

**RIDEFINIZIONE DEI PREZZI MINIMI GARANTITI PER IMPIANTI DI
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA FINO A 1 MW ALIMENTATI DA
FONTI RINNOVABILI ***

Relazione tecnica allegata alla deliberazione ARG/elt 103/11

28 luglio 2011

* Prezzi minimi garantiti definiti dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07

1. Introduzione

L'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e il comma 41 della legge n. 239/04 hanno previsto, per alcune tipologie di impianti, la possibilità di richiedere, al gestore di rete cui l'impianto è connesso, il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (di seguito: ritiro dedicato). Il regime di ritiro dedicato si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica ed è riservato:

- a) all'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
- b) all'energia elettrica prodotta dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- c) all'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 (eccedenze di cui all'articolo 22, comma 3, della legge n. 9/91 da fonti rinnovabili)¹ purché nella titolarità di un autoproduttore, come definito dall'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99.

È esclusa dal regime di ritiro dedicato l'energia elettrica ceduta alla società Gestore dei Servizi Energetici - GSE Spa (di seguito: GSE) nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92, nonché della deliberazione n. 108/97, limitatamente alle unità di produzione nuove, potenziate o rifatte, come definite dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione.

Le modalità per il ritiro dedicato sono determinate dall'Autorità facendo riferimento a condizioni economiche di mercato. L'Autorità ha regolato tali modalità prima con la deliberazione n. 34/05 (vigente fino al 31 dicembre 2007), poi con la deliberazione n. 280/07.

In particolare, con la deliberazione n. 280/07 tuttora vigente, l'Autorità ha previsto che il GSE sia 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 o al servizio di trasporto e dispacciamento dell'energia immessa). Il ritiro dedicato non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, con regole trasparenti ed uniformi su tutto il territorio nazionale. Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti, come avviene sul libero mercato, ma è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul mercato del giorno prima (MGP), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore. Il ritiro dedicato non trova applicazione per l'energia elettrica ammessa alle tariffe fisse onnicomprensive, né per l'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto.

In più, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, l'Autorità ha ritenuto opportuno tener conto delle peculiarità degli impianti di ridotte dimensioni caratterizzati da elevati costi di

¹ La limitazione delle eccedenze da autoproduzione alle sole fonti rinnovabili deriva dal comma 1120 della legge n. 296/06 (cd. legge finanziaria 2007), vigente a decorrere dall'1 gennaio 2007. In particolare, il comma 1120 della legge n. 296/06:

- i. ha abrogato l'articolo 17, commi 1, 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03. Ciò significa che l'energia elettrica prodotta dalla parte non biodegradabile dei rifiuti non ha diritto allo stesso trattamento previsto per le fonti rinnovabili;
- ii. ha soppresso le parole: «o assimilate» all'articolo 22, comma 1, della legge n. 9/91; ha soppresso l'ultimo periodo dell'articolo 22, comma 5, della medesima legge; ha soppresso le parole: «ed assimilate» all'articolo 22, comma 7, della legge n. 9/91; ha soppresso le parole: «e assimilate» dalla rubrica degli articoli 22 e 23 della medesima legge. Ciò comporta che le eccedenze di energia elettrica prodotta da fonti assimilate non rientrino nell'ambito di applicazione del comma 41 della legge n. 239/04.

esercizio e manutenzione e da limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh). A tale scopo ha stabilito l'applicazione di prezzi minimi garantiti per il primo e il secondo milione di kWh immessi in rete annualmente da ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano.

Pertanto, i prezzi minimi garantiti hanno la finalità di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate, garantendo una remunerazione minima, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico. Ciò implica che i prezzi minimi garantiti debbano essere correlati ai costi di gestione degli impianti di produzione di energia elettrica e, in quanto tali, siano soggetti ad essere aggiornati nel tempo.

L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 ed è sostanzialmente attribuibile ai prezzi minimi garantiti.

2. I prezzi minimi garantiti: definizione ed evoluzione

2.1 Applicazione dei prezzi minimi garantiti dal 2005 ad oggi

I prezzi minimi garantiti sono stati introdotti dall'Autorità con la deliberazione n. 34/05 con le finalità richiamate nel precedente paragrafo. Tali prezzi, nella deliberazione n. 34/05, non sono stati differenziati per fonte.

Più in dettaglio, i prezzi minimi garantiti si applicano nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW² 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 ritirati annualmente da ciascun impianto. Tali prezzi 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. Gli scaglioni progressivi, soprattutto nel caso di fonti rinnovabili non programmabili, consentono di attenuare gli effetti delle stagionalità nella disponibilità della fonte, riconoscendo prezzi medi più alti negli anni di scarsità della fonte, pur mantenendo un forte incentivo alla massimizzazione della produzione, del grado di utilizzazione e della efficienza degli impianti. Pertanto gli scaglioni progressivi ben si prestano all'esigenza di assicurare, anche ai piccoli impianti che sfruttano risorse rinnovabili residuali e marginali, la copertura, in condizioni di economicità e redditività, dei costi di gestione che risultano particolarmente alti.

Tali prezzi, per l'anno 2005, erano pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 95 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 80 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 70 €/MWh,

e venivano aggiornati, su base annuale, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente il quaranta per cento (40%) del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.

² Per gli impianti idroelettrici la soglia, pari a 1 MW, è riferita alla potenza di concessione di derivazione d'acqua anziché alla potenza nominale elettrica dei generatori perché i generatori degli impianti idroelettrici di piccola taglia sono spesso sovradimensionati in quanto la disponibilità della fonte idrica è spesso influenzata da consistenti fenomeni meteorologici e da effetti di stagionalità della fonte stessa.

Il criterio degli scaglioni progressivi era già stato applicato fin dal 1999 agli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza di concessione fino a 3 MW ed era stato esteso nel 2002 anche agli impianti idroelettrici a bacino con lo stesso limite di potenza³. Tale criterio si è dimostrato efficace nel rappresentare gli effettivi profili di costo, consentendo anche di promuovere lo sviluppo di risorse marginali con il sostentamento dei piccoli impianti.

Successivamente, con la deliberazione n. 317/06, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alle determinazioni di propria competenza aventi ad oggetto, tra l'altro, i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (tra cui la definizione e l'aggiornamento dei prezzi minimi garantiti), nonché l'elaborazione di eventuali osservazioni e proposte da trasmettere al Governo e al Parlamento ai sensi della legge n. 481/95.

Con il documento per la consultazione n. 6/07, l'Autorità, anche a seguito di confronti con alcune associazioni di produttori, ha proposto di 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. Anche a tal fine, l'Autorità ha richiesto agli operatori interessati di:

- presentare, nell'ambito della 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;
- di evidenziare ogni altro elemento ritenuto opportuno ai fini della definizione dei costi unitari di produzione;
- di evidenziare i costi unitari di produzione separatamente per le seguenti fonti: idrica, geotermica, eolica, biogas, biomasse, rifiuti, solare (tecnologia fotovoltaica).

Nel corso della consultazione, le associazioni dei produttori da fonti rinnovabili hanno prevalentemente evidenziato:

- da un lato, l'esigenza di conservare la semplicità e l'immediatezza nell'applicazione dei prezzi minimi garantiti, mantenendo indifferenziati tali prezzi tra le varie fonti;
- dall'altro lato, l'esigenza di consentire una maggiore diffusione dei piccoli impianti, con produzioni limitate, che sfruttano risorse rinnovabili marginali e che presentano costi di esercizio particolarmente elevati.

