

Atto n. 26/07

**REVISIONE DELLE MODALITÀ E DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE
PER IL RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA AI SENSI
DELL'ARTICOLO 13, COMMI 3 E 4, DEL DECRETO LEGISLATIVO 29
DICEMBRE 2003, N. 387, E DEL COMMA 41 DELLA LEGGE 23 AGOSTO
2004, N. 239**

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica*

4 luglio 2007

Premessa

Il raggiungimento della completa liberalizzazione del mercato elettrico, unitamente al ruolo assegnato in tale ambito alle imprese distributrici dalla direttiva n. 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, rendono necessario procedere alla revisione delle modalità e delle condizioni per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04, attualmente regolate dalle disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 febbraio 2005, n. 34/05 (di seguito: deliberazione n. 34/05).

Infatti, a partire dall'1 luglio 2007, il ruolo delle imprese distributrici sarà sempre più focalizzato sull'attività di distribuzione venendo meno, nel contempo, il mercato vincolato e i meccanismi che regolano l'approvvigionamento elettrico per tale bacino di clienti. Pertanto, il nuovo assetto di mercato non rende più disponibili gli strumenti posti alla base dell'attuale regime di ritiro di cui al decreto legislativo n. 387/03. Nel contempo, l'attuale regime stabilito dalla deliberazione n. 34/05 reca elementi di incentivazione non espressamente previsti dal predetto decreto legislativo che potrebbero essere rivisti alla luce del fatto che l'Autorità, pur dovendo mantenere profili di rilevante semplificazione nell'ambito del regime di ritiro in questione, è intitolata a stabilire modalità e condizioni per il regime predetto sulla base unicamente di condizioni di mercato.

L'Autorità intenderebbe, pertanto, rivedere l'attuale regime di ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04 con l'obiettivo di rendere coerente tale regime con l'evoluzione dell'assetto del mercato elettrico e di:

- *semplificare, per i produttori, le modalità di cessione dell'energia elettrica, gestendo nell'ambito di una convenzione unica sia la commercializzazione dell'energia elettrica sia l'accesso alla rete (trasporto e dispacciamento);*
- *valorizzare l'energia elettrica ritirata coerentemente con la valorizzazione dell'energia elettrica effettuata dal mercato;*
- *allocare il più efficientemente possibile i costi connessi all'accesso al sistema elettrico dell'energia elettrica ritirata.*

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti prima che l'Autorità proceda alla definizione dei provvedimenti in materia.

Osservazioni e suggerimenti devono pervenire all'Autorità, per iscritto, entro il 17 settembre 2007.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Direzione Mercati

Unità Fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale

Piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 02.655.65.336/387

fax 02.655.65.222

e-mail: mercati@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

1. Attuale quadro normativo di riferimento

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) purché nella titolarità di un autoproduttore, come definito dall'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99.

E' esclusa dal regime dedicato l'energia elettrica ceduta alla società Gestore dei servizi elettrici - 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, potenziata 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 mercato¹.

Il comma 1120 della legge n. 296/06 (cd. legge finanziaria 2007)² ha successivamente apportato, a decorrere dall'1 gennaio 2007, alcune modifiche alla normativa esistente, sulla base delle quali:

- l'energia elettrica prodotta dalla parte non biodegradabile dei rifiuti non ha diritto allo stesso trattamento previsto per le fonti rinnovabili;
- le eccedenze da impianti alimentati da fonti assimilate di potenza maggiore o uguale a 10 MVA non possono rientrare nel regime di ritiro dedicato.

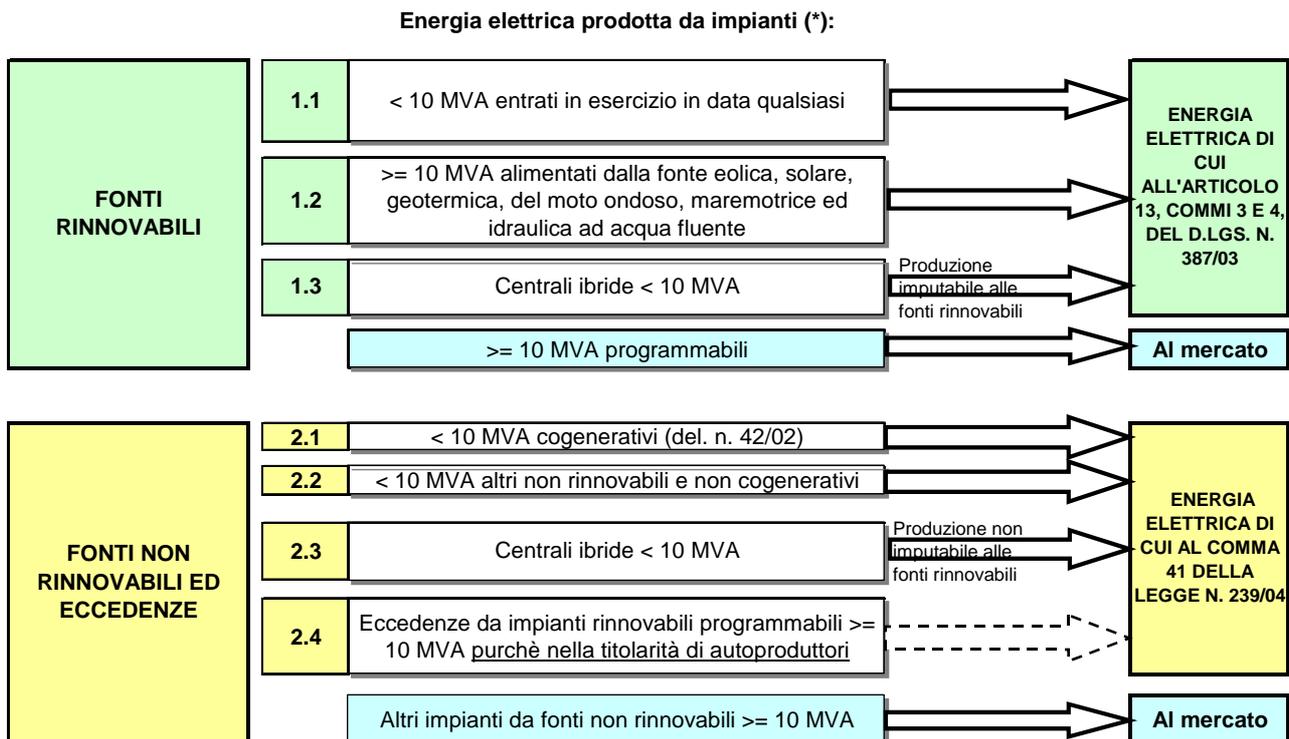
Nella tavola 1 è indicata la segmentazione delle diverse tipologie di impianti, distinguendo tra fonti rinnovabili, come individuate dall'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, e fonti non rinnovabili, come individuate dal comma 41 della legge n. 239/04.

¹ È da osservare che il regime di ritiro dedicato ha rappresentato una rilevante modifica del quadro normativo preesistente in materia di ritiro dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ove l'obbligo di ritiro dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate era posto in capo ad un unico soggetto a livello nazionale e non ai singoli gestori di rete.

² 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.

Tipologie di energia individuate dall'articolo 13 del decreto legislativo n. 387/03 e dal comma 41 della legge n. 239/04



(*) Al netto delle cessioni nell'ambito delle convenzioni di cessione destinata richiamate all'art. 13, c. 3, del d.lgs. n. 387/03 e su richiesta del produttore al gestore di rete.

- Tavola 1: segmentazione delle diverse tipologie di impianti ammessi al ritiro dedicato di energia elettrica -

2. La deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/05

Con la deliberazione 23 febbraio 2005, n. 34/05, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 34/05), l'Autorità ha definito le modalità per il ritiro dedicato prevedendo disposizioni di carattere tecnico ed economico per l'attuazione delle relative disposizioni di legge alla luce dell'assetto del sistema elettrico e dello stato di evoluzione della normativa adottata dalla medesima Autorità. In particolare, l'attuale deliberazione n. 34/05 prevede che:

- a) il **sogetto che effettua il ritiro dedicato** sia:
 - l'impresa distributrice se l'impianto è connesso alla rete della medesima impresa;
 - Terna se l'impianto è connesso alla rete di trasmissione nazionale;
 - nei casi in cui l'impianto sia connesso a reti elettriche il cui gestore non è titolare di concessione di distribuzione o di trasmissione, il gestore di tale rete;
 - il GSE nel caso in cui il ritiro dedicato si applichi all'energia elettrica eccedentaria rispetto alle convenzioni di cessione pluriennale, fino alla scadenza delle medesime convenzioni, qualunque sia la loro durata;
- b) l'**accesso al regime di ritiro dedicato** sia a titolo oneroso mediante l'applicazione dei seguenti corrispettivi:
 - 120 euro/anno;
 - 0,5% del valore dell'energia ritirata su base annua fino a un massimo di 3.500 euro;
- c) per quanto riguarda le **condizioni economiche di ritiro** dell'energia elettrica, il sogetto che effettua il ritiro dedicato riconosca ai produttori:

- nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA e di potenza qualsiasi se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.1³, del Testo integrato⁴ (applicato sulla base delle fasce orarie o indifferenziato per fascia a scelta del produttore);
 - nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e nel caso di impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili, ad eccezione delle centrali ibride, limitatamente ai primi due milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto, prezzi minimi garantiti⁵ (oltre i primi due milioni di kWh annui, si applica il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.1, del Testo integrato per fasce orarie o indifferenziato);
 - nel caso di impianti di cogenerazione di potenza inferiore a 10 MVA che soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02, il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.1, del Testo integrato (applicato sulla base delle fasce orarie);
 - nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA non alimentati da fonti rinnovabili e che non soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02, oltre che nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza maggiore o uguale a 10 MVA, nella titolarità di autoproduttori, che cedono le eccedenze, il cosiddetto PUN nelle ore *off-peak*⁶;
- d) il **servizio di dispacciamento in immissione** sia erogato direttamente al soggetto produttore (o al soggetto che effettua il ritiro nel caso in cui il produttore scelga di avvalersi di tale soggetto anche per l'accesso ai servizi di sistema⁷) secondo un regime di particolare semplificazione e agevolazione, segnatamente⁸:
- per gli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW è prevista l'esenzione dalla stipula del contratto di dispacciamento;
 - i programmi di immissione devono essere trasmessi a Terna solo nel caso di impianti rilevanti (cioè di potenza superiore a 10 MVA);

³ La deliberazione n. 34/05 prevedeva inizialmente che il gestore di rete riconoscesse ai produttori un prezzo pari a quello di cui all'articolo 30, comma 30.1, lettera a), del Testo integrato. L'articolo 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, ha poi disposto che l'Autorità, nel determinare le modalità di ritiro dell'energia elettrica, garantisca comunque che il parametro di remunerazione dell'energia elettrica ritirata sia, su richiesta del produttore, una delle seguenti alternative:

- il prezzo definito all'articolo 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del Testo integrato;
- il prezzo unico, determinato dalla media ponderata sul fabbisogno del mercato vincolato, dei valori per fascia oraria così come individuati all'articolo 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del Testo integrato.

L'Autorità ha presentato ricorso avverso l'articolo 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005 innanzi al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio (di seguito: TAR Lazio); tale ricorso è stato respinto con sentenza del TAR Lazio n. 3017/2006, avverso la quale l'Autorità ha presentato appello dinanzi al Consiglio di Stato. Pertanto, come precisato nella deliberazione n. 318/06, il riconoscimento dell'intero prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.1, del Testo integrato (inclusivo quindi delle lettere a), b) e c)) avviene nelle more della definizione del giudizio avverso il citato decreto ministeriale, senza con ciò voler prestare acquiescenza alla sentenza del TAR Lazio n. 3017/2006.

⁴ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04.

⁵ I prezzi minimi garantiti si applicano per scaglioni progressivi.

⁶ Il PUN nelle ore *off-peak* è la media aritmetica mensile, del mese a cui si riferisce il ritiro dell'energia elettrica, dei valori orari del PUN, nelle sole ore denominate *off-peak*, definite come l'aggregato delle ore dei giorni festivi, del sabato, della domenica, delle ore tra le 0 e le 8 e delle ore tra le 20 e le 24 dei giorni dal lunedì al venerdì.

⁷ Tale avvalimento è a titolo oneroso secondo le medesime condizioni economiche indicate alla lettera b) e tale onere è in aggiunta a quello sostenuto per il ritiro dedicato.

⁸ L'accesso al servizio di dispacciamento in immissione include anche l'accesso al servizio di aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento la cui regolazione economica risulta assolto, nel regime di ritiro dedicato, dal versamento dei corrispettivi di cui alla precedente nota n. 7.

- i produttori che cedono l'energia elettrica ai gestori di rete non sono soggetti all'applicazione degli oneri di sbilanciamento;
 - per gli impianti di potenza fino a 1 MW è prevista l'esenzione dalla applicazione dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT), e per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e fino a 5 MW alimentati da fonti rinnovabili è prevista un'applicazione graduale;
 - per gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA è prevista l'applicazione di corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT) medi mensili, anziché orari, ferme restando le esenzioni di cui al precedente punto;
- e) il **servizio di trasporto per l'energia elettrica immessa** sia erogato direttamente al soggetto produttore (o al soggetto che effettua il ritiro sempre nel caso in cui il produttore scelga di avvalersi di tale soggetto anche per l'accesso ai servizi di sistema⁹) secondo le modalità stabilite nel Testo integrato per l'energia elettrica immessa¹⁰;
- f) l'**operatore di mercato cedente**, cioè il soggetto che colloca l'energia elettrica sul mercato sia sempre il gestore di rete¹¹;
- g) la **gestione tecnica della connessione** avvenga tenendo conto anche delle indicazioni contenute nello schema di convenzione allegato alla deliberazione n. 34/05.

L'Acquirente unico ha attualmente il ruolo di interfaccia unica e finale per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità definite dalla deliberazione n. 34/05.

Infatti, l'energia elettrica ritirata dai gestori di rete secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 34/05 viene commercialmente ceduta dai soggetti che effettuano il ritiro dedicato all'Acquirente unico che la valorizza al medesimo prezzo con il quale l'energia elettrica è ritirata dai gestori di rete, fatta eccezione per la quota di energia elettrica rientrante nel regime di prezzi minimi garantiti.

Nel caso di impianti che percepiscono i prezzi minimi garantiti, l'Acquirente unico riconosce ai soggetti che effettuano il ritiro dedicato solo il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.1, del Testo integrato. La differenza è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico ed alimentato dalla componente tariffaria A₃ che viene pagata dai clienti sia liberi che vincolati. Tale differenza, per l'anno 2006, è stata pari a circa 15 milioni di euro, circa lo 0,4% del fabbisogno complessivo del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate per l'anno 2006.

3. Orientamenti dell'Autorità in materia di ritiro dedicato a partire dall'1 gennaio 2008

3.1 Considerazioni di carattere generale

Il regime di ritiro dedicato regolato dalla deliberazione n. 34/05 ha trovato fondamento in una serie di elementi che, a partire dall'1 luglio 2007, in applicazione al decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, hanno subito mutamenti tali da determinare la necessità di pervenire alla definizione di nuove condizioni per il funzionamento di tale regime. Già con la segnalazione al Parlamento e al Governo in data 15 maggio 2007, atto n. 19/07, l'Autorità ha evidenziato alcuni elementi di

⁹ Il corrispettivo di cui alla nota n. 7 include anche dell'avvalimento del soggetto competente per il ritiro ai fini dell'accesso al servizio di trasporto.

¹⁰ Applicazione delle condizioni di cui all'articolo 17, comma 17.1, lettera b) – *riscossione dall'impresa distributrice della componente CTR nel caso di connessione alle reti di distribuzione in media e bassa tensione* – e delle condizioni di cui all'articolo 19 – *versamento a Terna del corrispettivo di trasmissione*.

¹¹ Tale condizione rappresenta un'ulteriore semplificazione per i produttori che si avvalgono del regime di ritiro dedicato, ai quali non viene mai richiesto un rapporto diretto con il mercato elettrico, coerentemente con il fatto che il regime di ritiro dedicato si pone quale modalità alternativa all'accesso diretto al mercato elettrico da parte del produttore.

importanza rilevante per l'attuazione da parte della medesima Autorità delle disposizioni di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e di cui al comma 41 della legge n. 239/04. In particolare, si ricorda che, in attuazione della Direttiva 2003/54/CE, dall'1 luglio 2007 tutti i clienti hanno acquisito indistintamente la qualifica di cliente idoneo, il ruolo delle imprese distributrici è focalizzato sull'attività di distribuzione e, nel contempo, si sta assistendo al venir meno del mercato vincolato e dei meccanismi che regolano l'approvvigionamento elettrico per tale bacino di clienti. Pertanto, appare opportuno che il ruolo di interfaccia commerciale nei confronti dei produttori ai fini del ritiro dedicato sia rivisto, prevedendo l'introduzione di una disciplina compatibile con l'attuale ruolo delle imprese distributrici, una valorizzazione dell'energia elettrica in linea con la valorizzazione del mercato elettrico e una efficiente allocazione degli oneri conseguenti all'accesso al mercato elettrico dell'energia elettrica ritirata. In particolare, poiché le imprese distributrici non svolgeranno più attività di commercializzazione dell'energia elettrica quali quelli precedentemente previsti nell'ambito del mercato vincolato, ai fini dell'applicazione dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04, è opportuno che il gestore di rete cui l'impianto è connesso (che nella maggior parte dei casi coincide con l'impresa distributtrice) si limiti a svolgere le funzioni di ritiro "fisico" dell'energia elettrica oltre che di rilevazione e registrazione delle misure.

S.1: si condivide la trasposizione, nell'ambito del ritiro dedicato, degli elementi già evidenziati dall'Autorità con la segnalazione del 15 maggio 2007? Quale altra trasposizione potrebbe apparire maggiormente coerente con le disposizioni di cui alla Direttiva 2003/54/CE?

3.2 Il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico

Per effetto della recente evoluzione normativa, l'Autorità ritiene che il gestore di rete cui l'impianto è connesso debba limitarsi al ritiro "fisico" dell'energia elettrica e alla rilevazione e registrazione della misura delle quantità di energia elettrica immesse in rete dall'impianto.

