

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
486/2013/R/EFR**

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

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

31 ottobre 2013

Premessa

I prezzi minimi garantiti sono stati introdotti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) con la deliberazione 34/05 al fine di garantire la copertura dei costi di gestione (non anche dei costi di investimento) degli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e degli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte idrica, ad eccezione delle centrali ibride, limitatamente ai primi due milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto. 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 gestione, che, per tali impianti, risultano particolarmente alti.

La deliberazione 280/07, che ha sostituito la deliberazione 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 nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 317/06, a partire dalle fonti per le quali vi fossero già dati disponibili. Ciò al fine di tenere conto delle peculiarità dei costi di gestione per le singole fonti che non potevano essere considerate nella definizione di prezzi minimi garantiti medi uguali per tutte le fonti rinnovabili.

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. La deliberazione ARG/elt 109/08 è stata definitivamente annullata dal Consiglio di Stato, con decisione 1444/10.

Successivamente, con la deliberazione ARG/elt 103/11, l'Autorità ha completato la differenziazione dei prezzi minimi garantiti per fonte.

Il presente documento per la consultazione si contestualizza nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 317/06 ed è finalizzato ad aggiornare i valori dei prezzi minimi garantiti a seguito della variazione dei costi di gestione e dei combustibili relativi agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili che si sono riscontrati negli ultimi anni.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni entro il **25 novembre 2013**.*

Ai sensi dell'articolo 4, comma 4.10, dell'Allegato A alla deliberazione GOP 46/09, le osservazioni al presente documento per la consultazione saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità; a tal fine, i soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate. È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In alternativa, le osservazioni dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: email (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità Produzione di Energia, Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.290/284
fax 02.655.65.265
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

1. Introduzione

L'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 387/03 e il comma 41 della legge 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:

- all'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
- 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;
- all'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo 79/99 (eccedenze di cui all'articolo 22, comma 3, della legge 9/91 da fonti rinnovabili)¹ purché nella titolarità di un autoproduttore, come definito dall'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99.

È esclusa dal regime di ritiro dedicato l'energia elettrica ceduta al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. – GSE (di seguito: GSE) nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip 15/89, 34/90, 6/92, nonché della deliberazione 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 34/05 (vigente fino al 31 dicembre 2007), poi con la deliberazione 280/07.

In particolare, con la deliberazione 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 e 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; inoltre, il ritiro dedicato non può essere applicato agli impianti che accedono agli incentivi previsti dai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012.

In più, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, l'Autorità ha ritenuto opportuno tener conto delle peculiarità di impianti di ridotte dimensioni caratterizzate da elevati costi di esercizio e manutenzione e limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi

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

- i. ha abrogato l'articolo 17, commi 1, 3 e 4, del decreto legislativo 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. con riferimento alla legge 9/91, ha soppresso le parole «o assimilate» all'articolo 22, comma 1, ha soppresso l'ultimo periodo dell'articolo 22, comma 5, ha soppresso le parole «ed assimilate» all'articolo 22, comma 7, ha soppresso le parole «e assimilate» dalla rubrica degli articoli 22 e 23. Ciò comporta che le eccedenze di energia elettrica prodotta da fonti assimilate non rientrano nell'ambito di applicazione del comma 41 della legge 239/04.

milioni di kWh). A tale scopo ha stabilito l'applicazione di prezzi minimi garantiti per i primi due milioni di kWh immessi in rete annualmente da ciascun impianto idroelettrico con potenza nominale media annua fino a 1 MW e da ciascun impianto di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentato da fonti rinnovabili diverse dalla fonte idrica, 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 una duplice finalità:

- 1) la prima è quella 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;
- 2) la seconda è quella di garantire una remunerazione minima, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico.

L'energia elettrica ritirata nell'ambito del ritiro dedicato dal GSE 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 dall'anno 2005 ad oggi

I prezzi minimi garantiti sono stati introdotti dall'Autorità con la deliberazione 34/05 con le finalità richiamate nel precedente paragrafo, senza differenziazione 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 diverse dalla fonte eolica, 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 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 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 nell'anno 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 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 481/95.

La deliberazione 280/07, che ha sostituito la deliberazione 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 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 prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Con riferimento all'anno 2007, i prezzi minimi garantiti avevano i seguenti valori base:

- 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.

La deliberazione 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. Tale deliberazione è stata successivamente annullata del Consiglio di Stato.

A seguito del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione DCO 9/11, con la deliberazione ARG/elt 103/11, l'Autorità ha ridefinito la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti, differenziati per fonte, che trovano applicazione a partire dall'anno 2012. In particolare, la deliberazione ARG/elt 103/11:

- ha definito un prezzo minimo garantito di base, per evitare che la copertura dei costi di gestione venisse 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, posto convenzionalmente pari a 76,2 €/MWh (pari al valore dell'ultimo scaglione progressivo applicato nell'anno 2011 e in linea con il valore medio dei prezzi di mercato attesi);
- ha previsto che, fino a successive ridefinizioni sulla base dell'analisi dei costi di gestione e dei combustibili, i prezzi minimi garantiti fossero aggiornati su base annuale, applicando ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per

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

le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale;

- ha previsto che, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili che non sono ancora state oggetto di analisi (quali la fonte solare nel caso di impianti solari termodinamici, la fonte maremotrice o moto ondoso, etc.), in via transitoria e fino alla definizione di appositi prezzi minimi garantiti, si continuassero ad applicare i prezzi minimi garantiti vigenti nell'anno 2011, 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.