Con il successivo documento per la consultazione n. 26/07, l'Autorità, nel consultare le nuove regole per il ritiro dedicato che avrebbero dovuto sostituire la deliberazione n. 34/05, ha proposto di continuare ad applicare i prezzi minimi garantiti per il primo e il secondo milione di kWh immessi in rete annualmente da ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW. Nel fare ciò, l'Autorità ha inteso tenere conto di quanto già previsto dalla deliberazione n. 34/05 e delle risposte pervenute nel corso della precedente consultazione n. 6/07.

La deliberazione n. 280/07, che ha sostituito la deliberazione n. 34/05 a partire dall'1 gennaio 2008, ha ripreso i medesimi prezzi minimi garantiti inizialmente definiti, prevedendo che tali prezzi, con successivi provvedimenti in esito ad opportune analisi sui costi, sarebbero stati differenziati per fonte, a partire dalle fonti per le quali vi fossero già dati disponibili, senza che fosse necessaria alcuna ulteriore specifica istruttoria. Ciò al fine di tenere conto delle peculiarità dei costi di gestione per le singole fonti che chiaramente non potevano essere considerate nella definizione di prezzi minimi garantiti medi uguali per tutte le fonti rinnovabili.

La deliberazione n. 280/07 ha previsto che i prezzi minimi garantiti siano aggiornati applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla

³ Si vedano in particolare le deliberazioni n. 82/99 e n. 62/02 con le relative relazioni tecniche.

prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Con riferimento all'anno 2007, i prezzi minimi garantiti avevano i seguenti valori base:

- per i primi 500.000 di kWh annui, 96,4 euro/MWh;
- da oltre 500.000 fino a 1.000.000 di kWh annui, 81,2 euro/MWh;
- da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 di kWh annui, 71,0 euro/MWh;

La deliberazione n. 280/07 ha altresì precisato che qualora, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica ad essi riferita sia inferiore al prodotto tra i prezzi zonali orari e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi zonali orari. Ciò per evitare che i prezzi minimi garantiti diventino penalizzanti rispetto ai prezzi di mercato dell'energia elettrica.

Con la deliberazione ARG/elt 109/08, l'Autorità ha iniziato la differenziazione dei prezzi minimi garantiti per fonte, partendo dalla fonte idrica, per la quale già erano disponibili numerosi dati.

In particolare, l'Autorità, ha analizzato i costi di gestione degli impianti mini-idro che sono stati messi a disposizione nelle osservazioni al documento per la consultazione n. 6/07 e al documento per la consultazione n. 26/07. Tali costi sono stati confrontati e verificati sulla base delle pubblicazioni disponibili in materia, in particolare utilizzando uno studio dell'università di Padova, l'unico disponibile a quella data, in cui vengono considerati i costi di gestione degli impianti idroelettrici di piccola taglia e la loro variabilità in relazione alla dimensione dell'impianto⁴.

La deliberazione ARG/elt 109/08 ha previsto che, per l'anno 2008, i prezzi minimi garantiti riconosciuti nel caso di impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW, siano pari a:

- fino a 250.000 kWh annui, 136 €/MWh;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 104 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 84 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 78 €/MWh,

rimandando a provvedimenti successivi l'eventuale revisione dei prezzi minimi garantiti relativi agli anni successivi al 2008.

La deliberazione ARG/elt 109/08 è stata annullata dal Consiglio di Stato, con decisione n. 1444/10, confermando la sentenza del Tar Lombardia n. 4209/09, per difetto di adeguata istruttoria in merito ai costi di produzione dell'energia elettrica dagli impianti mini-idro e per mancanza di uno specifico documento di consultazione al riguardo. Pertanto l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 76/10 ha avviato un procedimento finalizzato alla rideterminazione dei prezzi minimi garantiti di ritiro dell'energia elettrica prodotta dalla fonte idrica a partire dall'anno 2008 procedendo all'acquisizione dei dati relativi ai costi di produzione degli impianti idroelettrici, avvalendosi della consultazione e della collaborazione di tutti i soggetti interessati, incluse le associazioni di consumatori, nonché, ove occorra, di studi di organismi indipendenti o consulenti esterni.

Le tabella 1 riassume l'andamento dei prezzi minimi garantiti dal 2005 al 2011, ad esclusione di quelli definiti per impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e successivamente annullati. Nelle more della conclusione del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 76/10, anche nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW si applicano i prezzi minimi garantiti inizialmente definiti dalla deliberazione n. 280/07 come evidenziati nella tabella 1.

⁴ Gli altri studi disponibili non sono stati utilizzati perché non focalizzano l'attenzione sugli impianti di piccola taglia, il che è invece l'unico ambito di rilevanza per i provvedimenti dell'Autorità.

Valori unitari dei prezzi minimi garantiti

Quantità di energia elettrica ritirata base annua	Anno 2005 Euro/MWh	Anno 2006 Euro/MWh	Anno 2007 Euro/MWh	Anno 2008 Euro/MWh	Anno 2009 Euro/MWh	Anno 2010 Euro/MWh	Anno 2011 Euro/MWh
fino a 500.000 di kWh	95,0	95,65	96,4	98,0	101,1	101,8	103,4
oltre 500.000 fino a 1 milione di kWh	80,0	80,54	81,2	82,6	85,2	85,8	87,2
oltre 1 fino a 2 milioni di kWh	70,0	70,48	71,0	72,2	74,5	75,0	76,2

Prezzi minimi garantiti definiti e aggiornati ai sensi della deliberazione n. 34/05

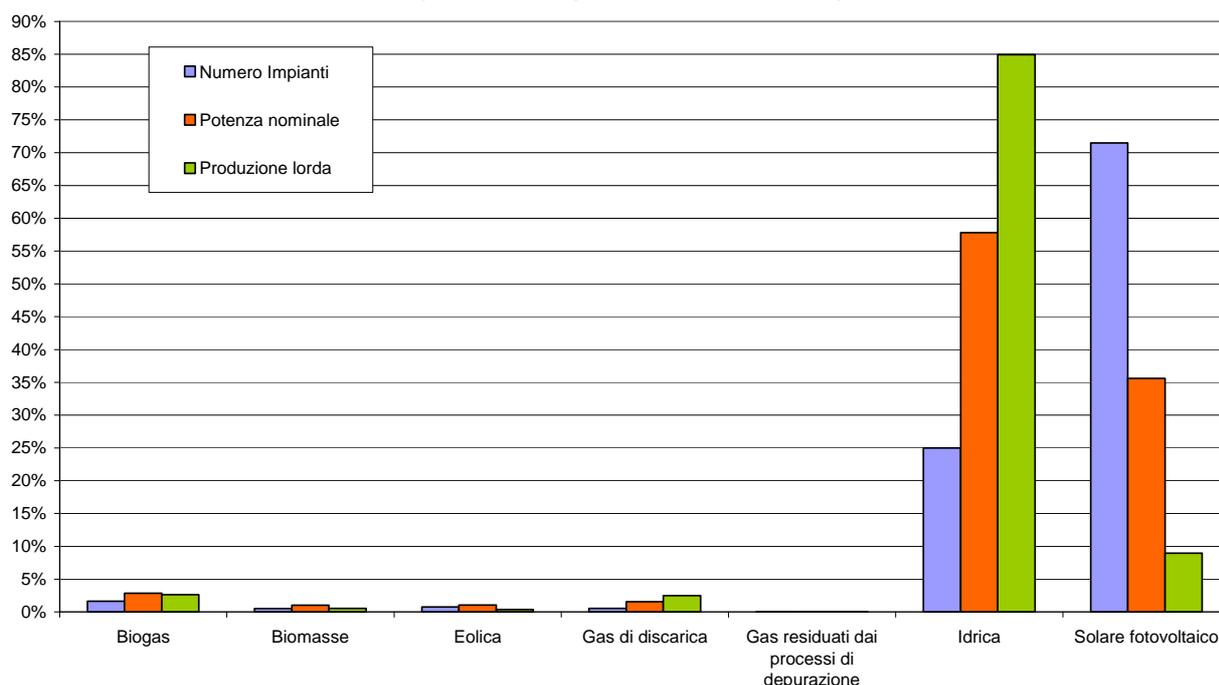
Prezzi minimi garantiti definiti e aggiornati ai sensi della deliberazione n. 280/07