Occorre quindi individuare il soggetto che svolga il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico e le modalità secondo cui tale intermediazione viene svolta. Inoltre, al fine di semplificare il più possibile i rapporti commerciali tra i produttori e il sistema elettrico, si ritiene opportuno che il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico riguardi sia la compravendita dell'energia elettrica sia la gestione dell'accesso al sistema elettrico (vale a dire la gestione dei servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione).

L'Autorità ritiene che il soggetto più indicato per coprire il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico sia il GSE. Ciò in quanto il GSE:

- a seguito del DPCM 11 maggio 2004, ha assunto un ruolo prevalentemente rivolto alla gestione, alla promozione e all'incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione in Italia;
- ha già acquisito una considerevole esperienza nella gestione dell'energia elettrica ritirata nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, inclusa la cessione della medesima energia al mercato;
- cede già al mercato elettrico l'energia elettrica ritirata ai sensi dell'articolo 3, comma 3.11, della deliberazione n. 34/05 (eccedenze rispetto alle convenzioni Cip n. 6/92), come previsto dall'articolo 8 della deliberazione n. 112/06;
- il GSE ha accesso diretto al Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

La scelta di cui sopra è ritenuta coerente anche con le necessità di monitoraggio centralizzato dei flussi commerciali collegati al regime di ritiro dedicato.

In conseguenza di quanto sopra indicato, il **ruolo del GSE** sarebbe quello di:

- a) soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia sul mercato elettrico. Il GSE collocherebbe sul mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantirebbe il monitoraggio a livello nazionale;

b) utenti del dispacciamento in immissione e utenti del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori¹².

S.2: si condivide l'assegnazione al GSE del ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico? Quale altra scelta potrebbe essere preferibile? Per quali motivi?

3.3 Il rapporto tra il GSE e il sistema elettrico

Come già detto, per l'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04, si propone che il GSE sia utente del dispacciamento in immissione e operatore di mercato cedente. Pertanto, il GSE:

- colloca sul mercato tale energia elettrica e regola il dispacciamento in immissione con Terna, applicando la regolazione vigente incluse le successive modifiche;
- regola il trasporto con Terna e le imprese distributrici, applicando quanto previsto dagli articoli 17 e 19 del Testo integrato.

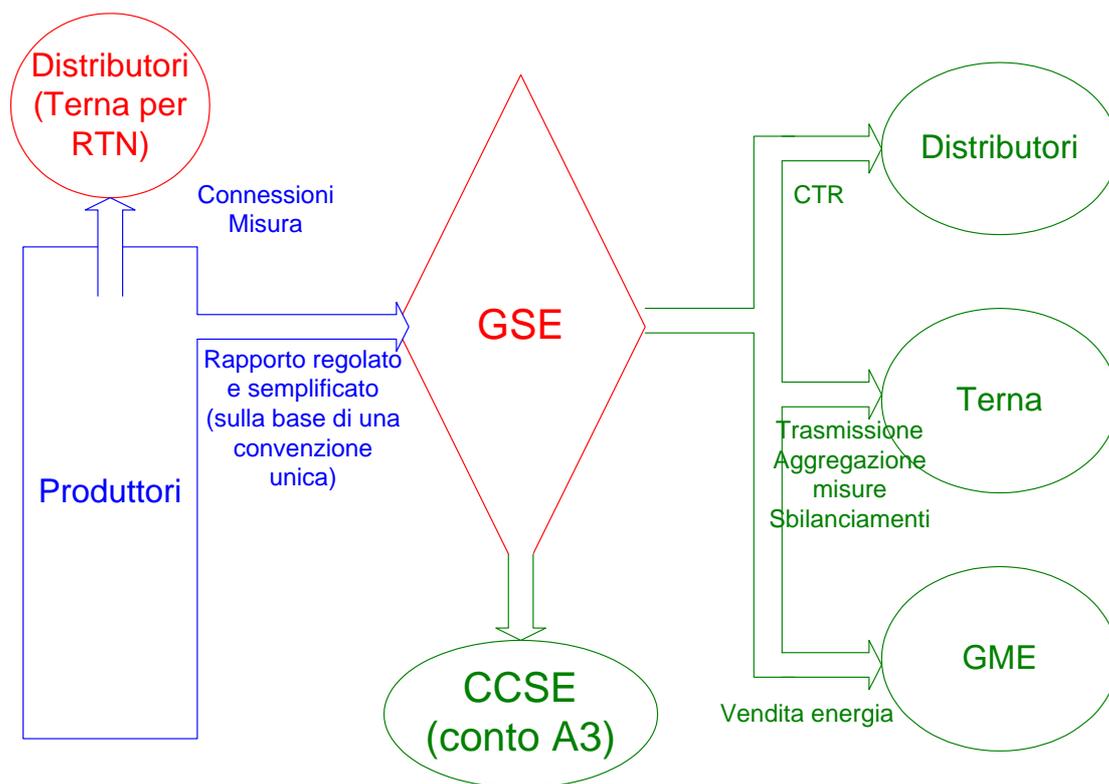
Per quanto riguarda il dispacciamento in immissione, si ritiene opportuno che il GSE, sulla base della normativa vigente, presenti offerte di vendita determinate a partire dai programmi formulati dai produttori.

Le differenze, positive o negative, ove presenti, tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia sul mercato vengono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da Cassa Conguaglio per il settore elettrico e alimentato dalla componente tariffaria A₃ o da un opportuno Conto costituito appositamente per il ritiro dedicato e alimentato da una nuova componente UC. Tali differenze rappresentano il costo che il ritiro dedicato dell'energia elettrica induce sul sistema elettrico e, come verrà meglio esplicitato nel paragrafo 3.4, sono fondamentalmente attribuibili alla diversa valorizzazione dell'energia elettrica e alle semplificazioni o ai premi previsti nell'ambito del contratto di dispacciamento in immissione.

Nella tavola 2 è riportato uno schema che illustra le interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti nel ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04.

S.3: si ritiene preferibile che la differenza tra i costi e i ricavi del GSE ai fini del ritiro dedicato sia posta a carico di un nuovo Conto appositamente gestito da Cassa Conguaglio per il settore elettrico?

¹² Il GSE non fungerebbe anche da utente della misura almeno per quanto riguarda la regolazione economica dell'attività di rilevazione e registrazione da parte dei gestori di rete che continuerebbe ad essere regolata direttamente tra produttore e distributore sulla base della normativa vigente.



- Tavola 2: interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti nel ritiro dedicato dell'energia elettrica -

3.4 Il rapporto tra GSE e produttore

3.4.1 Modalità di accesso al ritiro dedicato

Per quanto concerne le **modalità di accesso al regime di ritiro dedicato**, si ritiene opportuno prevedere che:

- il produttore avente titolo possa scegliere di avvalersi del ritiro dedicato presentando opportuna istanza al GSE;
- il produttore sia tenuto a registrarsi presso il GSE e a fornire i dati dell'impianto¹³ in un sistema informatico appositamente predisposto dal GSE compilando, inoltre, la richiesta di stipula di convenzione annuale (tacitamente rinnovabile)¹⁴;
- la convenzione di cui alla lettera precedente serva a regolare il ritiro commerciale dell'energia elettrica sostituendo ogni altro adempimento contrattuale relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto, ma non sostituisca gli adempimenti relativi alla connessione e alla conclusione del regolamento di esercizio dell'impianto né la regolazione relativa ad eventuali prelievi di energia elettrica effettuati dal produttore.

Al fine di evitare comportamenti opportunistici circa l'accesso al regime dedicato in ore vuote, riservando la parte residuale di energia elettrica prodotta direttamente al mercato, si ritiene opportuno prevedere che l'avvalimento di detto regime sia riferito all'intera quantità di energia

¹³ Tale adempimento andrebbe coordinato con gli adempimenti di cui all'articolo 8, comma 8.1, della deliberazione n. 89/07 in maniera tale che, ove già disponibili, i dati non debbano essere ricomunicati. Si pone, nel contempo il problema di come trasferire le informazioni dal GSE a Terna nei casi in cui un produttore aderisca al regime di ritiro dedicato senza mai essere stato tenuto all'applicazione delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 89/07. Per tali problematiche si rimanda a successive azioni volte al coordinamento tra Terna e il GSE.

¹⁴ Si ritiene, inoltre, opportuno che i produttori che già si stanno avvalendo della deliberazione n. 34/05 inseriscano direttamente i dati dei propri impianti, già riportati nelle convenzioni, nel portale informatico del GSE, senza prevedere ulteriori adempimenti in capo ai gestori di rete.

elettrica prodotta e immessa in rete (ad eccezione di quella ceduta nell'ambito di convenzioni di cessione pluriennali). Quindi un autoproduttore che autoconsuma solo in parte la propria produzione, può richiedere il ritiro dell'intera quantità di energia elettrica non autoconsumata e immessa in rete. Al fine di evitare comportamenti opportunistici circa la cessione al gestore di rete solo per una quota parte dell'anno (condizione tipica per la produzione di alcuni impianti alimentati da fonti rinnovabili che presenta andamento di tipo stagionale), si ritiene che il regime di ritiro dedicato debba riferirsi ad una durata almeno annuale.