Infine, la medesima deliberazione ARG/elt 103/11, in seguito al contenzioso, ha ridefinito i valori dei prezzi minimi garantiti di ritiro dell'energia elettrica prodotta da fonte idrica prevedendo che il GSE riconosca a conguaglio, per i primi 2.000.000 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 vigenti fino all'anno 2011 (sono i prezzi riportati in tabella 1 per le fonti diverse da quella idrica) 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 e tenendo conto, per gli anni precedenti all'anno 2011, del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat), indicati in tabella 1 in relazione alla fonte idrica, e la quantità di energia elettrica ad essi riferita;
- il prodotto tra i prezzi zonali orari e la stessa quantità di energia elettrica di cui ai precedenti alinea.

La tabella 1 riassume, per ogni fonte, l'andamento dei prezzi minimi garantiti dall'anno 2008 all'anno 2013 come definiti e aggiornati ai sensi della deliberazione 280/07. Si evidenzia che gli scaglioni progressivi riportati nella tabella 1 sono il risultato della combinazione degli scaglioni progressivi inizialmente definiti nella deliberazione 280/07 con gli scaglioni progressivi successivamente definiti con la deliberazione ARG/elt 103/11.

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

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	116,1	119,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	116,1	119,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	116,1	119,6

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

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	78,3	80,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	78,3	80,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Eolica

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	78,3	80,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	78,3	80,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Solare fotovoltaica

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 3.750 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	102,7	105,8
oltre 3.750 kWh e fino a 25.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	92,4	95,2
oltre 25.000 kWh e fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	78,3	80,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	78,3	80,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Geotermica

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	78,3	80,6
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	78,3	80,6
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Idrica

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 250.000 kWh	142,1	146,6	147,6	150,0	154,1	158,7
oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh	90,0	92,9	93,5	95,0	97,6	100,5
oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh	77,6	80,1	80,7	82,0	84,2	86,7
oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

Fonti diverse da quelle sopra elencate

Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
fino a 500.000 kWh	98,0	101,1	101,8	103,4	106,2	109,4
oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	82,6	85,2	85,8	87,2	89,6	92,3
oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	72,2	74,5	75,0	76,2	78,3	80,6

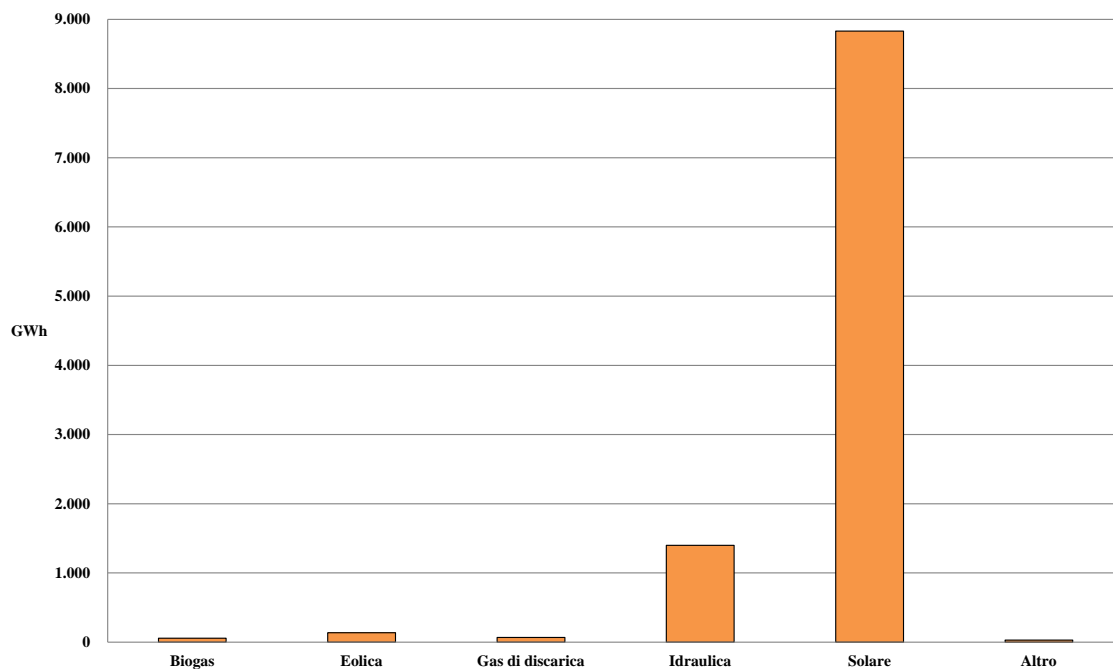
- tabella 1 -

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

Dai dati più aggiornati ad oggi disponibili emerge che nell'anno 2012 la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 25,4 TWh, prodotta da più di 57.000 impianti per una potenza complessiva di circa 18,9 GW. Di essa, circa 10,5 TWh, prodotta da quasi 55.000 impianti per una potenza complessiva di 9,6 GW, ha beneficiato dei prezzi minimi