- tabella 1 -

2.2 Dati statistici relativi agli impianti di produzione di energia elettrica a cui si applicano i prezzi minimi garantiti

Nel 2009, la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 8,3 TWh (prodotta da 6.349 impianti per circa 5.000 MW), di cui circa 2,67 TWh prodotta da 5.503 impianti (1.193 MW) che hanno beneficiato dei prezzi minimi garantiti (figura 1), e ha comportato un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 77 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili ai prezzi minimi garantiti.

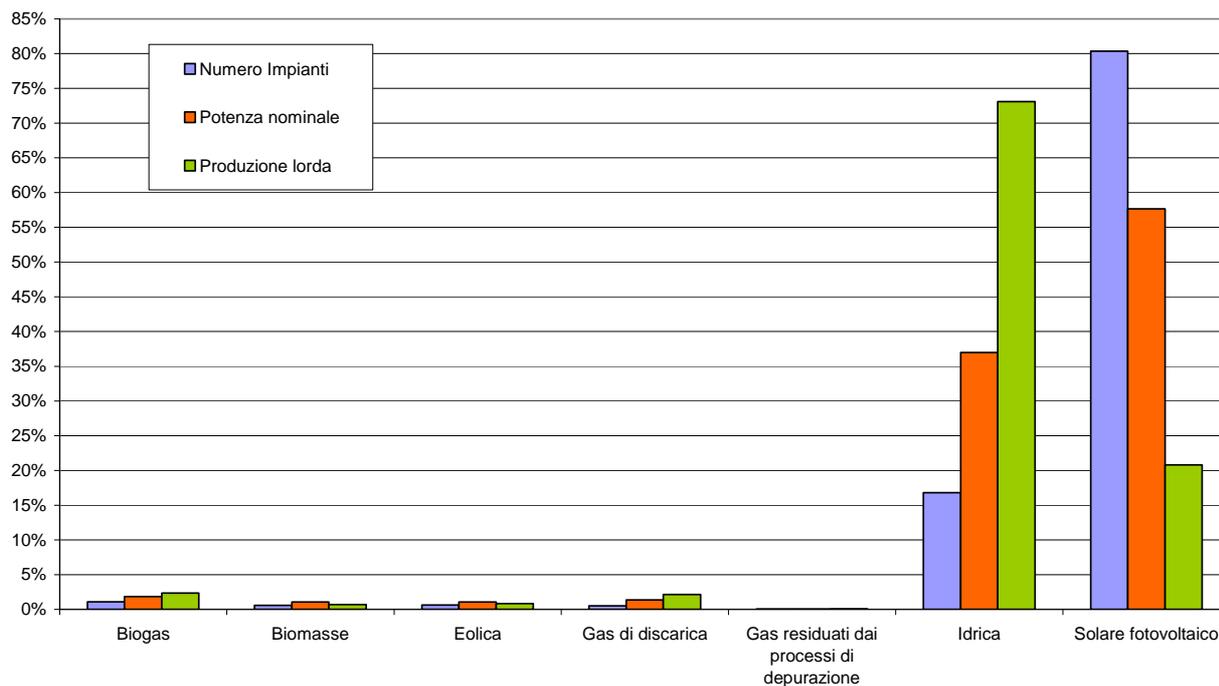
Applicazione dei prezzi minimi garantiti nell'anno 2009
(Totali: 5503 impianti, 1193 MW, 2,67 TWh)



- figura 1 -

Nel 2010 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 10,7 TWh (prodotta da 9.504 impianti per circa 6.770 MW), di cui circa 3,41 TWh prodotta da 8.516 impianti (1.960 MW) che hanno beneficiato dei prezzi minimi garantiti (figura 2), e ha comportato un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 62 milioni di euro.

Applicazione dei prezzi minimi garantiti nell'anno 2010
(Totali: 8516 impianti, 1960 MW, 3,41 TWh)



- figura 2 -

Con riferimento all'applicazione dei prezzi minimi garantiti, sia nel 2009 che nel 2010, in termini di numerosità prevalgono gli impianti fotovoltaici mentre in termini di quantità di energia prevalgono gli impianti idroelettrici.

3. I prezzi minimi garantiti applicati a partire dal 2012

Introduzione

Il presente provvedimento si contestualizza nell'ambito dei procedimenti avviati con le deliberazioni n. 317/06 e ARG/elt 76/10 e si pone l'obiettivo di definire la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte, da applicarsi nell'ambito del ritiro dedicato per gli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e per gli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ad eccezione delle centrali ibride, limitatamente ai primi due milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto.

Il presente provvedimento è stato preceduto dal documento per la consultazione n. 9/11 (DCO 9/11), in cui l'Autorità, in sintesi, ha proposto che:

- a) a decorrere dall'1 gennaio 2012, i prezzi minimi garantiti indicati nel medesimo documento per la consultazione si applichino solo all'energia elettrica che non percepisce incentivi (certificati verdi o conto energia per gli impianti di produzione da fonte solare), poiché gli incentivi dovrebbero mediamente consentire la sopravvivenza economica degli impianti di produzione anche in assenza dei prezzi minimi garantiti e in attesa degli indirizzi da parte del Ministro dello Sviluppo Economico ai sensi dell'articolo 24, comma 8, del decreto legislativo n. 28/11;
- b) la definizione dei prezzi minimi garantiti avvenga partendo dai costi di gestione delle singole tipologie e fonti rinnovabili, come individuati nel Rapporto del Politecnico di Milano allegato al medesimo documento per la consultazione (di seguito: Rapporto del Politecnico), e applicando ad essi una maggiorazione pari all'8% necessaria al fine di tenere conto delle

oscillazioni dei costi di gestione effettivi rispetto a quelli medi assunti come riferimento nel medesimo Rapporto;

