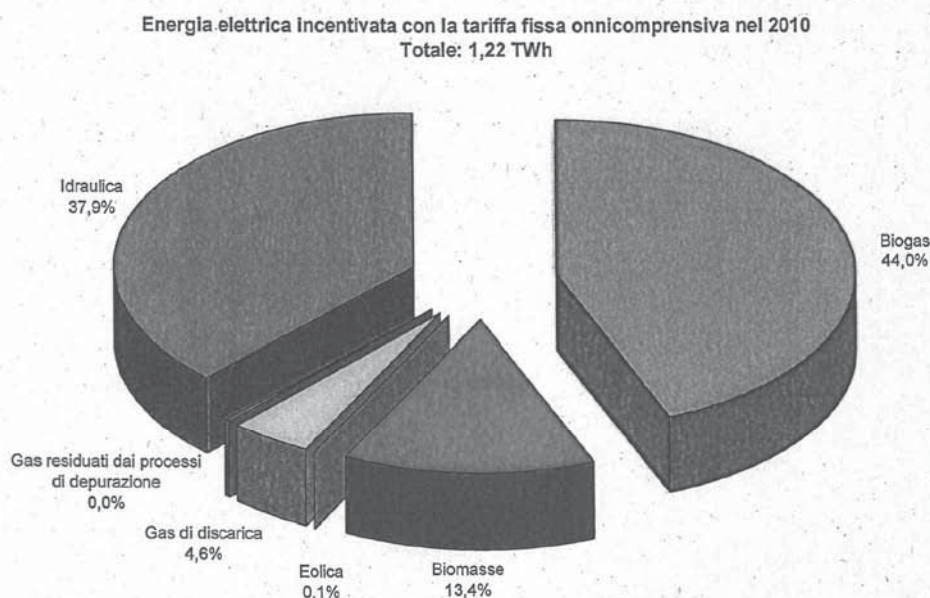
²⁸ In particolare, la quota d'obbligo dovrebbe continuare a crescere annualmente di 0,75 punti percentuali fino al 7,55% nel 2012. Negli anni successivi dovrebbe ridursi linearmente fino ad azzerarsi nel 2015. I CV in eccesso, sempre più numerosi, dovrebbero essere ritirati dal GSE a un prezzo pari al 70% del prezzo di vendita dei CV nella titolarità del GSE. Tale prezzo è all'incirca l'attuale prezzo medio di negoziazione dei CV.

Tariffa fissa onnicomprensiva

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge n. 244/07 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale onere è posto a carico della componente tariffaria A3.

Le tariffe fisse onnicomprensive possono essere erogate agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW) entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008.

Nell'anno 2009 il costo netto per il sistema è pari a circa 112 milioni di Euro, per una quantità di energia elettrica pari a 0,7 TWh prodotta da 401 impianti per una potenza complessiva di circa 207 MW. Nell'anno 2010 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 212 milioni di Euro, per una quantità di energia elettrica pari a 1,2 TWh prodotta da 543 impianti per una potenza complessiva di circa 280 MW (figura 5). Per gli anni successivi si attende un progressivo aumento per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti.



- figura 5 -

Fotovoltaico

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

Essa è stata regolata dapprima con il decreto ministeriale 28 luglio 2005, come modificato e integrato dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006; successivamente dal Decreto ministeriale 19 febbraio 2007 e recentemente dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 che avrà effetti a partire dal 2011.

Quest'ultimo decreto ha modificato la disciplina di incentivazione precedente introducendovi novità significative. Le principali novità sono:

- la definizione di incentivi differenziati in funzione del tipo di integrazione architettonica dei moduli fotovoltaici, del tipo di tecnologia e della potenza di picco dell'impianto; in particolare sono stati previsti incentivi nel caso di impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e nel caso di impianti a concentrazione;
- la riduzione, con cadenza quadrimestrale anziché annuale (nel primo anno di applicazione), degli incentivi definiti per impianti che entrano in esercizio, fermo restando il fatto che il valore unitario dell'incentivo assegnato a ciascun impianto rimane costante per 20 anni;
- la definizione della potenza massima che può usufruire degli incentivi, pari a 3000 MW per impianti fotovoltaici realizzati su edifici o a terra senza caratteristiche innovative, pari a 300 MW per impianti fotovoltaici architettonicamente integrati con caratteristiche innovative e pari a 200 MW per impianti fotovoltaici a concentrazione.