3.4.2 Regolazione economica del ritiro dedicato

Le disposizioni di cui all'articolo 13 del decreto legislativo n. 387/03 e di cui al comma 41 della legge n. 239/04 stabiliscono che il regime di ritiro dedicato avvenga a condizioni di mercato.

Al fine della regolazione economica dell'energia elettrica ritirata, la deliberazione n. 34/05 ha considerato come riferimento il prezzo di cessione dall'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, definito dall'articolo 30, comma 30.1, del Testo integrato, prevedendo, inoltre, l'applicazione della componente CCT (fatta eccezione per alcune tipologie di impianti – cfr. paragrafo 2 del presente documento). Complessivamente, la somma algebrica tra il prezzo di cessione dall'Acquirente unico alle imprese distributrici e la componente CCT permette di ottenere un prezzo che approssima il prezzo medio zonale che si forma sul mercato del giorno prima.

Tenendo conto della completa apertura del mercato elettrico e della proposta di attribuire al GSE il ruolo di interfaccia unica e finale per il ritiro dell'energia elettrica, non è più possibile assumere come riferimento il prezzo di cessione dall'Acquirente unico alle imprese distributrici. Occorre quindi definire un nuovo riferimento di prezzo che sia coerente con le condizioni economiche di mercato.

In linea di principio, il prezzo riconosciuto ai produttori per l'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04 dovrebbe fare riferimento al prezzo che si forma sul mercato elettrico (prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore. Ciò consentirebbe di riflettere fedelmente le condizioni economiche di mercato e di evitare, conseguentemente, differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE con la vendita di tale energia sul mercato che, ove presenti, verrebbero compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

Volendo perseguire tale obiettivo, si propone che il GSE riconosca il prezzo zonale orario all'energia elettrica immessa in rete e ammessa al ritiro dedicato. Nel caso di produttori che non dispongano di misuratori orari dell'energia elettrica immessa in rete, si propone che il GSE riconosca un prezzo per fascia pari alla media aritmetica dei prezzi zionali orari delle ore relative ad ogni fascia. Ciò perché la deliberazione n. 118/03 prevede che l'energia elettrica immessa in rete da impianti che non dispongono di misuratori orari sia ripartita sulle ore che appartengono a ciascuna fascia secondo un profilo piatto.

Si precisa che, qualora si dovesse riconoscere il prezzo zonale orario, riflettendo fedelmente le condizioni economiche di mercato, verrebbero meno le distinzioni di prezzo tra fonti rinnovabili, cogenerazione ad alto rendimento e fonti non rinnovabili, attualmente previste dalla deliberazione n. 34/05.

Il riconoscimento del prezzo orario zonale sulla base del profilo effettivo di immissione in rete costituisce la modalità maggiormente aderente alle condizioni di mercato. L'applicazione di tale modalità nell'ambito del regime dedicato potrebbe, tuttavia, comportare difficoltà operative oltre che costituire un rilevante cambiamento rispetto alle modalità attuali di regolazione economica del ritiro dedicato. Nel contempo, bisogna considerare che il prezzo orario zonale può essere comunque percepito dai produttori qualora i medesimi scegliessero di partecipare direttamente al mercato. Alla

luce di quanto considerato, si potrebbe prevedere una soluzione alternativa alla precedente che si ispira alla disciplina attualmente in vigore e basata su un riconoscimento di prezzi medi mensili. Si tenga però conto che l'introduzione di riferimenti di prezzo diversi dal prezzo zonale orario potrebbe comportare l'insorgere di differenze, positive e negative, tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE con la vendita di tale energia sul mercato. Tali differenze dovrebbero trovare compensazione dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A₃.

Qualora si dovesse optare per una soluzione basata sulla definizione di prezzi medi mensili, il prezzo riconosciuto dal GSE ai produttori potrebbe essere assunto pari al prezzo zonale medio mensile determinato come media mensile, per zona e per fascia oraria, dei prezzi di vendita nel mercato del giorno prima ponderati sulla quantità oraria di energia elettrica venduta nella relativa zona.

S.4: per quanto sopra detto, si ritiene opportuno il riferimento al prezzo zonale orario (vds. articolo 6A dello schema di provvedimento)? Si ritiene invece preferibile, per semplicità, fare riferimento a soluzioni alternative semplificate basate sulla definizione di prezzi medi mensili (vds. articolo 6B dello schema di provvedimento)?

Come già previsto con la deliberazione n. 34/05, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica potrebbe essere applicato per fasce, nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili, e per fasce o unico indifferenziato (a scelta del produttore) nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

S.5: si ritiene preferibile che il prezzo unico non differenziato per fasce venga applicato, a scelta del produttore, solo nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili?

Infine, sempre nell'ambito del riconoscimento di prezzi medi mensili, si ritiene opportuno confermare quanto già previsto dalla deliberazione n. 34/05 per gli impianti alimentati da fonti non rinnovabili e non cogenerativi ad alto rendimento, per i quali il GSE riconoscerebbe quindi un prezzo pari al cosiddetto PUN nelle ore off-peak.

Nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, si ritiene infine opportuno tener conto delle peculiarità di impianti di particolari ridotte dimensioni caratterizzate da elevati costi di esercizio e manutenzione e limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh)¹⁵. Tale differenziazione è opportuna anche in ragione delle seguenti disposizioni normative:

- comma 3, lettera e), della legge n. 239/04¹⁶;
- articolo 16, comma 1, lettera g), del decreto legislativo n. 387/03¹⁷;

¹⁵ Impianti di ridottissime dimensioni che tipicamente sfruttano risorse rinnovabili diffuse sul territorio non altrimenti sfruttabili con altri mezzi.

¹⁶ Il comma 3, lettera e), della legge n. 239/04 recita: "Gli obiettivi generali di politica energetica del Paese, il cui conseguimento è assicurato sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dalle regioni e dagli enti locali, sono: e) perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse. La promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale".

¹⁷ L'articolo 16, comma 1, del decreto legislativo n. 387/03, nell'istituire l'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia, alla lettera g), prevede che vengano proposte "le misure e iniziative eventualmente necessarie per salvaguardare la produzione di energia elettrica degli impianti ... alimentati da fonti

- articolo 3, comma 2, della legge n. 481/95.

A tale scopo si propone 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, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano. I prezzi minimi garantiti non sono incentivi, non sono finalizzati al recupero dei costi di investimento (il che è prerogativa degli incentivi) e, come tali, si sommano ad incentivi eventualmente riconosciuti ai singoli impianti.

Nel fare ciò, l'Autorità intende tenere conto di quanto già previsto dalla deliberazione n. 34/05 e delle risposte pervenute nel corso della consultazione n. 6/07 avviata in data 7 febbraio 2007. In particolare, nel corso di quest'ultima, 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.

L'Autorità, volendo perseguire l'obiettivo di massima semplicità, ritiene opportuno confermare la presenza di prezzi minimi garantiti non differenziati tra le diverse fonti rinnovabili, nonché i valori attualmente applicati. In particolare, per l'anno 2007, i prezzi minimi garantiti sono pari a:

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

Inoltre, per consentire l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW al termine del periodo di erogazione degli incentivi, con particolare riferimento agli impianti con produzioni annue totali mediamente inferiori a 200 MWh e spesso caratterizzati da costi di esercizio particolarmente elevati, si propone di definire, solo per tali impianti, uno scaglione in più rispetto a quelli attualmente applicati.

Con questa ipotesi, per i soli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, che non stanno usufruendo di incentivi quali i certificati verdi o il conto energia e che non hanno usufruito di incentivi in conto capitale o in conto interessi negli ultimi 15 anni, si propone di definire i seguenti prezzi minimi garantiti, riferiti all'anno 2007:

- fino a 200.000 kWh annui, 102,4 €/MWh;
- da oltre 200.000 kWh 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.

S.6: si ritiene condivisibile, stante le considerazioni indicate, l'introduzione di un nuovo scaglione per gli impianti che non stanno usufruendo di incentivi e che non hanno usufruito di incentivi in conto capitale o in conto interessi negli ultimi 15 anni? Si ritiene congruo il periodo indicato pari a 15 anni? Quali altre esclusioni potrebbero essere definite?

rinnovabili non programmabili e degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, prodotta successivamente alla scadenza delle convenzioni richiamate all'articolo 13, commi 2 e 3, ovvero a seguito della cessazione del diritto ai certificati verdi”.