- c) sia introdotto un valore “base” dei prezzi minimi garantiti convenzionalmente pari a 70 €/MWh. Tale prezzo è stato definito in linea con il valore medio degli ultimi anni del prezzo di cessione dell’energia elettrica ritirata dal GSE nell’ambito del ritiro dedicato;
- d) siano definiti gli scaglioni progressivi e i valori dei prezzi minimi garantiti per le diverse fonti rinnovabili limitatamente alle fonti rinnovabili e alle taglie per le quali appare necessario un valore di tali prezzi superiore a 70 €/MWh. In particolare, gli impianti per i quali il valore dei prezzi minimi garantiti è superiore a 70 €/MWh sono:
 - impianti di produzione alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, da biomasse solide e da biomasse liquide di potenza fino a 1 MW e per i primi 2.000.000 di kWh annui;
 - impianti di produzione da fonte solare di potenza fino a 20 kW e per i primi 25.000 kWh annui;
 - impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 250 kW e per i primi 500.000 kWh annui;
- e) i prezzi minimi garantiti siano aggiornati su base annuale, applicando ai valori in vigore nell’anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall’Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Ciò fino a una successiva ridefinizione sulla base di analisi dei costi di gestione e dei combustibili;
- f) i nuovi prezzi minimi garantiti si applichino, in sostituzione di quelli attualmente vigenti, a decorrere dall’1 gennaio 2012. In particolare, i valori dei prezzi minimi garantiti applicati nell’anno 2012 sono i valori indicati nel medesimo documento di consultazione, aggiornati applicando quanto previsto alla medesima lettera e).

L’Autorità, con il DCO 9/11, ha inoltre proposto, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 1444/10, le modalità di ridefinizione dei prezzi minimi garantiti di ritiro dell’energia elettrica prodotta dalla fonte idrica a partire dall’anno 2008, e le modalità per il calcolo di quanto deve riconoscere il GSE a conguaglio per i primi 2 milioni di kWh ritirati annualmente nel periodo compreso tra l’1 gennaio 2008 e il 31 dicembre 2011.

Nell’ambito della consultazione avviata con il DCO 9/11:

- tutti i soggetti interessati non hanno condiviso la previsione che, a decorrere dall’1 gennaio 2012, i prezzi minimi garantiti si applichino solo all’energia elettrica che non percepisce incentivi (certificati verdi o conto energia per gli impianti di produzione da fonte solare), in quanto tale previsione lederebbe il principio di affidamento per gli impianti di produzione esistenti. Inoltre, secondo alcuni soggetti, la previsione che gli incentivi dovrebbero mediamente consentire la sopravvivenza economica degli impianti anche in assenza dei prezzi minimi garantiti non è coerente con le disposizioni previste dall’articolo 24, comma 8, del decreto legislativo n. 28/11, secondo cui *“sulla base di indirizzi stabiliti dal Ministro dello sviluppo economico, l’Autorità provvede a definire prezzi minimi garantiti, ovvero integrazioni dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, per la produzione da impianti a fonti rinnovabili che continuano ad essere eserciti in assenza di incentivi e per i quali [...] la salvaguardia della produzione non è assicurata dalla partecipazione al mercato elettrico”*; ciò perché, secondo l’interpretazione data dai medesimi soggetti, tale disposizione normativa comporterebbe un’estensione, e non una riduzione, dell’applicazione dei prezzi minimi garantiti;
- la maggior parte dei soggetti interessati non condivide alcune scelte alla base del Rapporto del Politecnico e i valori dei costi di produzione da fonti rinnovabili ivi determinati; conseguentemente, non condividono i limiti di potenza, gli scaglioni progressivi e i valori dei prezzi minimi garantiti proposti, per le diverse fonti rinnovabili, nel DCO 9/11;
- i soggetti interessati propongono che la maggiorazione da applicare ai costi di gestione individuati nel Rapporto del Politecnico, ai fini della definizione dei prezzi minimi garantiti, sia

- superiore a quella indicata nel DCO 9/11 (pari all'8%). In particolare, alcuni soggetti propongono valori mediamente pari al 10-12%, fino a un massimo del 30%; altri soggetti propongono che si assumano, come riferimento, i dati di costo relativi all'impianto marginale;
- la maggior parte dei soggetti interessati, pur considerando quanto descritto nei due alinea precedenti, concorda con la definizione di un prezzo minimo garantito di base in linea con il valore medio degli ultimi anni del prezzo di cessione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato;
 - con riferimento al meccanismo di aggiornamento su base annuale dei prezzi minimi garantiti, alcuni soggetti interessati concorda con la previsione attualmente vigente e riproposta con il DCO 9/11; altri soggetti propongono che venga adottato il tasso di variazione annuale delle retribuzioni dei lavoratori del settore elettrico, al fine di garantire una maggiore contestualizzazione dei costi afferenti alla gestione operativa degli impianti di produzione; un soggetto, infine, propone che, oltre all'applicazione del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, i prezzi minimi garantiti siano rivisti su base triennale al fine di tenere conto dell'effettivo andamento dei costi di gestione;
 - con riferimento alle modalità di ridefinizione, dal 2008, dei prezzi minimi garantiti di ritiro dell'energia elettrica prodotta dalla fonte idrica, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 1444/10, la maggior parte dei soggetti interessati concorda con quanto proposto dall'Autorità nel DCO 9/11; un'associazione di categoria ritiene invece che i produttori idroelettrici abbiano diritto al mantenimento degli scaglioni progressivi per tutti gli impianti con potenza nominale media annua fino a 1 MW (e non solo per quelli di potenza nominale media annua fino a 250 kW), poiché il ricorso che ha condotto all'annullamento della deliberazione ARG/elt 109/08 era riferito ai valori dei prezzi minimi garantiti e non alla loro esistenza o struttura.

Nei paragrafi successivi vengono descritte le considerazioni e le scelte operate dall'Autorità che sono alla base del presente provvedimento.

Considerazioni introduttive sull'applicabilità dei prezzi minimi garantiti

Come già richiamato nel paragrafo 1, i prezzi minimi garantiti hanno la finalità di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate, garantendo un prezzo predefinito, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico.

I prezzi minimi garantiti tengono conto esclusivamente dei costi di gestione (non sono finalizzati al recupero dei costi di investimento) e si sommano agli incentivi eventualmente riconosciuti ai singoli impianti con l'unica eccezione delle tariffe fisse onnicomprensive (in quest'ultimo caso infatti non trova applicazione il ritiro dedicato), come previsto nei precedenti provvedimenti di pari oggetto. Inoltre, si ritiene che il dettato dell'articolo 24, comma 8, del decreto legislativo n. 28/11 sia riferito ai nuovi strumenti incentivanti che verranno definiti con effetti a partire dal 2013.

Modalità di calcolo dei prezzi minimi garantiti

Ai fini della quantificazione dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte, l'Autorità, con lettere in data 21 giugno 2010, ha richiesto alle associazioni dei produttori e al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti, qualora intendessero fornire elementi utili per i procedimenti sopra richiamati, entro il 15 ottobre 2010, l'invio dei dati relativi ai costi medi di esercizio, di manutenzione e di combustibile (ove presenti) degli impianti di potenza fino a 1 MW alimentati dalle fonti idrica, eolica, solare, biomasse e biogas. Si è inoltre richiesto che tali dati debbano essere accompagnati da tutte le ipotesi di calcolo adottate e dalle informazioni necessarie per la determinazione dei medesimi, quali, a solo titolo di esempio, il numero di ore di funzionamento, i range di potenza utilizzati, le tecnologie impiantistiche considerate, nonché l'elenco dettagliato

delle singole voci di costo contemplate nell'ambito dei costi di esercizio, di manutenzione e di combustibile. I dati richiesti sono stati forniti unicamente da Aper, Federpern e GIFL.

Inoltre, l'Autorità ha richiesto al Dipartimento Energia del Politecnico di Milano l'elaborazione di un rapporto in ordine all'analisi dei costi medi di produzione dell'energia elettrica dalle fonti idrica, eolica, solare, biomasse e biogas tramite impianti di potenza fino a 1 MW, dando separata evidenza dei costi di investimento, dei costi di esercizio e dei costi di combustibile (ove presenti). A tal fine sono stati inoltrati al Politecnico di Milano anche i dati pervenuti dalle sopra richiamate associazioni.

Il rapporto sviluppato dal Politecnico di Milano (di seguito: il Rapporto del Politecnico) è allegato al presente documento (di seguito: Allegato A) e costituisce il punto di partenza per il presente provvedimento. Si noti che i dati in esso contenuti evidenziano i puri costi di produzione distinti fra costi di investimento e costi di gestione (costi di combustibile, ove presenti, e costi operativi) al netto di eventuali costi di remunerazione del capitale investito. Per le finalità di cui al presente documento, ci si riferisce esclusivamente ai costi di gestione.

I prezzi minimi garantiti sono definiti partendo dai costi di gestione delle singole fonti, come individuati nel Rapporto del Politecnico, e applicando ad essi una maggiorazione pari all'8% (come proposto nel DCO 9/11), necessaria al fine di tenere conto delle oscillazioni dei costi di gestione effettivi rispetto a quelli medi assunti come riferimento nel medesimo Rapporto.

Infine, nei casi in cui emerge che i costi di gestione incidono significativamente sul costo complessivo di produzione dell'energia elettrica soprattutto nel caso di produzioni limitate, sono definiti scaglioni progressivi che permettono di tenere conto dell'effetto scala, eventualmente definendo opportuni estremi di tali scaglioni per le diverse fonti rinnovabili.

Definizione di un prezzo minimo garantito "base"

Dal Rapporto del Politecnico emerge che, per alcune fonti e per alcune taglie, gli attuali prezzi medi di mercato sono sufficienti per la copertura, in condizioni di economicità e redditività, dei costi di gestione. In questi casi può comunque essere opportuno mantenere il concetto dei prezzi minimi garantiti per evitare che la copertura dei costi di gestione venga meno qualora i prezzi di mercato dovessero ridursi e per semplificare le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica prevedendo un prezzo fisso almeno per i primi due milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto.

Si definisce quindi un prezzo minimo garantito convenzionalmente pari a 76,2 €/MWh (pari al valore dell'ultimo scaglione applicato nell'anno 2011 e in linea con i valori attesi di mercato), da applicarsi nell'ambito del ritiro dedicato per gli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e per gli 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 ritirati annualmente da ciascun impianto. Naturalmente rimane fermo quanto già previsto nella medesima deliberazione n. 280/07, secondo cui qualora, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica ad essi riferita sia inferiore al prodotto tra i prezzi zonali orari e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi zonali orari.

Nel seguito vengono presentati gli scaglioni progressivi e i valori dei prezzi minimi garantiti per le diverse fonti rinnovabili, limitatamente alle fonti e alle taglie per le quali appare necessario un valore di tali prezzi superiore a 76,2 €/MWh.

Impianti alimentati da biomasse solide, biomasse liquide e biogas da fermentatori anaerobici

Dal Rapporto del Politecnico emerge che i costi di produzione dell'energia elettrica sono piuttosto elevati per la concomitanza di vari fattori, tra cui elevati costi di investimento, rendimenti energetici in genere modesti, significativa incidenza dei costi del combustibile i cui prezzi sono peraltro molto volatili.

Più in dettaglio si osserva che:

- gli impianti alimentati da biomasse solide, biomasse liquide e biogas da fermentatori anaerobici di potenza fino a 1 MW attualmente ammessi ai prezzi minimi garantiti non sono molto numerosi (si veda il paragrafo 2);
- i costi di gestione, ivi inclusi i costi di combustibile, dipendono prevalentemente dal tipo di alimentazione e dai costi di manutenzione e non dalla taglia. Addirittura, in alcuni casi, si rilevano costi di gestione più elevati nel caso degli impianti di taglia maggiore;
- gli impianti alimentati da biomasse solide o liquide di potenza inferiore a 1 MW potrebbero essere per lo più utilizzati in assetto cogenerativo, pur mantenendo costi di produzione piuttosto elevati;
- gli impianti alimentati da biomasse solide di potenza inferiore a 1 MW ad oggi esistenti sono sostanzialmente impianti che utilizzano biomasse legnose, eventualmente sottoposte a lavorazioni meccaniche;
- il biogas e i biocombustibili liquidi hanno entrambe la caratteristica di non essere risorse energetiche primarie ma di provenire da processi, più o meno complessi, di trattamento di diversi substrati biologici che forniscono combustibili più pregiati di quanto non lo sia la biomassa legnosa sottoposta esclusivamente a lavorazioni meccaniche;
- rispetto al biogas, i biocombustibili liquidi sono generalmente ricavati da materie prime più costose, non sono quasi mai caratterizzati da una vera e propria "filiera corta" poiché richiedono interventi di raffinazione (si consideri anche che, negli anni 2008-2009, il 30% del fabbisogno è stato soddisfatto da importazioni) e la loro resa energetica globale è inferiore;
- i biocombustibili liquidi sono prodotti relativamente pregiati che appaiono più indicati per l'utilizzo in altri settori, diversi da quello elettrico, quali, ad esempio, la produzione di biocarburanti per il settore dei trasporti; pertanto i biocombustibili liquidi non possono essere considerate risorse marginali⁵;
- le biomasse solide potrebbero essere utilizzate per generare energia termica, come peraltro previsto dal Piano di Azione Nazionale.

Le considerazioni sopra esposte conducono a:

- non introdurre distinzioni, ai fini della definizione dei prezzi minimi garantiti, tra biomasse solide, biomasse liquide e biogas da fermentatori anaerobici;
- valutare il costo medio di gestione sulla base della media aritmetica tra i costi di gestione degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici presentati nel Rapporto del Politecnico (escludendo il costo di gestione più elevato che appare anomalo rispetto a tutti gli altri), anche perché tali impianti sono i più numerosi. Tale costo medio di gestione risulta pari a 105 €/MWh;
- definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi e pari a 113 €/MWh, applicando una maggiorazione dell'8% al costo medio sopra evidenziato.

Infine, coerentemente con la classificazione definita dalla legge n. 244/07, come successivamente modificata e integrata, in materia di tariffe fisse onnicomprensive, si ritiene che in questo insieme debbano rientrare il biogas e le biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/09 del Consiglio del 19 gennaio 2009.

⁵ Si ricorda infatti che i prezzi minimi garantiti hanno, tra l'altro, la finalità di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate.

Si evidenzia che, durante la consultazione, non sono emerse osservazioni o dati di costo sufficienti per giustificare eventuali modifiche rispetto a quanto proposto nel DCO 9/11. Il presente provvedimento quindi conferma quanto proposto in consultazione.

Impianti alimentati da biogas da discarica

Dal Rapporto del Politecnico emerge che gli impianti alimentati da biogas da discarica presentano mediamente costi di gestione prossimi a 30 €/MWh che, quindi, possono essere ampiamente coperti dai prezzi di mercato dell'energia elettrica. Non vengono quindi definiti appositi prezzi minimi garantiti diversi da quello base.

Infine, coerentemente con la classificazione definita dalla legge n. 244/07, come successivamente modificata e integrata, in materia di tariffe fisse onnicomprensive, si ritiene che in questo insieme debbano rientrare il gas da discarica, i gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/09 del Consiglio del 19 gennaio 2009.

Si evidenzia che, durante la consultazione, non sono emerse osservazioni o dati di costo sufficienti per giustificare eventuali modifiche rispetto a quanto proposto nel DCO 9/11. Il presente provvedimento quindi conferma quanto proposto in consultazione.

Impianti eolici

Dal Rapporto del Politecnico emerge che gli impianti eolici presentano mediamente costi di gestione prossimi a 40 €/MWh, che, quindi, possono essere ampiamente coperti dai prezzi di mercato dell'energia elettrica; solo nel caso di impianti di taglia molto limitata i costi di gestione sono compresi tra 38 e 83 €/MWh. Non vengono quindi definiti appositi prezzi minimi garantiti diversi da quello base.

Si evidenzia che, durante la consultazione, non sono emerse osservazioni o dati di costo sufficienti per giustificare eventuali modifiche rispetto a quanto proposto nel DCO 9/11. Il presente provvedimento quindi conferma quanto proposto in consultazione.

Impianti fotovoltaici

Dal Rapporto del Politecnico emerge che i costi di gestione sono rilevanti, rispetto ai prezzi di mercato dell'energia elettrica, solo nel caso di impianti di piccolissima taglia. Il Rapporto del Politecnico individua, per le diverse taglie, degli intervalli di variabilità dei costi di gestione, tra cui si propone di considerare costi pari ai livelli minimi, viste anche le considerazioni riportate nel medesimo Rapporto.

Si individuano prezzi minimi garantiti a partire dai seguenti costi di gestione ripartiti sulla base di scaglioni progressivi:

- fino a 3.750 kWh annui, 92 €/MWh⁶;
- da oltre 3.750 kWh fino a 25.000 kWh annui, 83 €/MWh⁷.

⁶ Il costo medio di gestione proposto è il costo medio ipotizzato per un impianto fotovoltaico da 3 kW con un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a 1250 che, pertanto, produce 3.750 kWh annui.

⁷ I costi di gestione medi ripartiti sulla base di scaglioni progressivi derivano dai costi medi per taglia riportati nel Rapporto del Politecnico, tenendo conto delle ore annue di funzionamento ivi ipotizzate. In particolare, il costo medio di gestione per un impianto fotovoltaico di 20 kW potrebbe essere mediamente assunto pari a 84 €/MWh. Poiché per tale impianto è stato considerato un numero medio di ore annue di funzionamento pari a 1250, il costo medio di gestione di 84 €/MWh è associato a una produzione di 25.000 kWh all'anno. Per effetto degli scaglioni progressivi, tale

Da tali costi, applicando una maggiorazione dell'8%, derivano i seguenti prezzi minimi garantiti:

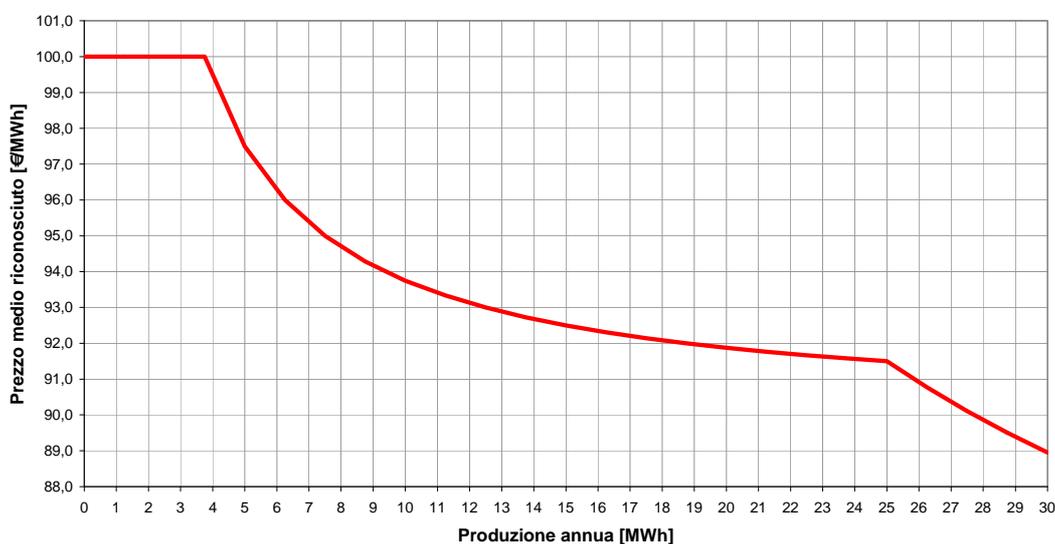
- fino a 3.750 kWh annui, 100 €/MWh;
- da oltre 3.750 kWh fino a 25.000 kWh annui, 90 €/MWh;
- da oltre 25.000 kWh annui, il prezzo minimo garantito base.

Si evidenzia che, durante la consultazione, non sono emerse osservazioni o dati di costo sufficienti per giustificare eventuali modifiche dei valori dei prezzi minimi garantiti o degli estremi degli scaglioni progressivi rispetto a quanto proposto nel DCO 9/11. Il presente provvedimento quindi, in relazione a tali aspetti, conferma quanto proposto in consultazione.

Al fine di evitare ulteriori aggravii gestionali e tenuto conto che i prezzi minimi garantiti sono già definiti per scaglioni progressivi di produzione di energia elettrica, non è stata confermata la soglia (pari a 20 kW) al di sopra della quale si era proposto di applicare solo il prezzo minimo garantito base.

La figura 3 evidenzia i prezzi minimi garantiti medi che verrebbero conseguentemente riconosciuti.

**Prezzi minimi garantiti medi:
il caso degli impianti fotovoltaici**



- figura 3 -

Impianti geotermoelettrici

Dal Rapporto del Politecnico emerge che gli impianti geotermoelettrici presentano mediamente costi di gestione prossimi a 30 €/MWh. Non vengono quindi definiti appositi prezzi minimi garantiti diversi da quello base. Peraltro, ad oggi, non esistono impianti geotermoelettrici di potenza nominale fino a 1 MW che beneficiano dei prezzi minimi garantiti.

Impianti idroelettrici

Nel DCO 9/11, sulla base dei dati di costo riportati nel Rapporto del Politecnico, erano stati proposti valori dei prezzi minimi garantiti diversi da quello base solo per impianti idroelettrici con potenze nominali medie annue fino a 250 kW a partire dai seguenti costi di gestione medi:

costo medio verrebbe attribuito in misura pari a 92 €/MWh per i primi 3.750 kWh annui e, conseguentemente, in misura pari a circa 83 €/MWh per i successivi 20.000 kWh annui.

- fino a 250.000 kWh annui, 140 €/MWh⁸;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 82 €/MWh⁹.

Da tali costi, applicando una maggiorazione dell'8%, derivavano i seguenti prezzi minimi garantiti diversi da quello base:

- fino a 250.000 kWh annui, 150 €/MWh;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 89 €/MWh.

Nell'ambito della consultazione sono emerse alcune considerazioni relative:

- all'effetto delle variazioni, in aumento, dei deflussi minimi vitali che, a parità di potenza di concessione, comporterebbero una riduzione (in alcuni casi anche significativa) del numero di ore equivalenti (ipotizzato pari a 5000 ore/anno nel Rapporto del Politecnico). A parità di costi di gestione totali, pertanto, a fronte della riduzione della producibilità di energia elettrica, aumenta il costo unitario di gestione;
- ai costi del personale utilizzati nel Rapporto del Politecnico, ritenuti più bassi di quelli riscontrabili nella realtà, soprattutto nel caso in cui la gestione dell'impianto o di alcuni adempimenti ad essa associati siano affidati a società specializzate.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte, si ritiene opportuno adeguare lievemente i prezzi minimi garantiti. In particolare, si ritiene opportuno:

- non aumentare ulteriormente il prezzo minimo garantito riconosciuto fino a 250.000 kWh poiché il valore proposto in consultazione era già sufficientemente elevato;
- introdurre uno scaglione in più¹⁰, al fine di evidenziare in modo migliore l'effetto scala;
- rivedere, in lieve aumento, i valori dei prezzi minimi garantiti riconosciuti tra 250.000 kWh annui e 1.000.000 di kWh annui (in modo particolare, per tenere conto dell'effetto scala, quello relativo allo scaglione tra 250.000 e 500.000 kWh annui).

Pertanto, si considerano i seguenti nuovi costi di gestione medi:

- fino a 250.000 kWh annui, 140 €/MWh;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 88 €/MWh¹¹;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 76 €/MWh;

Da tali costi, applicando una maggiorazione dell'8%, derivano i seguenti prezzi minimi garantiti:

- fino a 250.000 kWh annui, 150 €/MWh;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 95 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 82 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, il prezzo minimo garantito base.

Inoltre, al fine di evitare ulteriori aggravii gestionali e tenuto conto che i prezzi minimi garantiti sono già definiti per scaglioni progressivi di produzione di energia elettrica, non è stata confermata

⁸ Il costo medio di gestione proposto è il costo medio ipotizzato per un impianto idroelettrico avente una potenza di concessione da 50 kW con un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a 5000 che, pertanto, produce 250.000 kWh annui.

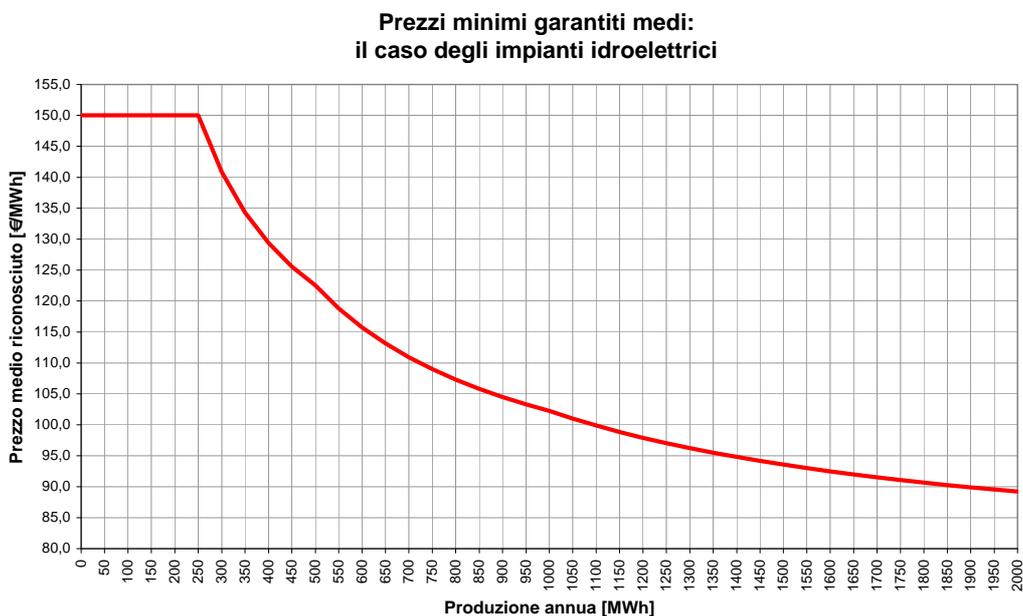
⁹ I costi di gestione medi ripartiti sulla base di scaglioni progressivi derivano dai costi medi per taglia riportati nel Rapporto del Politecnico, tenendo conto delle ore annue di funzionamento ivi ipotizzate. A titolo di esempio, dal Rapporto del Politecnico si evince che il costo medio di gestione per un impianto idroelettrico avente una potenza di concessione da 100 kW è mediamente pari a 111 €/MWh. Poiché per tale impianto è stato considerato un numero medio di ore annue di funzionamento pari a 5000, il costo medio di gestione di 111 €/MWh è associato a una produzione di 500.000 kWh all'anno. Per effetto degli scaglioni progressivi, tale costo medio verrebbe attribuito in misura pari a 140 €/MWh per i primi 250.000 kWh annui e, conseguentemente, in misura pari a circa 82 €/MWh per i successivi 250.000 kWh annui.

¹⁰ Lo scaglione inizialmente proposto tra 500.000 kWh annui e 2.000.000 di kWh annui è stato diviso in due: il primo tra 500.000 kWh annui e 1.000.000 di kWh annui e il secondo tra 1.000.000 kWh annui e 2.000.000 di kWh annui.

¹¹ Per effetto del meccanismo degli scaglioni progressivi, tali dati derivano da un costo di gestione medio assunto pari a 114 €/MWh nel caso di un impianto che produce 500.000 kWh annui (a fronte dei precedenti 111 €/MWh, vds. nota 9) e pari a 95 €/MWh nel caso di un impianto che produce 1.000.000 kWh annui.

la soglia (pari a 250 kW) al di sopra della quale si era proposto di applicare solo il prezzo minimo garantito base.

La figura 4 evidenzia i prezzi minimi garantiti medi che verrebbero conseguentemente riconosciuti.



- figura 4 -

Modalità di aggiornamento e decorrenza dei prezzi minimi garantiti

Fino ad una successiva ridefinizione sulla base di analisi dei costi di gestione e dei combustibili, i prezzi minimi garantiti sono aggiornati su base annuale, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Ciò è coerente con la finalità e la definizione dei prezzi minimi garantiti e con il fatto che i costi definiti nel Rapporto del Politecnico non includono il tasso d'inflazione.

I nuovi prezzi minimi garantiti si applicano a decorrere dall'1 gennaio 2012, in sostituzione di quelli attualmente vigenti (riportati nella tabella 1). In particolare, per quanto sopra detto, i valori dei prezzi minimi garantiti applicati nell'anno 2012 sono i valori presentati nei precedenti paragrafi (riferiti all'anno 2011), aggiornati applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.

Sintesi dei valori dei prezzi minimi garantiti e ulteriori modalità applicative

La tabella 2 sintetizza, per le diverse fonti, i valori dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2012.

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2012
riconosciuti per impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW (*)

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito (**)
		[€/MWh]
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/09 del Consiglio del 19 gennaio 2009	fino a 2.000.000 kWh	113*(1+ FOI 2011/100)
Gas da discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento CE n. 73/09 del Consiglio del 19 gennaio 2009	fino a 2.000.000 kWh	76,2*(1+ FOI 2011/100)
Eolica	fino a 2.000.000 kWh	76,2*(1+ FOI 2011/100)
Solare fotovoltaica	fino a 3.750 kWh	100*(1+ FOI 2011/100)
	oltre 3.750 kWh fino a 25.000 kWh	90*(1+ FOI 2011/100)
	oltre 25.000 kWh fino a 2.000.000 kWh	76,2*(1+ FOI 2011/100)
Geotermica	fino a 2.000.000 kWh	76,2*(1+ FOI 2011/100)
Idrica	fino a 250.000 kWh	150*(1+ FOI 2011/100)
	oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh	95*(1+ FOI 2011/100)
	oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh	82*(1+ FOI 2011/100)
	oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh	76,2*(1+ FOI 2011/100)

(*) La taglia è espressa in termini di potenza nominale elettrica, con l'eccezione degli impianti idroelettrici per i quali è espressa in termini di potenza nominale media annua (potenza di concessione). Tali potenze sono definite nell'articolo 1 della deliberazione n. 280/07.

(**) Con il termine "FOI 2011" si intende il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat nel 2011.

- tabella 2 -

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non ricomprese nella tabella 2 (quali la fonte solare nel caso di impianti solari termodinamici o la fonte maremotrice o moto ondoso, ecc.), in via transitoria e fino alla definizione di appositi prezzi minimi garantiti, si continuano ad applicare i prezzi minimi garantiti vigenti nel 2011, riportati in tabella 1, aggiornati applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.

Rimane fermo quanto già previsto dalla deliberazione n. 280/07, secondo cui qualora, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica ad essi riferita sia inferiore al prodotto tra i prezzi zonali orari e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi zonali orari.

Nel caso in cui i prezzi minimi garantiti vengano applicati a partire da un qualsivoglia giorno successivo all'1 gennaio, rimane fermo quanto già previsto dalla deliberazione n. 280/07, secondo cui, 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.

Coerentemente con quanto sopra detto, nei casi in cui i prezzi minimi garantiti si applichino alla sola parte di energia elettrica immessa in rete ed eccedente quella per cui vengono riconosciute le tariffe fisse onnicomprensive¹², 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 la quantità di energia elettrica netta immessa a cui non è applicata la tariffa fissa onnicomprensiva e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta e immessa in rete. Tale rapporto viene definito dal GSE in acconto all'inizio di ogni anno salvo conguaglio alla fine dell'anno solare.

¹² Una situazione di questo tipo si può presentare, ad esempio, nel caso di impianti oggetto di interventi di potenziamento o di rifacimento parziale.

4. Applicazione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW a partire dal 2008

In ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 1444/10, l'Autorità è tenuta a rideterminare i prezzi minimi garantiti di ritiro dell'energia elettrica prodotta dalla fonte idrica a partire dall'anno 2008. Al riguardo, nel caso di impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW, il GSE riconosce a conguaglio, per i primi 2 milioni di kWh ritirati annualmente nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2008 e il 31 dicembre 2011, il massimo tra:

- il prodotto tra i prezzi minimi garantiti indifferenziati per fonte (tabella 1) e la quantità di energia elettrica ad essi riferita;
- il prodotto tra i prezzi minimi garantiti differenziati per fonte come rivisti, per gli impianti idroelettrici, nel presente documento e tenendo conto, per gli anni precedenti al 2011, del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat (tabella 3), e la quantità di energia elettrica ad essi riferita;
- il prodotto tra i prezzi zionali orari e la stessa quantità di energia elettrica di cui ai precedenti alinea.

Prezzi minimi garantiti per impianti idroelettrici

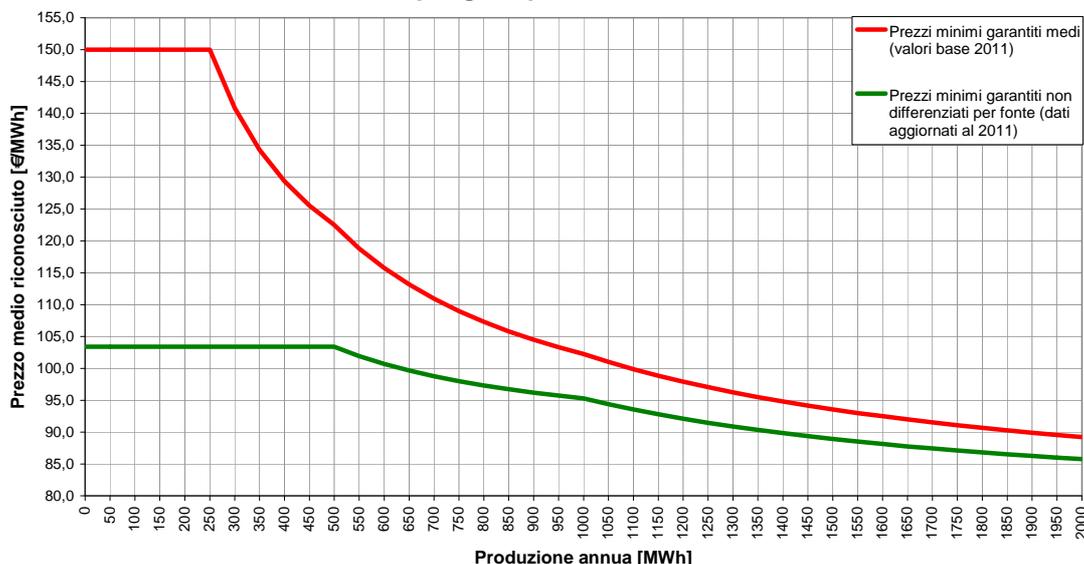
	Anno 2008	2009	2010	2011
Tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat		3,20%	0,70%	1,60%
	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh
fino a 250.000 kWh	142,1	146,6	147,6	150,0
oltre 250.000 fino a 500.000 kWh	90,0	92,9	93,5	95,0
oltre 500.000 fino a 1 milioni di kWh	77,6	80,1	80,7	82,0
oltre 1 milione fino a 2 milioni di kWh	72,2	74,5	75,0	76,2

- tabella 3 -

La figura 5 evidenzia la differenza, sulla base di valori 2011, tra:

- i prezzi minimi garantiti differenziati per fonte come rivisti, per gli impianti idroelettrici, nel presente documento (tabella 3);
- i prezzi minimi garantiti indifferenziati per fonte (tabella 1).

Prezzi minimi garantiti medi:
confronto tra i vecchi e i nuovi prezzi minimi garantiti
per gli impianti idroelettrici



- figura 5 -