Gli incentivi riconosciuti agli impianti fotovoltaici sono erogati dal GSE in relazione all'energia elettrica prodotta, indipendentemente dall'utilizzo e sono interamente posti a carico della componente tariffaria A3.

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, a circa 303 milioni di euro per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 0,7 TWh; nel 2010 si prevede che il costo dell'incentivo per il fotovoltaico superi gli 800 milioni di euro per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 2 TWh, di cui poco meno della metà attribuibile a impianti realizzati su terreno e non integrati negli edifici (tabella 6 e 7).

Impianti fotovoltaici incentivati nell'anno 2009

I decreto					
	Numero impianti	Potenza [MW]	Energia incentivata [GWh]	Impatto in A3 [M€]	Incentivo unitario medio [€/MWh]
Totale I decreto	5718	182	195	95,7	490

II decreto					
integrazione architettonica	Numero impianti	Potenza [MW]	Energia incentivata [GWh]	Impatto in A3 [M€]	Incentivo unitario medio [€/MWh]
integrato	20.550	286	139	63	455
non integrato	4.698	352	129	47	365
parzialmente integrato	39.972	335	233	97	415
Totale II decreto	65.220	973	501	207	413

Totale 2009	70.938	1.135	696	303	435
--------------------	---------------	--------------	------------	------------	------------

Impianti fotovoltaici incentivati nell'anno 2010 - dati preconsuntivi

	I decreto				
	Numero impianti	Potenza [MW]	Energia incentivata [GWh]	Impatto in A3 [M€]	Incentivo unitario medio [€/MWh]
Totale I decreto	5720	163	203	99,7	491

	II decreto				
	Numero impianti	Potenza [MW]	Energia incentivata [GWh]	Impatto in A3 [M€]	Incentivo unitario medio [€/MWh]
Integrazione architettonica					
Integrato	47.088	748	487	225	461
non integrato	9.306	1.126	714	266	372
parzialmente integrato	91.171	763	563	236	420
Totale II decreto	147.564	2.637	1.764	726	412
Totale 2010	153.284	2.800	1.967	826	420

- tabella 7 -

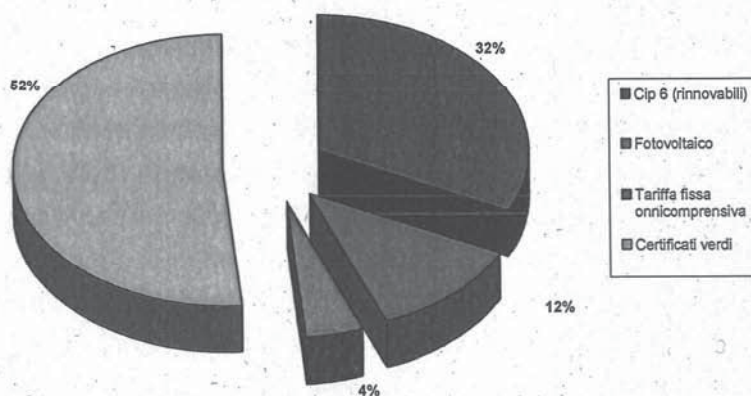
L'elevato livello dell'incentivo previsto dal decreto 19 febbraio 2007, inizialmente previsto per impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2010, per effetto della legge n. 129/10, può essere ottenuto anche nel caso di impianti che "abbiano concluso, entro il 31 dicembre 2010, l'installazione dell'impianto fotovoltaico, abbiano comunicato all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE, entro la medesima data, la fine lavori ed entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011".

Secondo le migliori stime ad oggi disponibili, nell'ipotesi che tutti gli impianti per i quali i lavori sono già stati terminati riescano ad entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011, è possibile che a tale data vi siano 180.000 impianti fotovoltaici, per una potenza installata di 6500 MW, una producibilità di 8 TWh e un conseguente costo per il sistema elettrico prossimo ai 3 miliardi di euro. Se a tali impianti si aggiungono i 3000 MW preventivati con il decreto 6 agosto 2010, è possibile raggiungere entro il 2013 l'obiettivo nazionale previsto, con riferimento al solo fotovoltaico, per il 2020. Si evidenzia tuttavia che la rapida realizzazione di impianti fotovoltaici sta avvenendo per effetto degli elevatissimi incentivi oggi previsti e, pertanto, sta comportando altissimi costi a carico del sistema elettrico e aumenti delle bollette elettriche. Tra l'altro, valori così elevati dell'incentivo non consentono la vera promozione di tecnologie più efficienti. Il rischio è quello di raggiungere gli obiettivi previsti per il fotovoltaico con 7 anni di anticipo, sfruttando tecnologie più costose e meno efficienti rispetto a quelle che potrebbero svilupparsi nei prossimi anni e, pertanto, al maggior costo per il sistema.

