

**Atto n. 6/07**

**ORIENTAMENTI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL  
GAS IN MATERIA DI RIDEFINIZIONE DEI PREZZI MINIMI GARANTITI  
DI CUI ALLA DELIBERAZIONE N. 34/05 E PER L'ATTUAZIONE DELLA  
DELIBERAZIONE N. 113/06**

*Documento per la consultazione*

*7 febbraio 2007*

## **Premessa**

*Con la deliberazione 27 dicembre 2006, n. 317/06 (di seguito: deliberazione n. 317/06), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato un procedimento finalizzato alle determinazioni, di competenza dell'Autorità medesima, aventi ad oggetto, tra l'altro, i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità intende, con il presente documento, formulare alcuni orientamenti in materia di:*

- a) ridefinizione dei prezzi minimi garantiti previsti dalla deliberazione 23 febbraio 2005 n. 34/05 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 34/05);*
- b) quantificazione del valore medio del certificato verde riconosciuto, ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, limitatamente all'energia elettrica ceduta al Gestore dei servizi elettrici in forza del titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92 (cioè per i primi otto anni di esercizio), nell'ambito di convenzioni di cessione destinata. Ciò in applicazione della deliberazione 16 giugno 2006, n. 113/06 (di seguito: deliberazione n. 113/06), fermi restando i principi espressi in tale deliberazione.*

*Poiché la quantificazione dei costi di produzione dell'energia elettrica dalle diverse fonti rinnovabili costituisce un elemento fondamentale ai fini dell'attuazione dei predetti orientamenti, con il presente documento l'Autorità intende formulare alcune osservazioni circa l'evoluzione dello stato dei citati costi. Tali considerazioni vogliono essere, inoltre, di stimolo alla trasmissione all'Autorità da parte dei soggetti interessati di qualunque informazione ritenuta opportuna per la determinazione dei predetti costi ai fini delle determinazioni della medesima Autorità.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il 26 marzo 2007.*

### **Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:**

**Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione Mercati**

***Unità Fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale***

**Piazza Cavour 5 – 20121 Milano**

**tel. 02.655.65.336/387**

**fax 02.655.65.222**

**e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)**

**sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)**

## 1. Introduzione

Con la deliberazione n. 317/06, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alle determinazioni di competenza dell'Autorità aventi ad oggetto, tra l'altro, i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

La presente consultazione si colloca nell'ambito del succitato procedimento ed è in particolare finalizzata alla ridefinizione dei prezzi minimi garantiti di cui alla deliberazione n. 34/05 e all'applicazione della deliberazione n. 113/06.

In particolare:

- l'articolo 5 della deliberazione n. 34/05 prevede che vengano riconosciuti prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica ritirata dai gestori di rete cui l'impianto è collegato nel caso di impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e di impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW. L'Autorità intende valutare l'opportunità di ridefinire tali prezzi minimi garantiti sulla base dei risultati dell'analisi dei costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (vds. paragrafo 2);
- la deliberazione n. 113/06 prevede di riconoscere, ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, gli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02 e ceduta al Gestore dei servizi elettrici in forza del titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, applicando il medesimo criterio già adottato con le deliberazioni n. 8/04 e n. 101/05. L'Autorità, fermo restando quanto previsto dalla deliberazione n. 113/06, intende valutare l'opportunità di ridefinire, in particolare, il valore di uno dei termini che intervengono nel riconoscimento degli oneri ( $P_{IAFR}$ , vds. paragrafo 3) sulla base dei risultati dell'analisi dei costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

## 2. Revisione dei prezzi minimi garantiti previsti dalla deliberazione n. 34/05

Nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e nel caso di impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili, ad eccezione delle centrali ibride, limitatamente ai primi due milioni di kWh prodotti annualmente da ciascun impianto e ritirati dal gestore di rete cui l'impianto è collegato, l'articolo 5 della deliberazione n. 34/05 prevede che vengano riconosciuti i cosiddetti prezzi minimi garantiti. Oltre i primi due milioni di kWh annui, si applica il prezzo medio correlato agli approvvigionamenti dell'Acquirente unico definito sulla base delle fasce orarie o indifferenziato.

I prezzi minimi garantiti sono applicati sulla base di scaglioni progressivi di produzione al fine di coniugare i prezzi ai costi specifici degli impianti in esame, tenendo conto dell'effetto scala. Tale metodo, soprattutto nel caso di fonti rinnovabili non programmabili, riconosce prezzi mediamente più alti rispetto ai prezzi medi di mercato e tali da permettere la copertura dei costi di produzione anche negli anni caratterizzati da scarsità della fonte, pur mantenendo un forte incentivo alla massimizzazione della produzione, del grado di utilizzazione e dell'efficienza degli impianti.

L'obiettivo è quindi quello di assicurare, anche ai piccoli impianti che sfruttano risorse rinnovabili residuali e marginali, la copertura, in condizioni di economicità e redditività, dei costi di produzione che, per tali impianti, risultano particolarmente alti.