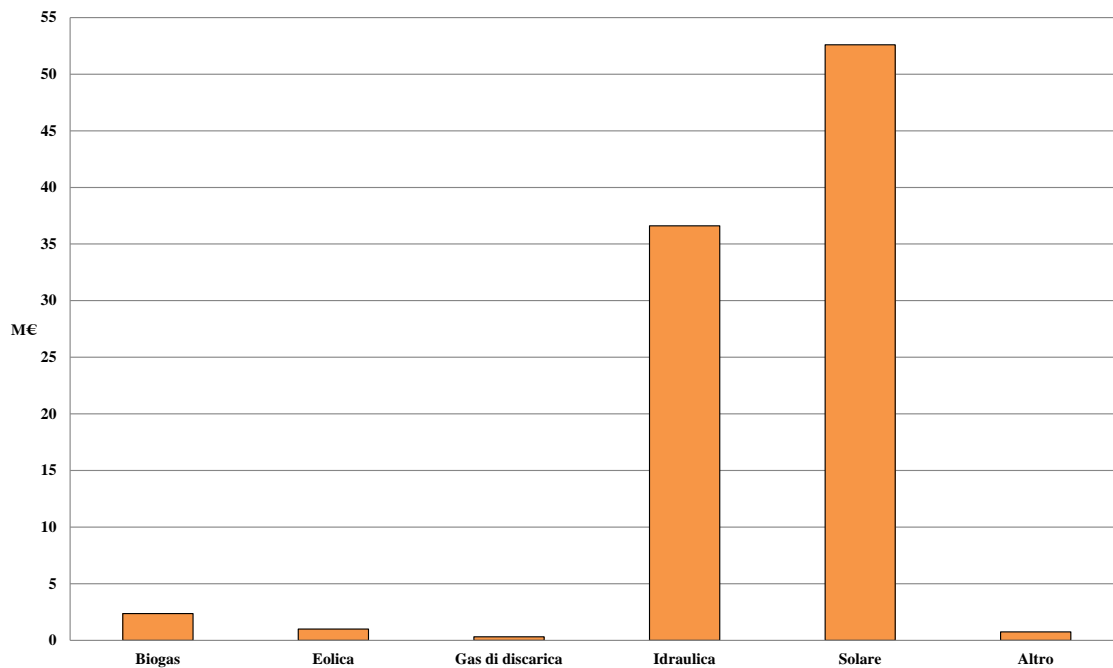
garantiti (figura 1), il che ha comportato un onere residuo in capo alla componente tariffaria A₃ pari a poco meno di 94 milioni di euro (figura 2).

**Energia elettrica che accede ai prezzi minimi garantiti
suddivisa per singola fonte**



- figura 1⁴ -

**Impatto economico nella componente tariffaria A₃ relativo
ai prezzi minimi garantiti suddivisi per singola fonte**



- figura 2⁴ -

⁴ Nel termine “Altro” sono inclusi gli oli vegetali puri, i biocombustibili liquidi, le biomasse solide, i gas residuati dai processi di depurazione e la fonte geotermica.

Dall'analisi delle figure 1 e 2 si evidenzia che la maggior parte dell'energia elettrica che accede ai prezzi minimi garantiti è prodotta da impianti fotovoltaici (circa 8,8 GWh) e da impianti idroelettrici (circa 1,4 GWh). Per quanto riguarda l'impatto economico sulla componente tariffaria A₃, più del 95% è dovuto all'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici (che incidono per circa 52,6 milioni di euro) e idroelettrici (che incidono per circa 36,6 milioni di euro).

3. Orientamenti relativi alla nuova definizione dei valori dei prezzi minimi garantiti

3.1 Introduzione

Il presente documento per la consultazione si contestualizza nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 317/06 finalizzato alle determinazioni, di competenza dell'Autorità, aventi ad oggetto, tra l'altro, i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In particolare, il presente documento per la consultazione è finalizzato ad aggiornare i valori dei prezzi minimi garantiti a seguito della variazione dei costi di gestione e dei combustibili relativi agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Rimane ferma la duplice finalità dei prezzi minimi garantiti:

- 1) assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate;
- 2) garantire una remunerazione minima, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico.

3.2 Modalità di calcolo dei prezzi minimi garantiti

Ai fini della quantificazione dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte, l'Autorità, con lettera della Direzione Mercati in data 26 febbraio 2013, ha richiesto alle associazioni dei produttori di energia elettrica, qualora intendessero fornire elementi utili per il procedimento sopra richiamato, l'invio, entro il 30 aprile 2013, dei dati più aggiornati relativi ai costi di esercizio e di combustibile per le diverse tipologie di impianti alimentati dalle fonti rinnovabili di piccola e media taglia, come meglio evidenziato nella deliberazione ARG/elt 103/11. Si è inoltre richiesto che tali dati dovessero essere stati 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 da Assoelettrica, ANEV, APER (oggi AssoRinnovabili), Federpern e FederUtility.