3.4.3 Regolazione del servizio di dispacciamento in immissione

Si ritiene opportuno introdurre degli strumenti che promuovano una corretta programmazione degli impianti di produzione di energia elettrica, seppur di piccola taglia. Ciò al fine di minimizzare l'impatto che la totale assenza di programmazione ha sul sistema elettrico, in termini di costi di dispacciamento. Si ritiene altresì opportuno che tali strumenti siano il più possibile di semplice applicazione per i produttori e che non siano penalizzanti per alcune tipologie impiantistiche (impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili). A tale fine, si potrebbe prevedere che (si vedano, per i dettagli, gli articoli 5, 8 e 9 dello schema di provvedimento):

a) per quanto riguarda i programmi di immissione:

- i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti non rinnovabili o da fonti rinnovabili programmabili (che, nell'ambito del ritiro dedicato sono tutti di potenza inferiore a 10 MVA) siano tenuti alla presentazione dei programmi di immissione al GSE. Tale adempimento potrebbe essere una facoltà (e non un obbligo) per i responsabili di impianti programmabili con potenza fino a 1 MW. Per questi impianti si ritiene opportuno definire opportuni corrispettivi di sbilanciamento, secondo quanto proposto alla lettera b);
- i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili debbano presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza maggiore o uguale di 10 MVA e possano presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza inferiore a 10 MVA. Per questi impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili si propone di definire dei premi, espressi in termini di aumento percentuale del prezzo di ritiro dell'energia elettrica, da riconoscere qualora gli sbilanciamenti non superino mensilmente una percentuale (da definire) del programma di immissione. Ciò al fine di promuovere la trasmissione dei programmi, corrispondenti alle previsioni di immissione riferite ad impianti che, seppur alimentati da una fonte classificata come non programmabile, in realtà sarebbero nella condizione di prevedere con un buon grado di attendibilità, il giorno prima per il giorno dopo, il livello di produzione. Si tenga conto che, al momento, la deliberazione n. 111/06 non prevede alcun orientamento alla trasmissione dei programmi, o previsioni, di immissione da parte dei responsabili di impianti non programmabili con potenza inferiore a 10 MVA. Si segnala che, comunque, è intenzione dell'Autorità procedere ad estendere anche nella disciplina generale del dispacciamento il concetto di prevedibilità della produzione;
- per gli impianti per i quali non vi è l'obbligo di invio dei programmi di immissione al GSE, il medesimo effettui una stima sulla base dell'andamento storico delle immissioni ove disponibile;

S.7: si ritiene condivisibile definire una soglia pari a 1 MW al di sotto della quale i produttori non sono obbligati a trasmettere al GSE il programma di immissione?

S.8: si ritiene condivisibile la promozione dell'accuratezza nella definizione dei programmi, o previsioni, di immissione riferiti a impianti che, seppur classificati come non programmabili, possono avere una disponibilità prevedibile della fonte? Si ritiene condivisibile lo strumento proposto per raggiungere tale finalità? Quali altri strumenti si potrebbero utilizzare?

b) per quanto riguarda gli sbilanciamenti:

- la quota "non onerosa" (pari al prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima) dei corrispettivi di sbilanciamento non venga applicata dal GSE ai produttori perché l'energia elettrica ritirata ai sensi del decreto legislativo n. 387/03 e della legge n. 239/04 viene valorizzata a consuntivo e non sulla base dei programmi di immissione, come normalmente avviene sul mercato;

- la quota “onerosa”¹⁸ dei corrispettivi di sbilanciamento sia applicata mensilmente ai soli impianti alimentati da fonti programmabili. A tal fine si propone che il GSE:
 - i) calcoli un corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile, pari al rapporto tra l’onere mensile complessivamente sostenuto per ogni punto di dispacciamento e l’energia elettrica complessivamente immessa in rete dagli impianti ammessi al regime dedicato e afferenti al medesimo punto di dispacciamento;
 - ii) applichi il corrispettivo di sbilanciamento medio mensile di cui alla lettera i) all’energia elettrica immessa dagli impianti programmabili di potenza fino a 1 MW per i quali il produttore ha scelto di non trasmettere il programma. Ciò consente al GSE di recuperare una parte dell’onere mensile complessivamente sostenuto per ogni punto di dispacciamento;
 - iii) calcoli lo sbilanciamento effettivo per ogni impianto programmabile per il quale il produttore ha trasmesso al GSE il programma di immissione, pari alla differenza tra il programma di immissione e le immissioni effettive;
 - iv) applichi, per ogni impianto, allo sbilanciamento effettivo un corrispettivo unitario pari al rapporto tra l’onere mensile complessivamente sostenuto dal GSE per ogni punto di dispacciamento non recuperato in applicazione della lettera ii) e la somma dei valori assoluti degli sbilanciamenti mensili dei singoli impianti programmabili che appartengono al medesimo punto di dispacciamento per i quali il produttore ha trasmesso al GSE il programma di immissione.

Poiché i programmi relativi ai singoli impianti vengono aggregati dal GSE per zona, ci si attende che, proprio per effetto dell’aggregazione, lo sbilanciamento associato al programma cumulato presentato dal GSE, e quindi anche i costi conseguentemente sostenuti dal medesimo, sia inferiore alla somma degli sbilanciamenti dei singoli impianti.

Si ritiene inoltre opportuno non introdurre, per semplicità, alcuna distinzione tra i corrispettivi di sbilanciamento a scendere e i corrispettivi di sbilanciamento a salire.

- c) per quanto riguarda i corrispettivi di aggregazione delle misure:
 - siano interamente regolati dal GSE con il produttore, nel caso in cui si applichino ai sensi della normativa vigente¹⁹, per gli impianti di potenza superiore a 50 kW;
 - non siano applicati dal GSE ai produttori nel caso di impianti di microgenerazione (cioè di potenza fino a 50 kW), ponendoli quindi a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A3. La proposta indicata per i corrispettivi di aggregazione delle misure deriva dalla considerazione che, stante gli attuali valori dei predetti corrispettivi, per impianti di taglia molto ridotta, l’incidenza dei medesimi sul valore dell’energia elettrica prodotta può essere considerevole.

S.9: si ritiene condivisibile la regolazione indicata per l’allocazione ai produttori degli oneri di sbilanciamento? Quali altri strumenti potrebbero essere adottati?

3.4.4 Regolazione economica del servizio di trasporto

Per quanto riguarda il servizio di trasporto dell’energia elettrica immessa, si ritiene opportuno che il GSE regoli con il produttore i corrispettivi di cui agli articoli 17 e 19 del Testo integrato in maniera “passante”, vale a dire ribaltando esattamente sui produttori le risultanze (positive o negative) della regolazione economica del servizio di trasporto verso Terna e le imprese distributrici.

¹⁸ Tale quota, ai sensi della normativa ad oggi vigente, è applicata alle sole unità di produzione programmabili (cioè alimentate da fonti non rinnovabili o da fonti rinnovabili programmabili).

¹⁹ I corrispettivi di aggregazione delle misure sono attualmente previsti per le sole unità di produzione non rilevanti.

3.4.5 Regolazione dei flussi informativi verso il GSE

Ai fini dell'attuazione degli orientamenti indicati nel presente documento per la consultazione, in particolare per quel che riguarda l'attuazione delle procedure di regolazione economica dell'energia elettrica ritirata ivi inclusa la determinazione da parte del GSE dei corrispettivi di sbilanciamento, appare opportuno porre attenzione almeno alle procedure di comunicazione al GSE delle misure dell'energia elettrica immessa. A tal fine, una possibile soluzione potrebbe essere quella per la quale i soggetti responsabili della rilevazione e della registrazione delle misure concludano un'apposita convenzione con il GSE sulla base di una convenzione tipo elaborata dal medesimo GSE e positivamente verificata dall'Autorità.

S.10: si ritiene condivisibile la necessità di introdurre una specifica regolazione per la comunicazione delle misure dell'energia elettrica immessa al GSE? Quali altre condizioni potrebbero essere adottate a completamento o in alternativa alla soluzione indicata?

3.4.6 Verifiche e controlli sugli impianti

Le verifiche e i controlli sugli impianti, la cui energia elettrica viene ritirata ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04, sono effettuate dall'Autorità che, allo scopo, si avvale della Cassa Conguaglio per il settore elettrico ai sensi della deliberazione n. 60/04.

Si ritiene opportuno che le nuove modalità di ritiro dell'energia elettrica si applichino a decorrere dall'1 gennaio 2008. Ciò al fine di consentire ai soggetti interessati di valutare per tempo l'opportunità di avvalersi del ritiro amministrato dell'energia elettrica ovvero di destinare la propria produzione al mercato elettrico, direttamente o tramite *traders*.