Costi complessivi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili

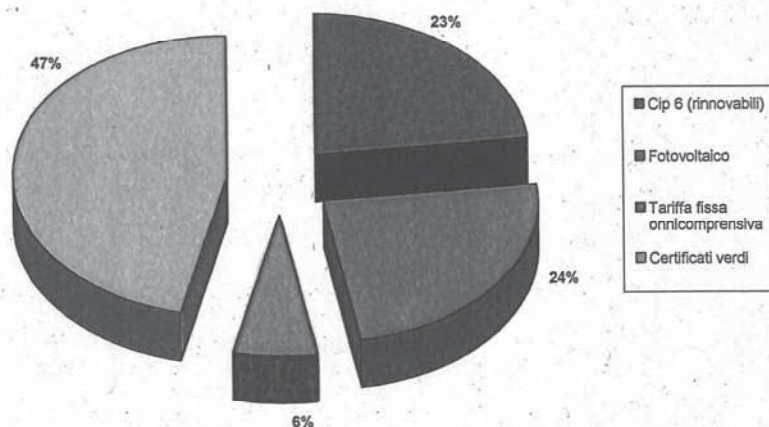
Le seguenti figure 6 e 7 sintetizzano i costi complessivi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili rispettivamente per gli anni 2009 e 2010 (non includono i costi associati alle fonti assimilate, pur presentati nel capitolo). La figura 8, invece, evidenzia la miglior stima ad oggi possibile dei costi complessivi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili per l'anno 2011: si nota l'enorme aumento atteso rispetto all'anno precedente, imputabile in buona parte al fotovoltaico.

**Costi totali per le incentivazioni alle fonti rinnovabili
Anno 2009: 2,5 miliardi di euro, di cui 1,9 miliardi in A3**



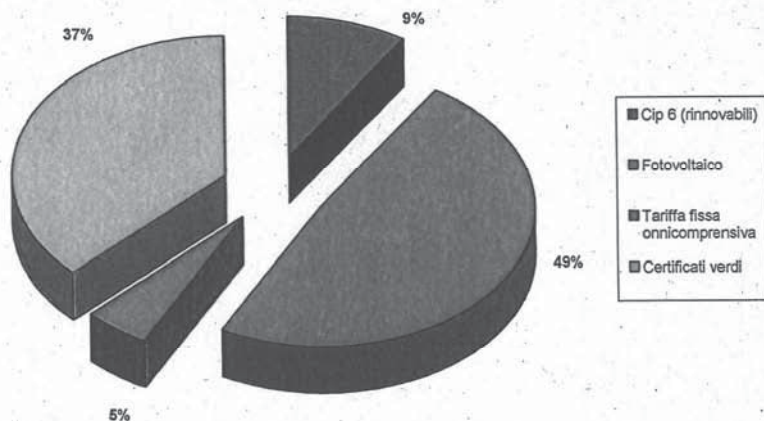
- figura 6 -

**Costi totali per le incentivazioni alle fonti rinnovabili
Anno 2010: 3,4 miliardi di euro, di cui 2,8 miliardi in A3**



- figura 7 -

**Costi totali per le incentivazioni alle fonti rinnovabili
Anno 2011: 5,7 miliardi di euro, di cui 4,8 miliardi in A3**



- figura 8 -

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

Al fine di attenuare l'impatto che tali costi determinano sulle *bollette* di famiglie ed imprese e rendere le incentivazioni maggiormente efficienti, appare opportuno intervenire urgentemente. Su tali tematiche l'Autorità si è già espressa ripetutamente, nel corso degli ultimi anni e anche recentemente in occasione della segnalazione in merito allo "Schema di decreto legislativo recante attuazione della Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE", approvato in via preliminare dal Consiglio dei Ministri in data 30 novembre 2010 ed attualmente sottoposto all'esame delle competenti Commissioni parlamentari (segnalazione PAS 1/11), a cui si rimanda.