Inoltre, l'Autorità ha richiesto al Dipartimento Energia del Politecnico di Milano l'elaborazione di una proposta 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, con particolare riferimento ai costi di esercizio e di combustibile (ove presenti);
- all'analisi in relazione all'ampiezza degli scaglioni progressivi che potrebbero essere definiti al fine di garantire, per ciascuna fonte, la copertura 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: Rapporto del Politecnico), riportato in Allegato A, costituisce il punto di partenza per il presente documento per la consultazione. 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 per la consultazione, ci si riferisce esclusivamente ai costi di gestione.

Come già definito nelle precedenti deliberazioni, i prezzi minimi garantiti devono 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, per alcune fonti e tipologie impiantistiche, potrebbero risultare elevati rispetto ai prezzi di mercato dell'energia elettrica. Pertanto si ritiene opportuno procedere alla definizione dei prezzi minimi garantiti partendo dai costi di gestione delle singole tipologie e fonti, come individuati nel Rapporto del Politecnico e applicando a essi una maggiorazione pari all'8% (pari al valore della maggiorazione utilizzata ai fini della definizione dei prezzi minimi garantiti già previsti dalla deliberazione ARG/elt 103/11) necessaria al fine di tenere conto delle oscillazioni dei costi di gestione effettivi rispetto a quelli medi assunti come riferimento nel medesimo Rapporto.

S1. Si ritiene opportuno confermare la maggiorazione, pari all'8%, già definita con la deliberazione ARG/elt 103/11? Quale altra maggiorazione appare preferibile? Perché?

Inoltre, così come già attualmente previsto, nei casi in cui emerge che i costi di gestione incidono significativamente sul costo complessivo di produzione dell'energia elettrica soprattutto per produzioni limitate, si ritiene opportuno mantenere l'utilizzo degli scaglioni progressivi già definiti con la deliberazione ARG/elt 103/11 che permettono di tenere conto dell'effetto scala.

S2. Si ritiene opportuno mantenere l'utilizzo degli scaglioni progressivi già definiti con la deliberazione ARG/elt 103/11? Quali altri scaglioni progressivi potrebbero essere definiti?

Infine, a differenza di quanto previsto con la deliberazione ARG/elt 103/11 (si veda quanto descritto nel paragrafo 2.1), si ritiene opportuno definire, per ogni fonte, i rispettivi prezzi minimi garantiti che riflettano i reali costi di esercizio e di combustibile (comprensivi della maggiorazione sopra descritta necessaria al fine di tenere conto delle oscillazioni dei costi di gestione effettivi rispetto a quelli medi) e non più anche un prezzo minimo garantito di base che non è rappresentativo dei costi di gestione. Ciò appare coerente con le finalità dei prezzi minimi garantiti, richiamate al paragrafo 3.1.

Inoltre, si ricorda che l'articolo 7 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07 già prevede:

- al comma 7.2, che i prezzi minimi garantiti siano riconosciuti dal GSE su richiesta del produttore in alternativa ai prezzi zionali orari. Pertanto il produttore, qualora lo ritenesse più conveniente, può richiedere che per l'energia elettrica immessa vengano riconosciuti esclusivamente i prezzi zionali orari;
- al comma 7.4, 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 zionali orari e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosca, a conguaglio, i prezzi zionali orari. Pertanto il produttore ha la certezza di avere sempre il massimo tra il ricavo ottenibile con i prezzi minimi garantiti e con i prezzi zionali orari.

S3. Tenendo conto che i prezzi minimi garantiti, vista la loro finalità, sono correlati ai reali costi di esercizio e di combustibile, si ritiene opportuno non prevedere un prezzo minimo garantito di base? Se no, perché?

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

Dal Rapporto del Politecnico emerge che, salvo il caso molto particolare di impianti alimentati da biogas da discarica, i costi di produzione dell'energia elettrica relativi alle biomasse solide, alle biomasse liquide e ai biogas da fermentatori anaerobici sono piuttosto elevati per la concomitanza di vari fattori, tra cui elevati costi di investimento, rendimenti energetici generalmente modesti, significativa incidenza dei costi del combustibile i cui prezzi sono peraltro molto volatili.

Inoltre si osserva che:

- gli impianti alimentati da biomasse solide, biomasse liquide e biogas da fermentatori anaerobici di potenza fino a 1 MW che attualmente accedono al ritiro dedicato non sono molto numerosi e di conseguenza l'energia elettrica ammessa ai prezzi minimi garantiti è molto ridotta (si veda il paragrafo 2.2); ciò poiché gli impianti di nuova realizzazione accedono alle tariffe fisse onnicomprensive;
- i costi di gestione, ivi inclusi i costi di combustibile, dipendono prevalentemente dal tipo di alimentazione e dai costi di manutenzione; nel caso degli impianti alimentati da biomasse solide il costo della biomassa può variare significativamente sia nel tempo sia in base alla regione considerata;
- 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;
- 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 e non sono quasi mai caratterizzati da una vera e propria "filiera corta" poiché richiedono interventi di raffinazione e la loro resa energetica globale è inferiore;
- rispetto ai costi di produzione utilizzati ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11, sono state evidenziate variazioni significative del costo del combustibile che è progressivamente aumentato, soprattutto nel caso di biocombustibili liquidi, inizialmente più economici; nel caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici che utilizzano prodotti agricoli, esclusivamente o insieme a liquami, si è rilevato un aumento dei costi di fornitura dei prodotti agricoli e sono stati evidenziati significativi costi relativi alla manutenzione straordinaria.