4. Schema di provvedimento

MODALITÀ E CONDIZIONI TECNICO ECONOMICHE PER IL RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA AI SENSI DELL'ARTICOLO 13, COMMI 3 E 4, DEL DECRETO LEGISLATIVO 29 DICEMBRE 2003, N. 387, E DEL COMMA 41 DELLA LEGGE 23 AGOSTO 2004, N. 239

TITOLO I DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1 *Definizioni*

- 1.1. Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 387/03, le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo integrato, nonché le seguenti definizioni:
- a) **energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03** è l'energia elettrica immessa dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA, ivi compresa la produzione imputabile delle centrali ibride, nonché 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, ad eccezione di quella ceduta al 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;
 - b) **energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04** è l'energia elettrica immessa dagli impianti alimentati da fonti non rinnovabili di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA, ivi compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride, e l'energia elettrica prodotta, come eccedenze, dagli impianti, di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, purché nella titolarità di un autoproduttore, come definito dall'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, ad eccezione di quella ceduta al 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;
 - c) **energia elettrica immessa**, ai fini della remunerazione dell'energia elettrica e della disciplina degli sbilanciamenti, è l'energia elettrica effettivamente immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi aumentata di un fattore percentuale, nel caso di punti di immissione in bassa tensione ed in media tensione, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 12, comma 12.6, lettera a), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
 - d) **GSE** è la società Gestore dei servizi elettrici Spa;
 - e) **gestore di rete** è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi Terna e le imprese distributrici, di cui al decreto legislativo n. 79/99;
 - f) **impianto idroelettrico** è l'insieme delle opere di presa, di adduzione e di restituzione, delle opere civili ed elettromeccaniche a cui è associato il disciplinare di concessione di derivazione d'acqua. Nel caso in cui più impianti idroelettrici, tra loro indipendenti e

ciascuno con un proprio punto di connessione alla rete, abbiano un solo disciplinare di concessione idroelettrica riferito ad un valore unico di potenza nominale media annua per l'insieme degli impianti, ai soli fini dell'applicazione del presente provvedimento, essi sono trattati come impianti separati, ciascuno con un valore di potenza nominale media annua ottenuto attribuendo il valore complessivo in maniera proporzionale alla potenza nominale elettrica del singolo impianto;

- g) **impianto** (non idroelettrico) è l'insieme dei gruppi di generazione di energia elettrica posti a monte del punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi, caratterizzati da una o più interconnessioni funzionali;
- h) **interconnessione funzionale** è:
 - h1) dal punto di vista termico, la presenza di uno o più sistemi per il recupero del calore utile condivisi tra i vari gruppi di generazione;
 - h2) dal punto di vista elettrico ed impiantistico, la presenza di uno o più vincoli che impedisce la gestione separata di ogni gruppo di generazione.

S.11: le definizioni di cui alle lettere g) ed h) hanno l'obiettivo di evitare che impianti distinti (ad esempio perché utilizzano fonti e/o tecnologie diverse) ma caratterizzati da un unico punto di connessione siano considerati come se fossero un unico impianto per le finalità del presente provvedimento. Al tempo stesso occorre evitare che impianti modulari o campi eolici siano trattati come se fossero insiemi di impianti, ciascuno dei quali costituito da un sottoinsieme di aerogeneratori o gruppi di generazione. Si ritiene che tali definizioni siano sufficientemente esaustive?

- i) **potenza apparente nominale di un generatore** è il dato di potenza espresso in MVA riportato tra i dati di targa del generatore medesimo, come fissato all'atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminato a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
- j) **potenza apparente nominale di un impianto** è la somma, espressa in MVA, delle potenze apparenti nominali dei generatori che costituiscono l'impianto;
- k) **potenza nominale elettrica di un generatore** è la massima potenza attiva espressa in MW (calcolata moltiplicando la potenza apparente nominale in MVA per il fattore di potenza nominale) erogabile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
- l) **potenza nominale elettrica di un impianto** è la somma, espressa in MW, delle potenze nominali elettriche dei generatori che costituiscono l'impianto;
- m) **potenza nominale media annua** è, per gli impianti idroelettrici, la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua valutata sulla base della portata media annua, detratto il minimo deflusso vitale, per il salto idraulico teorico;
- n) **ritiro dedicato** è il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e dell'energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04 da parte del gestore di rete a cui l'impianto è connesso e per la cui regolazione economica agisce il GSE sulla base delle modalità e delle condizioni di cui al presente provvedimento.

Articolo 2

Oggetto e finalità

- 2.1. Il presente provvedimento disciplina le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato.

- 2.2. Le disposizioni di cui al presente provvedimento perseguono le finalità di promuovere lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento per il tramite dell'accesso indiretto al mercato elettrico secondo principi di semplicità procedurale, condizioni di certezza per gli operatori interessati, trasparenza e non discriminazione.

TITOLO II

MODALITÀ PROCEDURALI

Articolo 3

Procedure per il ritiro dell'energia elettrica

- 3.1. Il produttore che intende avvalersi del ritiro dedicato presenta istanza al GSE, utilizzando uno schema definito dal GSE, positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità.
- 3.2. Il GSE propone al produttore una convenzione per la regolazione economica del ritiro dell'energia elettrica, ivi incluse le tempistiche di pagamento, secondo uno schema definito dal medesimo GSE sulla base di quanto previsto dal presente provvedimento e positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità.
- 3.3. La convenzione di cui al comma 3.2, sottoscritta dal produttore e dal GSE, sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica immessa e all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione dell'energia elettrica. Tale convenzione è di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile. Gli eventuali prelievi di energia elettrica sono regolati sulla base della normativa vigente applicabile ai prelievi di energia elettrica dalle reti con obbligo di connessione di terzi.
- 3.4. Il produttore che intende avvalersi del ritiro dedicato è tenuto a richiedere il ritiro dell'intera quantità di energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi, ad eccezione degli autoconsumi in sito e dell'energia elettrica ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione pluriennali richiamate dall'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e dal comma 41 della legge n. 239/04.
- 3.5. Nei casi di cui al comma 3.1, il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità di cui al presente provvedimento può avere inizio a decorrere dal decimo giorno successivo a quello in cui viene inoltrata al GSE l'istanza di cui al comma 3.1. Nel caso di inoltro a mano o tramite corriere o tramite posta prioritaria o posta ordinaria, la data di inoltro coincide con la data di ricevimento della domanda medesima da parte del GSE, come da quest'ultimo registrata.
- 3.6. I produttori per i quali, il giorno di entrata in vigore del presente provvedimento, è vigente una convenzione siglata con il gestore di rete cui l'impianto è connesso ai sensi della deliberazione n. 34/05, trasmettono al GSE i dati del proprio impianto, ivi inclusa la convenzione al momento vigente. Tale comunicazione sostituisce l'istanza di cui al comma 3.1 e il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità di cui al presente provvedimento decorre dall'1 gennaio 2008.
- 3.7. Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo, nonché ai fini della gestione operativa del ritiro dedicato, il GSE predispone un apposito portale informatico.

Articolo 4

Gestione della convenzione per il ritiro dedicato

- 4.1. La convenzione di cui al comma 3.2 regola le condizioni economiche relative al ritiro dell'energia elettrica, nonché le condizioni economiche relative al servizio di trasporto e di dispacciamento in immissione.
- 4.2. Nell'ambito della convenzione di cui al comma 3.2, il GSE, dando separata evidenza alle diverse voci:
- a) riconosce i prezzi definiti al comma 6.1 e/o al comma 7.1 o 7.2 per l'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 ovvero il prezzo definito al comma 6.2 per l'energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04 [*i riferimenti ai commi dell'articolo 6 dovranno essere adattati in base alla scelta dell'opzione di cui all'articolo 6A o 6B*];
 - b) applica i corrispettivi di cui all'articolo 17, comma 17.1, lettera b), e all'articolo 19 del Testo integrato;
 - c) per i soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50 kW, applica i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni di cui all'articolo 36, comma 36.1, della deliberazione n. 111/06;
 - d) per i soli impianti alimentati da fonti programmabili, applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto dall'articolo 8;
 - e) per i soli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili per i quali il produttore ha trasmesso al GSE il programma di immissione, applica il premio calcolato secondo quanto previsto dall'articolo 9;
 - f) applica un corrispettivo pari allo 0,5% del controvalore, di cui alla lettera a), dell'energia elettrica ritirata ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04, a copertura dei costi amministrativi, fino a un massimo di 3.500 euro all'anno per impianto.
- 4.3. Nel caso in cui più impianti presentino un unico punto di connessione e non sia possibile misurare separatamente le quantità di energia elettrica immesse in rete da ciascun impianto, l'attribuzione ai singoli impianti dell'energia elettrica complessivamente immessa viene effettuata secondo un criterio di proporzionalità alla quantità totali di energia elettrica lorda prodotta da ogni impianto.

Articolo 5

Obblighi procedurali per i produttori

- 5.1. Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento, i produttori, per ogni impianto, sono tenuti a:
- a) fornire al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto, i dati necessari al medesimo GSE come da quest'ultimo indicati;
 - b) nel caso di impianti di potenza nominale elettrica superiore a 1 MW alimentati da fonti programmabili, oltre che nel caso di impianti di potenza apparente nominale maggiore o uguale a 10 MVA, trasmettere al GSE, tramite il portale informatico da quest'ultimo predisposto, il programma di immissione riferito a ciascuna ora dell'anno. Il medesimo produttore può modificare tale programma entro le ore 17 del secondo giorno precedente a quello cui il programma medesimo è riferito;
 - c) consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture alla Cassa Conguaglio per il settore elettrico e agli altri soggetti di cui la medesima può avvalersi per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste dall'articolo 12 del presente provvedimento;
 - d) nei casi in cui l'energia elettrica viene ritirata, come eccedenza, dagli impianti, di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse

dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, trasmettere al GSE, con dichiarazione sostitutiva dell'atto notorio, al termine di ogni anno solare ed entro e non oltre il 31 marzo dell'anno successivo, i dati a consuntivo relativi all'anno precedente della quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto e della quantità di energia elettrica autoconsumata, nonché ogni altra documentazione necessaria a dimostrare la sussistenza, per l'anno precedente, dei requisiti per acquisire il titolo di autoproduttore di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99;

e) nei casi di centrali ibride, trasmettere al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, le quantità e le energie primarie associate a tutti i combustibili utilizzati nel corso dell'anno precedente.