Tali prezzi, aggiornati per l'anno 2007 applicando i criteri di cui all'articolo 5, comma 5.4, della deliberazione n. 34/05 sono pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 96,4 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 81,2 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 71,0 €/MWh.

Gli estremi degli scaglioni progressivi sono definiti su base annua. Pertanto, nel caso in cui i prezzi minimi garantiti vengano applicati a partire da un qualsivoglia giorno successivo all'1 gennaio, i valori estremi che individuano ciascuno scaglione delle quantità di energia elettrica progressivamente ritirate nel corso dell'anno solare devono essere moltiplicati per il rapporto tra il numero dei giorni residui di applicabilità nell'ambito dell'anno solare e il numero complessivo dei giorni dell'anno solare.

L'Autorità, anche a seguito di confronti con alcune associazioni di produttori, ritiene opportuno rivedere i valori dei prezzi minimi garantiti e gli scaglioni per i quali si applicano, anche sulla base dei costi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili.

*S.1: si condivide l'opportunità di aggiornare i valori dei prezzi minimi garantiti e/o gli scaglioni per i quali si applicano?*

*S.2: si ritiene opportuno ridefinire gli estremi degli scaglioni progressivi, ad esempio prevedendo un maggior numero di scaglioni, fermo restando il limite massimo di 2.000.000 kWh annui? Ad esempio, quali scaglioni si ritiene opportuno evidenziare?*

### **3. Applicazione della deliberazione n. 113/06**

Ai fini dell'applicazione della deliberazione n. 113/06 recante criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, a partire dalle produzioni dell'anno 2004 che hanno generato un obbligo nel 2005, si evidenziano nel seguito alcune considerazioni, fermi restando i principi e i contenuti della medesima deliberazione che continuano a conservare la loro validità.

Il valore  $V_m$  riconosciuto, per ogni certificato verde, ai sensi della deliberazione n. 113/06, è pari a:  $V_m = P_{GRTN} \cdot Q_{GRTN} + P_{IAFR} \cdot Q_{IAFR}$ , dove:

- a)  $P_{GRTN}$  è il prezzo medio di negoziazione, diretta o tramite il Gestore del mercato elettrico, dei certificati verdi nella titolarità dei produttori da impianti IAFR. Tale prezzo può derivare da una indagine annuale presso i produttori IAFR oppure può derivare da stime;
- b)  $Q_{GRTN}$  è la quota di certificati verdi nella titolarità del GSE, definita sulla base dei risultati a consuntivo dell'anno di riferimento;
- c)  $P_{IAFR}$  è il prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, calcolato come media dei prezzi di generazione differenziati per tecnologia, pesata rispetto al mix di producibilità degli impianti IAFR, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato;
- d)  $Q_{IAFR}$  è la quota di certificati verdi relativi alla produzione di impianti qualificati dal GSE come impianti IAFR, definita sulla base dei risultati a consuntivo dell'anno di riferimento.

Il prezzo  $P_{GRTN}$ , con riferimento alle produzioni precedenti all'anno 2004, era stato quantificato come prezzo medio di negoziazione, per l'anno in oggetto, dei certificati verdi di proprietà dei titolari di impianti IAFR, ponderato sulle quantità vendute. In particolare sono stati considerati i prezzi di negoziazione trasmessi agli Uffici dell'Autorità nell'ambito di un'indagine svolta presso i titolari dei medesimi impianti, escludendo i prezzi relativi alla vendita di certificati verdi tra società appartenenti al medesimo gruppo, al fine di sostenere lo sviluppo di un effettivo mercato dei certificati verdi, anche tramite la sede di negoziazione organizzata dal Gestore del mercato.

Con riferimento alle produzioni dell'anno 2004 che hanno generato un obbligo nel 2005, si rileva che il peso assegnato al termine  $P_{GRTN}$  nel calcolo del valore  $V_m$  è molto limitato, poiché il fattore moltiplicativo  $Q_{GRTN}$  è pari allo 0,75% (a fronte di un valore pari a 99,25% per il termine  $Q_{IAFR}$ ). Pertanto, ai fini di incrementare l'economia del processo in termini temporali, considerato che per l'obbligo dell'anno 2005 il prezzo  $P_{GRTN}$  influirà marginalmente sul valore  $V_m$ , si potrebbe valutare l'opportunità di evitare la sopra richiamata indagine, ipotizzando che  $P_{GRTN}$  sia pari al

valore massimo dei certificati verdi nell'anno 2005 (108,92 €/MWh) scontato del 4,7% (pari allo sconto medio registrato nell'anno 2004). Con questa ipotesi il prezzo  $P_{GRTN}$  assume un valore pari a 103,80 €/MWh. Un criterio analogo potrebbe essere adottato per ogni anno in cui il peso del termine  $P_{GRTN}$  nel calcolo del valore  $V_m$  è molto limitato.

S.3: *si ritiene opportuno evitare l'indagine annuale dei prezzi medi di negoziazione dei certificati verdi di proprietà dei produttori IAFR, per gli anni in cui il prezzo  $P_{GRTN}$  influisce marginalmente sul valore  $V_m$ ? Si ritiene opportuno assumere, per tali anni, che  $P_{GRTN}$  sia pari al valore massimo dei certificati verdi nell'anno in esame a cui deve essere applicato uno sconto ipotetico?*

La quantificazione del prezzo  $P_{IAFR}$  presenta alcuni margini di discrezionalità legati alla scelta i) dei costi di generazione, ii) del mix di fonti, iii) dei prezzi di vendita dell'energia elettrica sul mercato.

Fino alle determinazioni relative alle produzioni dell'anno 2003:

- i) i costi di generazione sono stati assunti pari a quelli medi pubblicati nel testo “*Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*”, IEFE – Bocconi, e riferiti all'anno 1999;
- ii) il mix di fonti è stato assunto considerando le tipologie di impianti IAFR in esercizio ed in progetto al momento del calcolo;
- iii) il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato è stato assunto costante e pari a 50 €/MWh.

Si ritiene opportuno rivedere le modalità di calcolo di  $P_{IAFR}$ , ferma restando la sua definizione concettuale. In particolare:

- i) i costi di generazione potrebbero essere rivisti essendo ormai passati sette anni dalla loro definizione;
- ii) il mix di fonti potrebbe essere valutato sulla base dei soli impianti IAFR in esercizio nell'anno cui l'obbligo è riferito, evitando quindi di considerare la producibilità di impianti in progetto che potrebbero anche non essere mai realizzati;
- iii) il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato si potrebbe mantenere costante per semplicità o correlarlo al prezzo medio di borsa dell'anno cui l'obbligo è riferito.

S.4: *si ritiene opportuno rivedere i costi di generazione sulla base dei risultati dell'analisi dei dati trasmessi all'Autorità nell'ambito della presente consultazione?*

S.5: *si ritiene opportuno considerare, ai fini della media pesata dei costi di generazione, i soli impianti IAFR in esercizio nell'anno cui l'obbligo è riferito?*

S.6: *si ritiene opportuno rivedere il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato correlandolo, ad esempio, al prezzo medio di borsa dell'anno cui l'obbligo è riferito?*

Infine, il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 si applica limitatamente all'energia elettrica ceduta al Gestore dei servizi elettrici in forza del titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92 (cioè per i primi otto anni di esercizio), nell'ambito di convenzioni di cessione destinata.

S.7: *si ritiene che tale riconoscimento si debba applicare anche per gli anni di esercizio successivi all'ottavo fino alla scadenza delle relative convenzioni di cessione destinata?*

#### **4. Quantificazione dei costi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili**

Ai fini delle valutazioni di cui ai precedenti paragrafi, occorre quantificare i costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. Ai fini di tale quantificazione, come già accennato, l'Autorità ha assunto validi, per le proprie determinazioni, i costi di generazione medi pubblicati nel testo “*Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*”, IEFE –

Bocconi, e riferiti all'anno 1999. In tempi recenti, numerosi produttori, singolarmente o in forma associata, hanno rappresentato all'Autorità la necessità di pervenire ad una ridefinizione di tali costi in ragione, almeno, dell'evoluzione:

- a) delle tipologie di impianti di produzione da fonti rinnovabili;
- b) tecnologica dei predetti impianti;
- c) delle condizioni di mercato per l'approvvigionamento dei componenti e degli impianti;
- d) del livello di sfruttamento delle fonti rinnovabili disponibili sul territorio nazionale;
- e) del quadro sottostante alla concessione di autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione da fonti rinnovabili.

S.8: *quali altri fattori dovrebbero essere tenuti in considerazione ai fini della quantificazione dei costi di generazione da fonti rinnovabili?*

È chiaro che le determinazioni dell'Autorità saranno tanto più corrette quanto più sarà possibile procedere ad una analisi dei diversi parametri la cui quantificazione dipende dallo stato evolutivo accennato. A tal fine, si ricorda che, come previsto dalla deliberazione n. 317/06, gli Uffici della Direzione Mercati dell'Autorità intendono organizzare incontri con i soggetti interessati, potendo coinvolgere organismi indipendenti che svolgano attività di ricerca nel settore elettrico e potendo prevedere specifiche consulenze di esperti esterni per gli approfondimenti più opportuni in materia.

A tal fine, gli operatori interessati, anche in forma associata, possono presentare agli Uffici dell'Autorità, nell'ambito della presente consultazione, una stima dei costi unitari di produzione da fonti rinnovabili, in €/MWh, specificando la fonte, il tasso di attualizzazione, il numero di ore di funzionamento annuo, il costo di investimento, i costi di *operation and maintenance*, altri costi di gestione eventualmente presenti, il numero di anni di vita utile dell'impianto ritenuti opportuni ai fini del calcolo dei costi unitari. Gli operatori interessati e le loro associazioni possono altresì evidenziare ogni altro elemento ritenuto opportuno ai fini della definizione dei costi unitari di produzione. Infine, i costi unitari di produzione dovrebbero essere riferiti separatamente alle seguenti fonti: idrica, geotermica, eolica, biogas, biomasse, rifiuti, solare (tecnologia fotovoltaica).