Ai fini del presente documento, come già detto nel paragrafo 3.1, si considerano solo le risorse marginali che non potrebbero essere diversamente utilizzate⁵. Al riguardo, si osserva che:

- i biocombustibili liquidi sono prodotti relativamente pregiati che appaiono più indicati per l'utilizzo in 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 marginali;
- le biomasse solide potrebbero essere utilizzate per generare energia termica, come peraltro previsto dal Piano di Azione Nazionale, e pertanto non possono essere considerate risorse marginali;
- può essere considerato risorsa marginale il biogas derivante da FORSU o da liquami piuttosto che il biogas derivante da fermentazione anaerobica di biomasse solide, ivi inclusi prodotti agricoli, che potrebbero essere destinate ad altri utilizzi, anche se gli impianti alimentati da biogas da FORSU o da liquami potrebbero necessitare il contestuale utilizzo di altro biogas per garantire il funzionamento dell'impianto.

Le considerazioni sopra esposte conducono a:

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.

- non introdurre distinzioni, ai fini della definizione dei prezzi minimi garantiti, tra biomasse solide, biomasse liquide e biogas da fermentatori anaerobici, come già nella deliberazione ARG/elt 103/11;
- valutare il costo medio di gestione sulla base della media aritmetica tra i costi di gestione degli impianti di taglia più ridotta alimentati da biogas da fermentatori anaerobici presentati nel Rapporto del Politecnico che utilizzano prevalentemente liquami (escludendo il costo di gestione negativo che rappresenta un caso molto particolare)⁶. Tale costo medio di gestione è approssimabile in circa 83 €/MWh;
- definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi e pari a 89,6 €/MWh, applicando una maggiorazione dell'8% al costo medio di cui al precedente alinea.

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 44 €/MWh⁷; pertanto, si ritiene opportuno definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi come già nella deliberazione ARG/elt 103/11, pari a 47,5 €/MWh, applicando una maggiorazione dell'8% al predetto costo medio.

Impianti eolici

Dal Rapporto del Politecnico per gli impianti eolici emergono costi di gestione prossimi a quelli utilizzati ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11; in particolare, emerge mediamente un costo di gestione prossimo a 44 €/MWh⁸, mentre solo nel caso di impianti di taglia molto limitata i costi di gestione sono compresi tra 41 €/MWh e 87 €/MWh (ma quest'ultimo valore appare poco rappresentativo). Pertanto, si ritiene opportuno definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi come già nella deliberazione ARG/elt 103/11, pari a 47,5 €/MWh, applicando una maggiorazione dell'8% al predetto costo medio di gestione.

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 (impianti domestici di potenza installata fino a 3 kW). Il Rapporto del Politecnico rileva anche che, rispetto ai costi di produzione utilizzati ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11, è possibile osservare una riduzione, maggiormente marcata soprattutto nel caso degli impianti di potenza compresa tra 40 kW e 100 kW, dei costi operativi (costituiti principalmente da assicurazione e manutenzione).

È opportuno che i prezzi minimi garantiti vengano applicati a impianti che immettono in rete la maggior parte dell'energia elettrica prodotta e non a impianti realizzati ai fini dell'autoconsumo, che già accedono ai benefici derivanti dalla produzione in loco dell'energia elettrica consumata. Inoltre, si rileva che la quasi totalità degli impianti di piccola taglia (in particolare gli impianti domestici) accedono allo scambio sul posto e quindi non hanno diritto ai prezzi minimi garantiti. Pertanto, ai fini della definizione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti fotovoltaici si ritiene opportuno fare riferimento agli impianti di potenza superiore a 20 kW.

⁶ In particolare sono stati assunti come riferimento gli impianti da 88 kW e da 89 kW alimentati da letame e liquami (con e senza additivi).

⁷ Tale valore è calcolato come media aritmetica dei costi di gestione riportati, per l'anno 2012, nel Rapporto del Politecnico, con riferimento agli impianti di potenza fino a 1 MW.

⁸ Tale valore è calcolato come media aritmetica dei costi di gestione riportati, per l'anno 2012, nel Rapporto del Politecnico, con riferimento agli impianti di potenza fino a 1 MW.

Considerando quanto sopra descritto, gli impianti fotovoltaici presentano costi di gestione mediamente pari a 35 €/MWh⁹. Pertanto, si ritiene opportuno definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi (a differenza della deliberazione ARG/elt 103/11), pari a 37,8 €/MWh, applicando una maggiorazione dell'8% al predetto costo medio di gestione.