5.2. I produttori, per ogni impianto di potenza nominale elettrica inferiore a 1 MW alimentato da fonti programmabili e per ogni impianto di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentato da fonti non programmabili, possono trasmettere al GSE il programma di immissione riferito a ciascuna ora dell'anno, applicando quanto previsto dal comma 5.1, lettera b).

TITOLO III

CONDIZIONI ECONOMICHE DEL RITIRO DEDICATO

Articolo 6A

Prezzi di ritiro dell'energia elettrica (opzione prezzo zonale orario)

6.1. Per l'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e di cui al comma 41 della legge n. 239/04, nel caso in cui siano disponibili le misure orarie dell'energia elettrica immessa, il GSE riconosce al produttore, in ciascuna ora, il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06.

6.2. Per l'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e di cui al comma 41 della legge n. 239/04, nel caso in cui non siano disponibili le misure orarie dell'energia elettrica immessa, il GSE riconosce al produttore, in ciascuna fascia oraria, un prezzo pari alla media aritmetica, nel mese e nelle fasce orarie a cui si riferisce il ritiro dell'energia elettrica, dei valori orari del prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06.

Articolo 6B

Prezzi di ritiro dell'energia elettrica (opzione prezzi zionali medi mensili)

6.1. Per l'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03:

a) il GSE riconosce al produttore, in ciascuna fascia oraria, un prezzo pari alla media mensile, nel mese e nelle fasce orarie a cui si riferisce il ritiro dell'energia elettrica, dei valori orari del prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06, ponderati sulle quantità di energia elettrica complessivamente vendute nella zona;

b) nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili (non programmabili - *vds. punto 5.5*), su richiesta del produttore all'atto della stipula della convenzione e in alternativa al prezzo di cui alla lettera a), il GSE riconosce al produttore un prezzo pari alla media mensile, nel mese a cui si riferisce il ritiro dell'energia elettrica, dei valori orari del prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06, ponderati sulle quantità di energia elettrica complessivamente vendute nella zona. Il produttore può modificare tale richiesta entro il 31 dicembre di ogni anno, a valere per l'intero anno solare successivo, dandone comunicazione al GSE secondo modalità da quest'ultimo definite.

6.2. Per l'energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04:

- a) nel caso di impianti di cogenerazione che soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02, il GSE riconosce al produttore, in ciascuna fascia oraria, un prezzo pari alla media mensile, nel mese e nelle fasce orarie a cui si riferisce il ritiro dell'energia elettrica, dei valori orari del prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06, ponderati sulle quantità di energia elettrica complessivamente venduta nella zona;
- b) nel caso di impianti diversi da quelli di cui alla lettera a), il GSE riconosce al produttore un prezzo pari alla media aritmetica mensile, del mese a cui si riferisce il ritiro dell'energia elettrica, dei valori orari del prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c), della deliberazione n. 111/06, nelle sole ore denominate off-peak, definite come l'aggregato delle ore dei giorni festivi, del sabato, della domenica, delle ore tra le 0 e le 8 e delle ore tra le 20 e le 24 dei giorni dal lunedì al venerdì.
- 6.3. Nel caso delle centrali ibride, qualora, su base annua, la produzione imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale, il GSE riconosce i prezzi di cui al comma 6.1 per l'intera quantità di energia elettrica immessa.
- 6.4. Nel caso di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, il GSE riconosce:
- per il periodo di collaudo, come definito dall'articolo 1, comma 1, lettera w1), della deliberazione n. 42/02, il prezzo di cui al comma 6.2, lettera b);
 - per il primo periodo di esercizio, come definito dall'articolo 2, comma 2, della deliberazione n. 201/04, il prezzo di cui al comma 6.2, lettera b), in acconto, salvo conguaglio, l'anno successivo, con il prezzo di cui al comma 6.2, lettera a), qualora, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo del medesimo primo periodo di esercizio, è soddisfatta la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02;
 - per gli anni solari in cui, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno solare precedente, è soddisfatta la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02, il prezzo di cui al comma 6.2, lettera a);
 - per gli anni solari in cui, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno solare precedente, non è soddisfatta la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02, il prezzo di cui al comma 6.2, lettera b).

S.12: Si condivide l'orientamento proposto per gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore ai fini del riconoscimento dei prezzi di ritiro dell'energia elettrica? E' preferibile, in alternativa a quanto proposto, uno schema secondo cui, ogni anno, il GSE riconosca in acconto il prezzo di cui al comma 6.2, lettera b), e successivamente, in fase di conguaglio, il prezzo di cui al comma 6.2, lettera a), qualora sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno medesimo sia soddisfatta la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02? Quale altra soluzione si ritiene prospettabile?

- 6.5. Entro il giorno undici (11) del mese successivo a quello di competenza, la società Gestore del mercato elettrico Spa calcola e trasmette al GSE i prezzi di cui ai commi 6.1 e 6.2.
- 6.6. Il GSE pubblica, sul proprio sito internet, non appena disponibili, i prezzi di cui al presente articolo riferiti al mese precedente.

Articolo 7

Prezzi minimi garantiti

- 7.1. Per gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e per gli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, ad eccezione

delle centrali ibride, su richiesta del produttore all'atto della stipula della convenzione e in alternativa ai prezzi di cui al comma 6.1, il GSE riconosce ai primi due (2) milioni di kWh di energia elettrica immessa annualmente da ciascun impianto i seguenti prezzi minimi garantiti, definiti per scaglioni progressivi e riferiti all'anno solare:

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

Il produttore può modificare tale richiesta entro il 31 dicembre di ogni anno, a valere per l'intero anno solare successivo, dandone comunicazione al GSE secondo modalità da quest'ultimo definite.

7.2. Per gli impianti di cui al comma 7.1 per la cui produzione di energia elettrica non sono riconosciuti incentivi nell'anno corrente e per i quali non sono o non sono stati concessi incentivi in conto capitale e/o in conto interessi nei precedenti 15 anni (*si veda lo spunto S.6*), su richiesta del produttore all'atto della stipula della convenzione e in alternativa ai prezzi di cui al comma 6.1, il GSE riconosce ai primi due (2) milioni di kWh di energia elettrica immessa annualmente da ciascun impianto ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 i seguenti prezzi minimi garantiti definiti per scaglioni progressivi e riferiti all'anno solare:

- a) per i primi 200.000 kWh annui, 102,4 euro/MWh;
- b) da oltre 200.000 fino a 500.000 kWh annui, 96,4 euro/MWh;
- c) da oltre 500.000 fino a 1.000.000 di kWh annui, 81,2 euro/MWh;
- d) da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 di kWh annui, 71,0 euro/MWh;

Il produttore può modificare tale richiesta entro il 31 dicembre di ogni anno, a valere per l'intero anno solare successivo, dandone comunicazione al GSE secondo modalità da quest'ultimo definite.

7.3. Per l'energia elettrica immessa annualmente ed eccedente i primi due (2) milioni di kWh, il GSE riconosce i prezzi di cui al comma 6.1 [*i riferimenti ai commi dell'articolo 6 dovranno essere adattati in base alla scelta dell'opzione di cui all'articolo 6A o 6B*].

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

7.5. 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 unici indifferenziati per fasce orarie di cui al comma 6.1, lettera b), e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi unici indifferenziati per fasce orarie di cui al comma 6.1, lettera b) [*i riferimenti ai commi dell'articolo 6 dovranno essere adattati in base alla scelta dell'opzione di cui all'articolo 6A o 6B*].

7.6. I prezzi minimi garantiti di cui ai commi 7.1 e 7.2 sono aggiornati, su base annuale a decorrere dall'anno 2008, 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.

Articolo 8

Determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento relativi ad impianti alimentati da fonti programmabili

- 8.1. Il GSE determina, con cadenza mensile, lo sbilanciamento imputabile a ciascun impianto alimentato da fonti programmabili (*SBIM*) per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.1, lettera b), o del comma 5.2. Tale sbilanciamento imputabile è calcolato come somma dei valori assoluti delle differenze tra l'energia elettrica immessa e il programma di immissione di ciascuna ora del mese di competenza. Nei casi di cui al comma 5.1, lettera b), in assenza del programma di immissione, il GSE assume programmi di immissione pari a zero.

$$SBIM_i = \sum_{h=1}^n |I_h - P_h| \text{ [MWh]}$$

dove:

- *SBIM_i* = sbilanciamento imputabile all'impianto *i*-esimo alimentato da fonti programmabili per il quale il produttore è tenuto a (o ha scelto di) trasmettere il programma di immissione;
- *I_h* = energia elettrica immessa nell'ora *h* del mese di competenza dall'impianto;
- *P_h* = programma di immissione dell'impianto per l'ora *h* del mese di competenza;
- *n* = numero delle ore del mese di competenza.

- 8.2. Entro il giorno venti (20) del secondo mese successivo a quello di competenza il GSE calcola:
- a) per ciascun periodo rilevante e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, la quota onerosa dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al GSE (*OS_h*). Detti corrispettivi, espressi in €, sono determinati pari alla somma algebrica tra il corrispettivo di sbilanciamento effettivo attribuito da Terna ai sensi dell'articolo 40, comma 40.1, della deliberazione n. 111/06 ed il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06;

$$OS_h = C^{sbil}_h - P^Z_h \cdot Sbil_h \text{ [€]}$$

dove:

- *OS_h* = quota onerosa del corrispettivo orario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE;
- *C^{sbil}_h* = corrispettivo di sbilanciamento attribuito al punto di dispacciamento da Terna nell'ora *h*, ai sensi dell'articolo 40, comma 40.1 della deliberazione n. 111/06;
- *P^Z_h* = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade il punto di dispacciamento per l'ora *h*;
- *Sbil_h* = sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento nell'ora *h* ai sensi dell'articolo 39 della deliberazione n. 111/06.

- b) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, il corrispettivo mensile attribuibile agli impianti alimentati da fonti programmabili (*OS_m*), pari alla somma dei corrispettivi di cui alla lettera a) relativi al mese di competenza;

$$OS_m = \sum_{h=1}^n OS_h \text{ [€]}$$

dove:

- *OS_m* = quota onerosa del corrispettivo mensile di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE.

- c) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile (CSM_m), espresso in €/MWh, pari al rapporto tra il corrispettivo di cui alla lettera b) e l'energia elettrica complessivamente immessa dagli impianti alimentati da fonti programmabili che si avvalgono del ritiro dedicato e che appartengono al medesimo punto di dispacciamento;

$$CSM_m = \frac{OS_m}{I_{m,tot}} \text{ [€/MWh]}$$

dove:

- CSM_m = corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile nel mese e per il punto di dispacciamento di competenza;
- $I_{m,tot}$ = energia elettrica immessa dagli impianti alimentati da fonti programmabili che si avvalgono del presente provvedimento e che appartengono al punto di dispacciamento.

- d) per ciascun impianto alimentato da fonti programmabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW per i quali i produttori non hanno trasmesso al GSE il programma di immissione, i corrispettivi di sbilanciamento imputabili ($CSBnoprogram_m$), espressi in €, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile di cui alla lettera c) e la quantità di energia elettrica immessa;

$$CSBnoprogram_m = CSM_m \cdot I_m \text{ [€]}$$

dove:

- $CSBnoprogram_m$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'impianto alimentato da fonte programmabile di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, per il quale il produttore non ha trasmesso il programma di immissione nel mese di competenza;
- I_m = energia elettrica immessa dall'impianto nel mese di competenza.

- e) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, la differenza ($OSres_m$), espressa in €, tra i corrispettivi attribuibili agli impianti alimentati da fonti programmabili di cui alla lettera b) e la somma dei corrispettivi di sbilanciamento imputabili di cui alla lettera d) relativi agli impianti che appartengono al medesimo punto di dispacciamento;

$$OSres_m = OS_m - \sum_{i=1}^k CSBnoprogram_{m,i} \text{ [€]}$$

dove:

- $OSres_m$ = onere di sbilanciamento residuo, relativo al mese e al punto di dispacciamento di competenza;
- $CSBnoprogram_{m,i}$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'impianto i -esimo alimentato da fonte programmabile per il quale il produttore non ha trasmesso il programma di immissione nel mese di competenza.

- f) per ciascun impianto alimentato da fonti programmabili per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.1, lettera b), o del comma 5.2, i corrispettivi di sbilanciamento imputabili ($CSBprog_m$), espressi in €, pari al prodotto tra lo sbilanciamento mensile imputabile, di cui al comma 8.1, ed il rapporto tra i corrispettivi di cui alla lettera e) e la somma degli sbilanciamenti mensili imputabili agli impianti alimentati da fonti programmabili per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.1, lettera b), o del comma 5.2, che appartengono al medesimo punto di dispacciamento.

$$CSBprog_{m,i} = OSres_m \cdot \frac{SBIM_i}{\sum_{i=1}^k SBIM_i} \quad [€]$$

dove:

- $CSBprog_{m,i}$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'impianto alimentato da fonte programmabile per il quale il produttore è tenuto a (o ha scelto di) trasmettere il programma di immissione nel mese di competenza;

Articolo 9

Definizione del premio per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili

- 9.1. Il GSE determina, con cadenza mensile, lo sbilanciamento imputabile a ciascun impianto alimentato da fonti non programmabili ($SBIMnopro$) per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.1, lettera b), o del comma 5.2. Tale sbilanciamento imputabile è calcolato come somma dei valori assoluti delle differenze tra l'energia elettrica immessa e il programma di immissione di ciascuna ora del mese di competenza. Nei casi di cui al comma 5.1, lettera b), in assenza del programma di immissione, il GSE assume programmi di immissione pari a zero.

$$SBIMnopro_i = \sum_{h=1}^n |I_h - P_h| \quad [\text{MWh}]$$

dove:

- $SBIMnopro_i$ = sbilanciamento imputabile all'impianto i -esimo alimentato da fonti non programmabili per il quale il produttore è tenuto a (o ha scelto di) trasmettere il programma di immissione;
- I_h = energia elettrica immessa nell'ora h del mese di competenza dall'impianto;
- P_h = programma di immissione dell'impianto per l'ora h del mese di competenza;
- n = numero delle ore del mese di competenza.

- 9.2. Qualora lo sbilanciamento mensile dell'impianto alimentato da fonti non programmabili di cui al comma 9.1 sia:
- a) maggiore del xx% del programma di immissione mensile dell'impianto, il GSE non riconosce al produrre alcun premio;
 - b) maggiore del yy% e fino al xx% del programma di immissione mensile dell'impianto, il GSE riconosce al produrre un premio pari al aa% dei prezzi di cui al comma 4.2, lettera a);
 - c)
 - d) fino al zz% del programma di immissione mensile dell'impianto, il GSE riconosce al produrre un premio pari al bb% dei prezzi di cui al comma 4.2, lettera a).

S.13: si condivide la modalità convenzionale per la quantificazione del premio per la promozione della trasmissione dei programmi, o previsioni, di immissione riferiti a impianti che, seppur alimentati da una fonte classificata come non programmabile, possono avere una disponibilità prevedibile della fonte medesima? Come potrebbero essere quantificati i rapporti percentuali dello sbilanciamento mensile rispetto al programma mensile di immissione? Come potrebbero essere quantificati gli aumenti percentuali del prezzo di ritiro dell'energia elettrica?

TITOLO IV
ACCESSO AL SISTEMA ELETTRICO DELL'ENERGIA ELETTRICA RITIRATA

Articolo 10

Cessione al mercato dell'energia elettrica ritirata

- 10.1. Il GSE cede al mercato l'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04, in qualità di utente del dispacciamento in immissione, applicando quanto previsto dalla deliberazione n. 111/06.
- 10.2. Il GSE regola i corrispettivi per il servizio di trasporto relativi all'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04, applicando quanto previsto dagli articoli 17 e 19 del Testo integrato.
- 10.3. La differenza tra i costi sostenuti dal GSE in applicazione del presente provvedimento e i ricavi derivanti al GSE dalla vendita della medesima energia elettrica è posta a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 59, comma 59.1, lettera b), del Testo integrato (*si veda anche lo spunto S.3*).

TITOLO V
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 11

Obblighi informativi

- 11.1. I soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica rilevate sulla base di un'apposita convenzione conclusa con il GSE sulla base di una convenzione tipo predisposta dal GSE sentiti i predetti soggetti e positivamente verificata dalla Direzione Mercati dell'Autorità.
- 11.2. Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa le informazioni di cui al comma 11.1 riferite ad un periodo storico pari al massimo di cinque anni qualora necessarie al medesimo per le attività di propria competenza.
- 11.3. Entro il 31 marzo di ogni anno, a partire dall'anno 2009, il GSE trasmette all'Autorità e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico l'elenco completo degli impianti, dando evidenza della denominazione, tipologia, dimensione, ragione sociale dei soggetti titolari degli impianti e quantità annuali di energia elettrica ritirata.
- 11.4. Ai fini della determinazione del valore della componente tariffaria A3, il GSE comunica all'Autorità e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, trimestralmente, entro la prima decade del mese che precede l'aggiornamento della tariffa elettrica:
 - a) i dati a consuntivo, relativi ai mesi precedenti dell'anno in corso, delle quantità di energia ritirate secondo le modalità di cui al presente provvedimento e il conseguente fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 59, comma 59.1, lettera b), del Testo integrato;
 - b) la previsione, per i mesi residui dell'anno in corso, oltre che per l'anno successivo, del gettito necessario ai fini dell'applicazione del presente provvedimento.
- 11.5. Nelle comunicazioni di cui al comma 10.4, il GSE evidenzia l'incidenza sul fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dei singoli elementi riportati nei commi 4.2, 7.1 e 7.2.

Articolo 12

Verifiche

12.1. L'Autorità effettua le verifiche sugli impianti che si avvalgono del ritiro dedicato, svolte, ove necessario, attraverso sopralluoghi al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi, anche avvalendosi della Cassa Conguaglio per il settore elettrico ai sensi della deliberazione n. 60/04.

Articolo 13

Decorrenza

13.1. Il presente provvedimento si applica a decorrere dall'1 gennaio 2008. Dalla medesima data la deliberazione n. 34/05 è abrogata, ad eccezione dell'articolo 8, commi 8.2 e 8.3, della medesima deliberazione n. 34/05 che mantengono la loro validità fino al 31 maggio 2008.

13.2. Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.