Impianti idroelettrici

Dal Rapporto del Politecnico emerge che i costi di gestione sono rilevanti solo nel caso di impianti di piccola – media taglia e che tali costi hanno presentato un aumento tra 4 e 15 €/MWh rispetto ai costi di produzione utilizzati ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11 (ad eccezione del caso degli impianti con potenza di concessione pari a 50 kW per i quali si è avuta una riduzione pari a 3 €/MWh). In particolare, l'aumento dei costi di gestione è dovuto:

- ai canoni relativi alle concessioni idroelettriche, differenziati tra le diverse Regioni, in particolare per gli impianti aventi potenza di concessione compresa tra 100 kW e 1 MW;
- ai costi di personale, ai costi di assicurazione e ai costi relativi alla tassazione sull'immobile (precedentemente ICI, ora IMU), per tutti gli impianti aventi potenza di concessione fino a 1 MW;
- ai costi relativi alla manutenzione, in particolare per impianti aventi potenza di concessione compresa tra 400 kW e 1 MW.

Non si ritiene condivisibile continuare ad aggiornare, in aumento, i prezzi minimi garantiti a seguito dell'aumento dei canoni relativi alle concessioni idroelettriche nonché ai costi relativi alla tassazione sull'immobile, per evitare di utilizzare la componente tariffaria A₃ per coprire continui incrementi delle tassazioni. Si ritiene più opportuno che tali tassazioni siano riviste qualora ritenute eccessive in relazione ai ricavi derivanti ai produttori per la vendita dell'energia elettrica.

Per questo motivo, si ritiene opportuno ridefinire i prezzi minimi garantiti sulla base dei costi operativi (comprensivi dei canoni e delle tassazioni sull'immobile) riportati nel Rapporto del Politecnico e, al tempo stesso, prevedere che la parte di tali prezzi a copertura di canoni e tassazioni non sia più oggetto di ulteriori revisioni in aumento (ma solo, eventualmente, in riduzione) per i prossimi anni.

S4. Si ritiene opportuno prevedere che, per gli impianti idroelettrici, la parte dei prezzi minimi garantiti a copertura di canoni e tassazioni non sia più oggetto di ulteriori revisioni in aumento (ma solo, eventualmente, in riduzione) per i prossimi anni?

Tenendo conto di quanto sopra detto e del fatto che la struttura dei costi di gestione non appare mutata rispetto a quella riscontrata ai fini della deliberazione ARG/elt 103/11, si ritiene opportuno confermare gli scaglioni progressivi già individuati con la medesima deliberazione, associando a tali scaglioni progressivi i seguenti costi medi di gestione:

- fino a 250.000 kWh annui, 138 €/MWh¹⁰;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 95 €/MWh¹¹;

⁹ Tale valore è calcolato come media aritmetica dei costi di gestione riportati, per l'anno 2012 e 2013, nel Rapporto del Politecnico, con riferimento agli impianti di potenza superiore a 20 kW (per i motivi indicati nel testo) e fino a 1 MW.

¹⁰ Il costo medio di gestione proposto è il costo medio ipotizzato per un impianto idroelettrico avente potenza di concessione di 50 kW con un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a 5.000 che, pertanto, produce 250.000 kWh annui.

¹¹ 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 potenza di concessione 100 kW è mediamente pari a 115 €/MWh. Poiché per tale impianto è stato considerato un numero medio di ore annue di funzionamento pari a 5.000, il costo medio di gestione di 115 €/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 138 €/MWh per i primi 250.000 kWh annui e, conseguentemente, in misura pari a 95 €/MWh per i successivi 250.000 kWh annui.

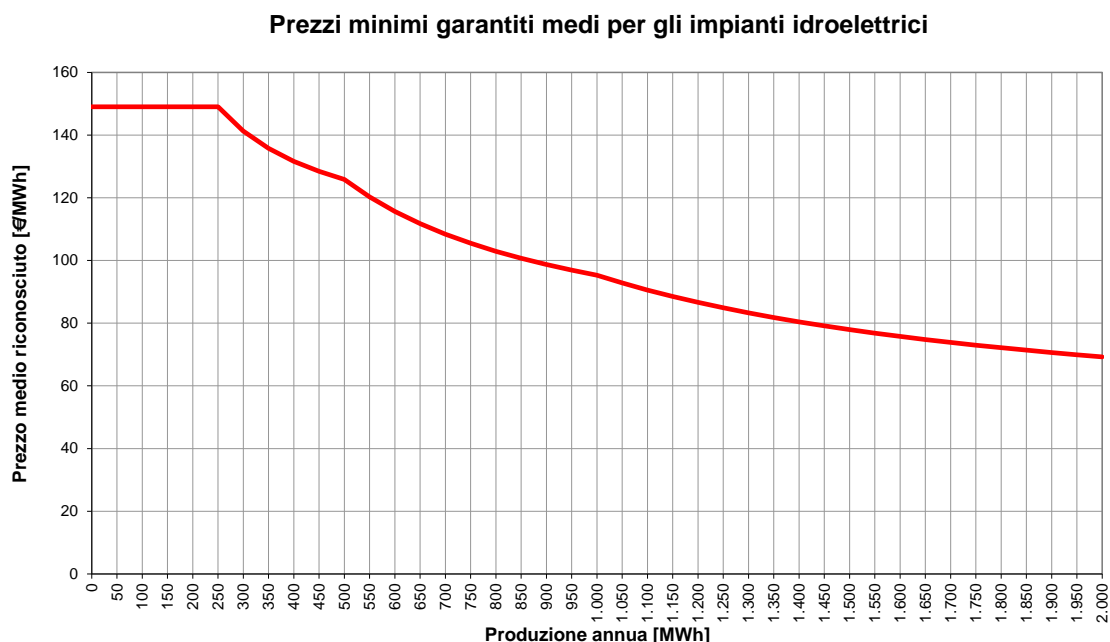
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 60 €/MWh¹²;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 40 €/MWh¹³.

Tutti i costi operativi sopra descritti presentano una quota relativa ai canoni per le concessioni idroelettriche e alla tassazione sull'immobile pari mediamente a 25 €/MWh (che, per quanto sopra detto, non sarà oggetto di ulteriore aggiornamento automatico né di ulteriore ridefinizione in aumento).

Applicando una maggiorazione dell'8% ai costi sopra descritti, si ottengono i seguenti prezzi minimi garantiti:

- fino a 250.000 kWh annui, 149,0 €/MWh;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 102,6 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 64,8 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 43,2 €/MWh.

La figura 3 evidenzia i prezzi minimi garantiti medi che verrebbero conseguentemente riconosciuti per impianti idroelettrici di potenza fino a 1 MW e limitatamente ai primi 2.000 MWh annui.



- figura 3 -

¹² 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 potenza di concessione 200 kW è mediamente pari a 88 €/MWh. Poiché per tale impianto è stato considerato un numero medio di ore annue di funzionamento pari a 5.000, il costo medio di gestione di 88 €/MWh è associato a una produzione di 1.000.000 kWh all'anno. Per effetto degli scaglioni progressivi, tali costi medi verrebbero attribuiti in misura pari a 138 €/MWh per i primi 250.000 kWh annui, in misura pari a 95 €/MWh per i successivi 250.000 kWh annui, e, conseguentemente, in misura pari a 60 €/MWh per i successivi 500.000 kWh annui.

¹³ 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 potenza di concessione 400 kW è mediamente pari a 64 €/MWh. Poiché per tale impianto è stato considerato un numero medio di ore annue di funzionamento pari a 5.000, i costi medi di gestione di 64 €/MWh sono associati a una produzione di 2.000.000 kWh all'anno. Per effetto degli scaglioni progressivi, tali costi medi verrebbero attribuiti in misura pari a 138 €/MWh per i primi 250.000 kWh annui, in misura pari a 95 €/MWh per i successivi 250.000 kWh annui, in misura pari a 60 €/MWh per i successivi 500.000 kWh e, conseguentemente, in misura pari a 40 €/MWh per i successivi 1.000.000 kWh annui.

Impianti geotermoelettrici

Dai dati del GSE risulta che, nell'anno 2012, era presente un solo impianto geotermoelettrico, di potenza pari a 160 kW, con accesso ai prezzi minimi garantiti. Il Rapporto del Politecnico analizza solo impianti geotermoelettrici di potenza superiore a 1 MW, non disponendo di dati specifici per gli impianti di taglia minore. Si rileva tuttavia che i costi di gestione riportati per gli impianti geotermoelettrici appaiono piuttosto contenuti, anche per l'assenza di un costo del combustibile.

Non disponendo però di dati specifici, si ritiene opportuno attribuire agli impianti geotermoelettrici di potenza fino a 1 MW il medesimo costo di gestione rilevato per gli altri impianti termoelettrici al netto del costo del combustibile¹⁴, pari circa a 46 €/MWh. Pertanto, si ritiene opportuno definire un prezzo minimo garantito non differenziato per scaglioni progressivi come già nella deliberazione ARG/elt 103/11, pari a 49,7 €/MWh, applicando una maggiorazione dell'8% al predetto costo medio di gestione.

Impianti alimentati dalle altre fonti

Dai dati del GSE, emerge che, ad oggi, non esistono impianti di potenza nominale fino a 1 MW alimentati da fonti diverse da quelle sopra descritte per le quali sono stati applicati i prezzi minimi garantiti. In assenza di dati più specifici, si ritiene comunque opportuno attribuire a tali fonti il valore del minore prezzo minimo garantito definito per le fonti sopra descritte pari a 37,8 €/MWh (valore del prezzo minimo garantito definito per gli impianti fotovoltaici).

S5. *Quali altre considerazioni, ulteriori rispetto a quelle già riportate, potrebbero essere presentate in merito alla ridefinizione dei prezzi minimi garantiti? Perché?*

3.3 Applicazione dei prezzi minimi garantiti agli impianti che non accedono al ritiro dedicato

Al fine di consentire una maggiore apertura del mercato, si ritiene opportuno che i vantaggi relativi ai prezzi minimi garantiti si possano applicare anche all'energia elettrica immessa in rete da impianti che non accedono al ritiro dedicato.

In particolare, si ritiene opportuno che tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che hanno diritto ad accedere al ritiro dedicato possano godere dei benefici derivanti dai prezzi minimi garantiti anche qualora scegliessero di destinare la propria energia elettrica immessa a un trader o accedendo direttamente alla Borsa Elettrica. In tali casi, occorrerebbe siglare una convenzione con il GSE sulla base della quale venga erogata a conguaglio, su base annuale, la differenza, se positiva, tra:

- il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica immessa (limitatamente ai primi due milioni di kWh) e
- il prodotto tra il prezzo zonale orario e la medesima quantità di energia elettrica immessa di cui al precedente alinea.

Si ritiene che la suddetta previsione sia coerente con il dettato dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 387/03 in quanto tale articolo si limita a individuare gli impianti che possono beneficiare del ritiro dedicato, demandando all'Autorità le modalità applicative.

S6. *Si ritiene opportuno prevedere che il beneficio dei prezzi minimi garantiti possa trovare applicazione anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili che non accedono al ritiro dedicato? Quali criticità si potrebbero presentare?*

¹⁴ In particolare, si potrebbe assumere come riferimento il costo operativo dell'impianto alimentato da liquami di potenza pari a 88 kW, pari a 46 €/MWh.

3.4 Modalità di aggiornamento e decorrenza dei prezzi minimi garantiti

Si ritiene opportuno che, fino ad una successiva ridefinizione sulla base di nuove analisi dei costi di gestione e dei combustibili (indicativamente su base triennale), i prezzi minimi garantiti, così come attualmente previsto dalla deliberazione 280/07, 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 appare coerente con il fatto che i costi definiti nel Rapporto del Politecnico non includono il tasso d'inflazione.

Si ritiene opportuno altresì che i nuovi prezzi minimi garantiti si applichino a decorrere dall'1 gennaio 2014, in sostituzione di quelli attualmente vigenti (riportati nella tabella 1). In particolare, i valori dei prezzi minimi garantiti applicati nell'anno 2014 sono i valori riportati nei precedenti paragrafi (riferiti all'anno 2013), aggiornati applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat per l'anno 2013, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale, secondo quanto sopra descritto.

Si evidenzia che nel caso degli impianti idroelettrici viene aggiornata, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat per l'anno 2013, solo la quota dei valori dei prezzi minimi garantiti eccedente i 25 €/MWh. Tale disposizione si rende necessaria per le motivazioni precedentemente esposte al fine di non aumentare l'impatto dei prezzi minimi garantiti in capo alla componente tariffaria A₃ a seguito di aumenti di natura fiscale per gli impianti idroelettrici (canoni relativi alle concessioni idroelettriche e IMU).

S7. Quali altre indicazioni potrebbero essere presentate in relazione alle modalità di aggiornamento annuale dei prezzi minimi garantiti? Perché?

3.5 Sintesi degli orientamenti presentati, decorrenza, modalità di aggiornamento

La tabella 2 sintetizza, per le diverse fonti e le diverse taglie, gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione e, in particolare, riporta i valori dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2014.

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2014: tabella di sintesi

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito (*)
		[€/MWh]
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	89,6*(1+ FOI 2013/100)
Biogas da discarica	fino a 2.000.000 kWh	47,5*(1+ FOI 2013/100)
Eolica	fino a 2.000.000 kWh	47,5*(1+ FOI 2013/100)
Solare fotovoltaico	fino a 2.000.000 kWh	37,8*(1+ FOI 2013/100)
Idrica	fino a 250.000 kWh	(149,0-25)*(1+ FOI 2013/100)+25
	oltre 250.000 kWh e fino a 500.000 kWh	(102,6-25)*(1+ FOI 2013/100)+25
	oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	(64,8-25)*(1+ FOI 2013/100)+25
	oltre 1.000.000 kWh e fino a 2.000.000 kWh	(43,2-25)*(1+ FOI 2013/100)+25
Geotermica	fino a 2.000.000 kWh	49,7*(1+ FOI 2013/100)
Fonti diverse dalle altre	fino a 2.000.000 kWh	37,8*(1+ FOI 2013/100)

(*) Con il termine "FOI 2013" si intende il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat nell'anno 2013.

- tabella 2 -

S8. Quali altri elementi potrebbero essere opportunamente considerati ai fini della quantificazione dei prezzi minimi garantiti? Perché?

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 280/07, secondo cui, i valori estremi che individuano ciascuno scaglione progressivo 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.

Si noti che i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti, per alcune fonti e scaglioni, sono molto inferiori rispetto a quelli oggi vigenti. Tale modifica è, in prevalenza, conseguenza dell'eliminazione, per i motivi sopra indicati, del prezzo minimo garantito di base¹⁵.

Si evidenzia infine che, gli orientamenti presentati nel presente documento, qualora confermati, potrebbero comportare una riduzione dell'impatto dei prezzi minimi garantiti sulla componente tariffaria A₃ di circa il 60%.

¹⁵ Fatte salve le ulteriori considerazioni, già espresse nel presente documento, relative alle risorse marginali (nel caso di impianti alimentati da biogas bioliquidi e biomasse) e relative al riferimento ai soli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW.