



*Autorità per l'energia elettrica e il gas*

**TESTO UNICO RICOGNITIVO  
DELLA  
PRODUZIONE ELETTRICA**

Aggiornato all'8 marzo 2010

## Premessa

*In tempi recenti, numerosi interventi di carattere legislativo nazionale e sovranazionale hanno dato sempre più impulso all'attività di produzione di energia elettrica realizzando impianti, specialmente di piccola dimensione, alimentati da fonti rinnovabili e/o di cogenerazione ad alto rendimento. Ciò ha condotto ad una condizione di crescente diffusione ed incremento dell'attività di produzione di energia elettrica nel territorio, anche in corrispondenza dei siti di consumo. Come conseguenza, un numero sempre crescente di nuovi soggetti si è accostato alla produzione di energia elettrica e, più in generale, al sistema elettrico. Ne deriva una continua necessità di adattare gli schemi regolatori esistenti e, ove necessario, di crearne di nuovi.*

*A ciò si accompagna una sempre più crescente richiesta informativa da parte dei soggetti interessati. Con questa iniziativa l'Autorità, già da qualche tempo sensibile alle esigenze di semplificazione e di agevolazione nella ricerca delle discipline di settore vigenti, anche attraverso la promozione di testi unici, ha ritenuto opportuno fornire, a tutti i soggetti interessati ed in particolare agli operatori del settore, una raccolta dei provvedimenti di propria competenza o delle parti di essi che incidono direttamente sull'attività di produzione di energia elettrica. La redazione di un testo unico di natura ricognitiva si pone come principale obiettivo quello di poter costituire un valido strumento di consultazione e lavoro per quanti si trovino ad operare nell'ambito della produzione di energia elettrica, nell'attuale contesto di mercato.*

*Il documento proposto reca, pertanto, la raccolta delle principali disposizioni adottate dall'Autorità inerenti la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento. Esso ha finalità puramente ricognitive, non contenendo disposizioni di regolazione innovativa ed ha principalmente la finalità di soddisfare esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo più volte rappresentate agli uffici della Direzione Mercati dell'Autorità da parte dei numerosi soggetti interessati all'attività produttiva.*

*La presente raccolta è organizzata per filoni di attività riguardanti le principali fasi della produzione elettrica, dalle connessioni, all'accesso al mercato elettrico, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento. Ciascuna sezione è preceduta da una serie di note esplicative che rimandano poi alle relative disposizioni regolatorie attualmente vigenti.*

*Il documento è predisposto dalla Direzione Mercati dell'Autorità e sarà periodicamente aggiornato dalla medesima Direzione. Eventuali richieste di chiarimento e/o proposte di miglioramento possono essere trasmesse alla predetta Direzione attraverso l'indirizzo e-mail [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it), specificando nell'oggetto il termine "TUP".*

## Indice

<b>Capitolo 1</b> .....	<b>6</b>
<b>Introduzione</b> .....	<b>6</b>
1.1 Produzione di energia elettrica .....	6
1.2 Impianti alimentati da fonti rinnovabili .....	7
1.3 Cogenerazione ad alto rendimento .....	8
1.4 Il Testo unico ricognitivo della produzione elettrica .....	9
1.5 Elenco delle disposizioni regolatorie adottate dall’Autorità in materia di produzione di energia elettrica .....	11
<b>Capitolo 2</b> .....	<b>13</b>
<b>Connessioni</b> .....	<b>13</b>
2.1 Principali riferimenti normativi .....	13
2.2 Riferimenti regolatori .....	13
2.3 Richiesta di connessione .....	14
2.4 Livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione .....	14
2.5 Realizzazione delle connessioni in bassa e media tensione .....	15
2.5.1 <i>Modalità procedurali</i> .....	15
2.5.2 <i>Condizioni economiche</i> .....	18
2.5.3 <i>Condizioni tecniche</i> .....	20
2.5.4 <i>Ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento</i> .....	20
2.6 Realizzazione delle connessioni in alta e altissima tensione.....	21
2.6.1 <i>Modalità procedurali</i> .....	21
2.6.2 <i>Condizioni economiche</i> .....	23
2.6.3 <i>Condizioni tecniche</i> .....	24
2.6.4 <i>Ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento</i> .....	24
2.7 Procedura per la risoluzione delle controversie nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.....	24
2.8 Testo della regolazione vigente in materia di connessioni: la deliberazione ARG/elt 99/08 26	
<b>Capitolo 3</b> .....	<b>44</b>
<b>Misura dell’energia elettrica</b> .....	<b>44</b>
3.1 Misura dell’energia elettrica immessa e prelevata .....	44
3.1.1 <i>Riferimenti regolatori</i> .....	44
3.1.2 <i>Cosa si intende per servizio di misura dell’energia elettrica immessa e prelevata</i> .....	44
3.1.3 <i>Responsabilità del servizio di misura dell’energia elettrica</i> .....	44
3.1.4 <i>Tariffe per il servizio di misura dell’energia elettrica</i> .....	45
3.1.5 <i>Disposizioni relative ai misuratori per impianti di produzione di energia elettrica</i> .....	46
3.1.6 <i>Testo della regolazione vigente in materia di misura dell’energia elettrica immessa e prelevata di particolare interesse per i produttori di energia elettrica: estratto dalla deliberazione n. 348/07</i> .....	48
3.2 Trattamento delle misure dell’energia elettrica immessa .....	51
3.2.1 <i>Riferimento normativo</i> .....	51
3.2.2 <i>Definizione di potenza disponibile sul punto di connessione</i> .....	51
3.2.3 <i>Punti di connessione a tensione nominale maggiore di 1 kV</i> .....	51
3.2.4 <i>Punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV con potenza disponibile superiore a 55 kW</i> .....	51

3.2.5	<i>Punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV con potenza disponibile non superiore a 55 kW</i> .....	51
3.2.6	<i>Data di decorrenza del trattamento delle misure</i> .....	52
3.2.7	<i>Profilazione oraria convenzionale dell'energia elettrica immessa nei punti di immissione non trattati su base oraria</i> .....	52
3.2.8	<i>Caso in cui siano indisponibili i dati relativi all'energia elettrica immessa</i> .....	52
3.2.9	<i>Criteri che le imprese distributrici applicano per la stima dell'energia elettrica immessa per la quale non siano disponibili i dati di misura</i> .....	53
3.2.10	<i>Testo della regolazione vigente in materia di trattamento delle misure dell'energia elettrica immessa: la deliberazione ARG/elt 107/09</i> .....	54
3.3	<b>Misura dell'energia elettrica prodotta</b> .....	57
3.3.1	<i>Riferimenti regolatori</i> .....	57
3.3.2	<i>Cosa si intende con il termine di servizio di misura dell'energia elettrica prodotta</i> .....	57
3.3.3	<i>Quando serve installare un misuratore per l'energia elettrica prodotta</i> .....	57
3.3.4	<i>Responsabilità della misura dell'energia elettrica prodotta</i> .....	57
3.3.5	<i>Corrispettivi per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta</i> .....	57
3.3.6	<i>Posizionamento delle apparecchiature di misura</i> .....	57
3.3.7	<i>Caratteristiche delle apparecchiature di misura</i> .....	58
3.3.8	<i>Testo della regolazione vigente in materia di misura dell'energia elettrica prodotta: la deliberazione n. 88/07</i> .....	59
<b>Capitolo 4</b> .....		<b>62</b>
<b>Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica</b> .....		<b>62</b>
4.1	<b>Riferimenti regolatori</b> .....	62
4.2	<b>Cosa si intende per servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica</b> .	62
4.3	<b>Contratto per il servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica</b> .....	62
4.4	<b>Responsabilità del servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica</b> ..	62
4.5	<b>Corrispettivi per il servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica</b> ...	63
4.6	<b>Regolazione del trasporto dell'energia elettrica prelevata e destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari</b> .....	63
4.7	<b>Testo della regolazione vigente in materia di tariffe di trasmissione e di distribuzione per i produttori di energia elettrica: estratto dalla deliberazione n. 348/07</b> .....	64
<b>Capitolo 5</b> .....		<b>66</b>
<b>Dispacciamento dell'energia elettrica</b> .....		<b>66</b>
5.1	<b>Riferimenti regolatori</b> .....	66
5.2	<b>Cosa si intende per servizio di dispacciamento</b> .....	66
5.3	<b>Servizio di dispacciamento e mercato dell'energia elettrica</b> .....	66
5.4	<b>Deliberazione n. 111/06</b> .....	67
5.5	<b>Unità di produzione rilevanti, non rilevanti e abilitate</b> .....	67
5.6	<b>Contratto per il servizio di dispacciamento</b> .....	67
5.7	<b>Utenti del dispacciamento e operatori di mercato</b> .....	68
5.8	<b>Punti di dispacciamento</b> .....	68
5.9	<b>Diritti o obblighi dell'utente del dispacciamento</b> .....	68
5.10	<b>Mercato elettrico</b> .....	69
5.11	<b>Piattaforma conti energia</b> .....	69
5.12	<b>Richieste di registrazione dei programmi</b> .....	70
5.13	<b>Mercato del giorno prima</b> .....	70
5.14	<b>Mercato di aggiustamento</b> .....	70
5.15	<b>Mercato per i servizi di dispacciamento</b> .....	71
5.16	<b>Sbilanciamento a programma e sbilanciamento effettivo</b> .....	71
5.17	<b>Corrispettivi di dispacciamento</b> .....	71
5.18	<b>Responsabile dell'aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento</b> .....	72
5.19	<b>Dispacciamento delle unità di produzione combinata di energia elettrica e calore</b> ....	72

5.20	Dispacciamento delle unità di produzione da fonte rinnovabile .....	72
5.22	Regole per il dispacciamento .....	73
5.22	Testo della regolazione vigente in materia di dispacciamento: estratto dalla deliberazione n. 111/06 .....	74
<b>Capitolo 6.....</b>		<b>89</b>
<b>Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete .....</b>		<b>89</b>
6.1	Ritiro dedicato .....	89
6.1.1	<i>Riferimenti normativi</i> .....	89
6.1.2	<i>Riferimenti regolatori</i> .....	89
6.1.3	<i>Cosa si intende con il termine ritiro dedicato</i> .....	89
6.1.4	<i>Regolazione del ritiro dedicato</i> .....	90
6.1.5	<i>Procedura per il ritiro dell'energia elettrica</i> .....	91
6.1.6	<i>Regolazione economica del ritiro dedicato</i> .....	91
6.1.7	<i>Regolazione del servizio di dispacciamento in immissione</i> .....	92
6.1.8	<i>Regolazione economica del servizio di trasporto</i> .....	93
6.1.9	<i>Obblighi procedurali per i produttori</i> .....	93
6.1.10	<i>Applicazione del ritiro dedicato</i> .....	94
6.1.11	<i>Testo della regolazione vigente in materia di ritiro dedicato: la deliberazione n. 280/07</i> .....	95
6.2	Scambio sul posto.....	102
6.2.1	<i>Riferimenti normativi</i> .....	102
6.2.2	<i>Riferimenti regolatori</i> .....	102
6.2.3	<i>Cosa si intende con il termine scambio sul posto</i> .....	103
6.2.4	<i>Chi può accedere allo scambio sul posto e chi lo eroga</i> .....	103
6.2.5	<i>Procedure per lo scambio sul posto</i> .....	103
6.2.6	<i>Struttura della nuova disciplina dello scambio sul posto e la sua integrazione nel mercato elettrico</i> .....	104
6.2.7	<i>Procedimento di calcolo per la quantificazione del contributo erogato dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto</i> .....	105
6.2.8	<i>Tempistiche della regolazione economica</i> .....	107
6.2.9	<i>Obblighi in capo agli utenti dello scambio sul posto</i> .....	107
6.2.10	<i>Scambio sul posto per Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e per il Ministero della Difesa</i> .....	107
6.2.11	<i>Contributo da versare al GSE</i> .....	108
6.2.12	<i>Testo della regolazione vigente in materia di scambio sul posto: la deliberazione ARG/elt 74/08</i> .....	110
<b>Capitolo 7.....</b>		<b>115</b>
<b>Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili .....</b>		<b>115</b>

# Capitolo 1

## Introduzione

### 1.1 Produzione di energia elettrica

In un contesto di libero mercato dell'energia elettrica le varie attività che caratterizzano il settore sono ben distinte tra loro e vengono svolte, in regime di concessione o in regime di libero mercato, da soggetti diversi. La produzione di energia elettrica<sup>1</sup> è un'attività liberalizzata che negli ultimi anni è caratterizzata da un notevole sviluppo anche per effetto delle normative recentemente emanate a livello europeo e nazionale finalizzate alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico. In tale contesto nascono numerosi nuovi operatori che iniziano ad operare sul libero mercato, nell'ambito della produzione di energia elettrica in Italia.

E' necessario che un produttore, prima di accingersi ad intraprendere l'attività di produzione e vendita dell'energia elettrica, conosca i numerosi aspetti di carattere normativo e regolatorio che riguardano, direttamente o indirettamente, tale attività. La tabella 1.1 riassume, in estrema sintesi, gli aspetti di carattere normativo e regolatorio che un produttore di energia elettrica deve conoscere, specificando i soggetti che regolano e che erogano ciascun servizio.

#### Elementi fondamentali per la produzione di energia elettrica

		<b>Chi regola il servizio</b>	<b>Chi eroga il servizio</b>
	<b>Autorizzazioni</b>	Regioni o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt e impianti eolici off shore)	Regioni, enti locali o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt e impianti eolici off shore)
<b>Accesso ai servizi di sistema</b>	<b>Connessioni</b>	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
	<b>Trasporto e dispacciamento</b>	Autorità	Trasporto: imprese distributrici e Terna Dispacciamento in immissione: Terna
	<b>Misura</b>	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
<b>Cessione o scambio dell'energia</b>	<b>Cessione dell'energia</b>	Autorità	Libero mercato o GSE per il ritiro dedicato
	<b>Scambio sul posto (in alternativa alla cessione)</b>	Autorità	Imprese distributrici fino al 31 dicembre 2008, GSE dall'1 gennaio 2009
<b>Incentivi</b>	<b>Incentivi (ove previsti)</b>	MSE, MATTM e Autorità ove previsto	GSE

- tabella 1.1 -

Inoltre, i vari servizi elencati nella tabella 1.1 possono prevedere alcune agevolazioni nel caso di fonti rinnovabili e/o nel caso di cogenerazione ad alto rendimento. E' quindi opportuno definire cosa si intende per fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento.

<sup>1</sup> Per un approfondimento relativo ai dati di produzione di energia elettrica in Italia si faccia riferimento ai dati statistici pubblicati annualmente da Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. sul proprio sito internet [www.terna.it](http://www.terna.it).

## 1.2 Impianti alimentati da fonti rinnovabili

Le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel decreto legislativo n. 387/03, di recepimento della direttiva europea 2001/77/CE. In particolare, le fonti rinnovabili sono la fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. Con il termine biomasse si intende la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani<sup>2</sup>.

Il medesimo decreto definisce come energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili:

- l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti energetiche rinnovabili;
  - la produzione imputabile alle fonti rinnovabili (nel caso di centrali ibride),
- mentre esclude da tale definizione l'energia elettrica prodotta da sistemi di stoccaggio. Pertanto, ad esempio, nel caso di impianti idroelettrici di pompaggio solo l'energia elettrica attribuibile agli apporti naturali (ove presenti) è da considerare energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, le leggi vigenti prevedono semplificazioni e incentivi, come verrà più dettagliatamente esposto nel seguito. In riferimento alle finalità del presente documento, si evidenzia che la legislazione vigente a livello nazionale, escludendo quindi iniziative di carattere regionale o locale e agevolazioni fiscali, prevede:

- i certificati verdi correlati all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (vds. il decreto ministeriale 18 dicembre 2008)<sup>3</sup>;
- il conto energia per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici (vds. i decreti ministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006 e 19 febbraio 2007);
- il conto energia per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici (vds. il decreto ministeriale 11 aprile 2008);
- le tariffe fisse onnicomprensive per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati dalla fonte eolica di potenza fino a 200 kW e da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad eccezione della fonte solare) di potenza fino a 1 MW (vds. il decreto ministeriale 18 dicembre 2008);
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto a quella prodotta da cogenerazione e da fonti convenzionali (vds. l'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99);
- semplificazioni e disposizioni particolari in materia di connessioni (vds. l'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03), regolate dall'Autorità;
- ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza inferiore a 10 MVA e da fonti rinnovabili non programmabili di qualsiasi potenza, in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato (vds. l'articolo 13 del decreto legislativo n. 387/03), regolato dall'Autorità;
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 200 kW (vds. l'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 e il decreto ministeriale 18 dicembre 2008), regolato dall'Autorità.

---

<sup>2</sup> Si noti che in Italia, fino al 31 dicembre 2006, l'energia elettrica prodotta da rifiuti non biodegradabili, pur non essendo questi ultimi parte delle fonti rinnovabili, è stata comunque ammessa agli stessi incentivi previsti per le fonti rinnovabili. I rifiuti non biodegradabili non sono più ammessi al medesimo trattamento previsto per le fonti rinnovabili dall'1 gennaio 2007, fatti salvi i diritti acquisiti, per effetto della legge n. 296/06 (cd. legge finanziaria 2007).

<sup>3</sup> Per poter ottenere i certificati verdi o le tariffe fisse onnicomprensive è necessario che l'impianto abbia la qualifica di Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili (IAFR), rilasciata dal GSE (si veda al riguardo [www.gse.it](http://www.gse.it)).

### 1.3 Cogenerazione ad alto rendimento

La legislazione vigente (articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99) definisce la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità.

L'Autorità, con la deliberazione n. 42/02, ha definito le condizioni che la produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter essere definita "cogenerazione". In particolare, per cogenerazione si intende un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica  $E_e$  e di energia termica con diversa finalità (civile o industriale)  $E_t = E_{t,civ} + E_{t,ind}$ , entrambe considerate energie utili, che a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia  $E_c$  e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfa entrambe le seguenti condizioni:

- la prima basata sull'indice di risparmio energetico IRE e finalizzata a garantire un significativo risparmio di energia primaria:

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{E_{t,civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t,ind}}{\eta_{ts,ind}}} \geq IRE_{min}$$

- la seconda basata sul limite termico LT e finalizzata a garantire un recupero significativo di calore utile:

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t} \geq LT_{min}$$

I valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$  e  $p$ , oltre che i valori dei termini  $IRE_{min}$  e  $LT_{min}$  sono stati definiti dalla deliberazione n. 42/02 e successivamente aggiornati dalla deliberazione n. 296/05. In particolare, i valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$ ,  $LT_{min}$  e  $IRE_{min}$  introdotti dalla deliberazione n. 42/02 sono in vigore per gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2005, mentre i valori dei medesimi parametri introdotti dalla deliberazione n. 296/05, poi confermati con le deliberazioni n. 307/07 e ARG/elt 174/09, sono in vigore per gli impianti che entrano in esercizio tra l'1 gennaio 2006 e il 31 dicembre 2010.

In un contesto estremamente differenziato tra i Paesi membri dell'Unione europea si è collocata la direttiva 2004/8/CE, il cui obiettivo è quello di accrescere l'efficienza energetica e la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta cogenerazione ad alto rendimento, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali. La direttiva 2004/8/CE intende armonizzare, a livello europeo, la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione. In Italia tale direttiva è stata recepita con il decreto legislativo n. 20/07, il quale prevede che, fino al 31 dicembre 2010, la cogenerazione ad alto rendimento sia la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità con la sopra richiamata deliberazione n. 42/02. A decorrere dall'1 gennaio 2011, la cogenerazione ad alto rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dall'Allegato III alla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal decreto legislativo n. 20/07. In riferimento alle finalità del presente documento, si evidenzia che la legislazione vigente a livello nazionale (in particolare il decreto legislativo n. 20/07), escludendo quindi iniziative di carattere regionale o locale e agevolazioni fiscali, prevede<sup>4</sup>:

---

<sup>4</sup> Per poter ottenere le agevolazioni previste per la cogenerazione ad alto rendimento è necessario che l'impianto venga qualificato come cogenerativo ad alto rendimento (si veda al riguardo [www.gse.it](http://www.gse.it)).



- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (già previsto dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99);
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto all'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali (già previsto dall'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99);
- i titoli di efficienza energetica (o certificati bianchi) correlati al risparmio di energia primaria (già previsti dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 e dall'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00), i cui criteri applicativi dovranno essere ridefiniti dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, appositamente per la cogenerazione ad alto rendimento;
- semplificazioni e disposizioni particolari in materia di connessioni, regolate dall'Autorità;
- ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato (vds. l'articolo 13 del decreto legislativo n. 387/03 e il comma 41 della legge n. 239/04), regolato dall'Autorità;
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 200 kW, regolato dall'Autorità.

#### **1.4 Il Testo unico ricognitivo della produzione elettrica**

Considerata l'esigenza di diffondere il più possibile le informazioni relative all'assetto normativo e regolatorio di interesse per i produttori di energia elettrica, con particolare riferimento al caso delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento, l'Autorità ha inizialmente adottato la deliberazione n. 312/07. Con tale deliberazione, l'Autorità ha dato disposizioni alla società Gestore dei servizi elettrici – GSE S.p.A. (di seguito: GSE) in materia di informazione sulle disposizioni normative e sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento.

In particolare, l'Autorità:

- ha previsto che il GSE, in collaborazione con la Direzione Mercati dell'Autorità per le parti di propria competenza, predisponga delle guide di carattere informativo finalizzate a pubblicizzare le disposizioni normative e regolatorie in materia di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento nonché sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico delle predette tipologie di produzione di energia elettrica;
- ha previsto che venga attivato, presso il GSE, un Servizio di informazione diretto, o contact center, sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento.

Sempre per la stessa esigenza di diffondere le informazioni relative agli interventi regolatori dell'Autorità, si è anche ritenuto opportuno fornire agli operatori del settore una raccolta dei provvedimenti di competenza o delle parti di essi che incidono direttamente sull'attività di produzione di energia elettrica. L'obiettivo è che detta raccolta possa costituire un valido strumento di lavoro per i sempre più numerosi soggetti che si trovano ad operare, in qualità di produttori di energia elettrica, nel presente contesto di mercato.

Il presente documento reca, pertanto, la raccolta delle principali disposizioni adottate dall'Autorità inerenti la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento. Il documento ha finalità puramente compilative e non costituisce uno strumento di regolazione: ha unicamente la finalità di soddisfare esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo. La regolazione ivi riportata è tratta dai relativi provvedimenti che costituiscono lo strumento di regolazione dell'Autorità. Non verranno pertanto descritte le procedure autorizzative che, pur essendo di interesse per gli operatori, non rientrano nelle competenze dell'Autorità.

La presente raccolta è organizzata per filoni di attività e riguarda, nell'ordine: le principali fasi per la connessione (capitolo 2); la misura dell'energia elettrica immessa, il trattamento delle misure dell'energia elettrica immessa e la misura dell'energia elettrica prodotta (capitolo 3); il trasporto dell'energia elettrica immessa (capitolo 4); il dispacciamento (capitolo 5); le modalità di cessione dell'energia elettrica con particolare riferimento a quelle alternative al libero mercato (capitolo 6). Infine, gli strumenti di incentivazione vigenti vengono solamente riassunti in modo schematico (capitolo 7), richiamando le relative disposizioni normative: infatti, in tale ambito, l'Autorità interviene solo nella definizione delle modalità per l'erogazione degli incentivi, ove previsto, e non anche nella definizione degli stessi. Ciascuna sezione è preceduta da una serie di note esplicative che rimandano poi alle relative disposizioni regolatorie allegate.

Ai fini di una più puntuale lettura del Testo unico ricognitivo della produzione elettrica, si evidenzia che:

- il capitolo 2, relativo alle connessioni, riassume la regolazione che si applica, per ogni impianto di produzione di energia elettrica, nel caso di richiesta di nuove connessioni o di adeguamento delle connessioni esistenti ai fini dell'immissione di energia elettrica;
- il capitolo 3, paragrafi 3.1 e 3.2, riassume la regolazione che si applica per la misura dell'energia elettrica immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi: tale servizio è sempre necessario, qualunque sia la modalità scelta per la cessione dell'energia elettrica immessa;
- il capitolo 3, paragrafo 3.3, riassume la regolazione che si applica per la misura dell'energia elettrica prodotta: tale servizio viene applicato solo qualora sia necessario disporre della misura dell'energia elettrica prodotta (ad esempio se gli incentivi sono associati all'energia elettrica prodotta);
- i capitoli 4, 5 e 6 riassumono la regolazione per l'accesso al sistema elettrico dell'energia elettrica immessa: il contenuto di tali capitoli viene applicato sulla base della modalità scelta per la cessione dell'energia elettrica immessa, come specificato nella tabella 1.2.

Accesso alla rete e modalità di cessione dell'energia elettrica immessa				
Modalità di cessione	Quali impianti	Delibere di riferimento	Contratti da siglare	Capitoli di riferimento
1 <b>Libero mercato (partecipazione diretta in Borsa o indiretta tramite trader)</b>	Tutti	Deliberazione n. 111/06 (dispacciamento e registrazione contratti di compravendita) e n. 348/07 (Allegato A, trasporto)	Dispacciamento in immissione con Terna + Compravendita con la propria controparte + Regolazione trasporto con Terna e impresa distributrice per impianti connessi in MT o BT	<b>Capitolo 4</b> (trasporto) e <b>capitolo 5</b> (dispacciamento).
2 <b>Ritiro dedicato, secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità</b>	Di potenza < 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili	Deliberazione n. 280/07	Unica convenzione con il GSE che comprende anche il dispacciamento in immissione e il trasporto dell'energia elettrica immessa	<b>Capitolo 6, paragrafo 6.1</b>
3 <b>Ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, secondo modalità definite dall'Autorità e a condizioni economiche definite per legge</b>	Alimentati da fonte eolica fino a 200 kW; alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ad eccezione della solare, fino a 1 MW	Deliberazione ARG/elt 1/09	Unica convenzione con il GSE inclusiva di tutto, compresi gli incentivi	<b>Capitolo 7 e capitolo 6, paragrafo 6.1.</b> Il ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva è, di fatto, un ritiro dedicato effettuato dal GSE ad un prezzo amministrato onnicomprensivo ed inclusivo anche dell'incentivo
4 <b>Scambio sul posto</b>	Di potenza fino a 20 kW, e di potenza maggiore a 20 kW fino a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007	Deliberazione ARG/elt 74/08	Contratto di scambio con il GSE dall'1 gennaio 2009 relativo all'energia elettrica immessa e allo scambio sul posto. Non sostituisce la regolazione dell'energia elettrica prelevata	<b>Capitolo 6, paragrafo 6.2</b>

- tabella 1.2 -

Infine, il capitolo 7 rappresenta un'introduzione agli strumenti di incentivazione attualmente previsti per le fonti rinnovabili. E' pertanto da integrare con l'analisi delle disposizioni normative in esso elencate.

## 1.5 Elenco delle disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica

Le principali disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica sono elencate nella seguente tabella 1.3: i filoni di attività ivi indicati sono sviluppati, nei termini indicati in premessa, nei capitoli seguenti.

<b>Connessione alle reti elettriche</b>	
<i>Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008</i>	
Media, alta e altissima tensione	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 281/05</b></li> <li>◆ <b>Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC 281)</b></li> </ul>
Bassa tensione	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 89/07</b></li> </ul>
<i>Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate dopo il 31 dicembre 2008</i>	
Ogni livello di tensione	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione ARG/elt 99/08 (TICA), dal 1/01/2009</b></li> <li>◆ <b>Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC)</b></li> </ul>
<i>Regole tecniche per la connessione</i>	
Media, alta e altissima tensione	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazioni ARG/elt 33/08 e ARG/elt 119/08</b> (per imprese distributrici)</li> <li>◆ <b>Codice di rete</b> verificato dall'Autorità (per Terna)</li> </ul>
Bassa tensione	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Regole tecniche di connessione delle imprese distributrici</li> </ul>
<b>Accesso e utilizzo della rete</b>	
Trasporto	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 348/07</b></li> </ul>
Dispacciamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 111/06</b></li> <li>◆ <b>Deliberazioni ARG/elt 98/08 e ARG/elt 5/10 (dispacciamento eolico)</b></li> <li>◆ <b>Codice di rete</b> di Terna verificato dall'Autorità</li> </ul>
<b>Misura</b>	
Energia elettrica scambiata con la rete	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 348/07</b></li> <li>◆ <b>Deliberazione ARG/elt 178/08</b></li> <li>◆ <b>Deliberazione ARG/elt 107/09</b></li> </ul>
Energia elettrica prodotta	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 88/07</b></li> </ul>
<b>Cessione energia e scambio sul posto</b>	
Ritiro dedicato	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 280/07</b></li> </ul>
Scambio sul posto	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 28/06 e relativi chiarimenti fino al 31/12/2008</b></li> <li>◆ <b>Deliberazione ARG/elt 74/08 dall'1 gennaio 2009</b></li> </ul>

- tabella 1.3 -

Le ulteriori disposizioni regolatorie dell'Autorità che definiscono e regolano le condizioni relative agli impianti cogenerativi ad alto rendimento e quelle che regolano le disposizioni relative alle incentivazioni delle fonti rinnovabili sono indicate nella tabella 1.4. Il presente documento, nel capitolo 7 reca, inoltre, alcune informazioni circa l'attuale quadro normativo volto all'incentivazione dello sfruttamento delle fonti rinnovabili.

<b>Fonti rinnovabili</b>	
Certificati verdi	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazioni ARG/elt 24/08, ARG/elt 10/09 e ARG/elt 3/10 (definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore di riferimento dei certificati verdi)</b></li> </ul>
Conto energia per il fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 188/05 (attuazione del DM 28 luglio 2005)</b></li> <li>◆ <b>Deliberazione n. 90/07 (attuazione del DM 19 febbraio 2007)</b></li> </ul>
Conto energia per il solare termodinamico	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione ARG/elt 95/08 (attuazione del DM 11 aprile 2008)</b></li> </ul>
Tariffa fissa onnicomprensiva per le altre fonti rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione ARG/elt 1/09 (attuazione del DM 18 dicembre 2008)</b></li> </ul>
<b>Cogenerazione ad alto rendimento</b>	
Definizione di cogenerazione ad alto rendimento	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 42/02</b></li> <li>◆ <b>Deliberazione n. 296/05 (aggiornamento dei parametri di calcolo)</b></li> <li>◆ <b>Deliberazione n. 307/07 (aggiornamento dei parametri di calcolo)</b></li> <li>◆ <b>Deliberazione ARG/elt 174/09 (aggiornamento dei parametri di calcolo)</b></li> </ul>
<b>Controlli tecnici e sopralluoghi sugli impianti</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ <b>Deliberazione n. 60/04</b></li> <li>◆ <b>Deliberazione n. 215/04 (Regolamento tecnico)</b></li> </ul>

- tabella 1.4 -

## Capitolo 2

### Connessioni

#### 2.1 Principali riferimenti normativi

L'Autorità regola il servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi, erogato dai gestori di rete (imprese distributrici e Terna), applicando le disposizioni riportate nella normativa primaria. In particolare si ricorda:

- a) la legge n. 481/95 (articolo 2, comma 12) che ha dato mandato all'Autorità per la definizione delle condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti;
- b) il decreto legislativo n. 79/99 (articolo 9, comma 1) che ha previsto l'obbligo, in capo alle imprese distributrici, di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, purché siano rispettate le regole tecniche, nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia;
- c) il decreto legislativo n. 387/03 (articolo 14) che, recependo la direttiva europea 2001/77/CE, ha introdotto una serie di agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- d) il decreto legislativo n. 20/07 (articolo 6) che, recependo la direttiva europea 2004/8/CE, ha introdotto una serie di agevolazioni nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- e) la legge n. 244/07 che ha introdotto ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e che, limitatamente alle fonti rinnovabili, ha assegnato all'Autorità il potere di prevedere procedure sostitutive nel caso di inerzia da parte dei gestori di rete e il potere di gestire e risolvere, in modo vincolante, le controversie eventualmente insorte tra produttori e gestori di rete.

#### 2.2 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative al servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi, nel caso di impianti di produzione di energia elettrica, sono definite nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08, recante "*Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)*"; tali disposizioni sono vigenti dall'1 gennaio 2009 e si applicano alle richieste di connessione presentate a partire da tale data.

Per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008 il servizio di connessione continua ad essere regolato:

- nel caso di connessioni alle reti in bassa tensione, dalla deliberazione n. 89/07, recante "*Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV*";
- nel caso di connessioni alle reti in media, alta e altissima tensione, dalla deliberazione n. 281/05, recante "*Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi*".

Nel seguito ci si riferirà unicamente all'attuale quadro normativo stabilito dalla deliberazione ARG/elt 99/08 (TICA).

### 2.3 Richiesta di connessione

Le richieste di connessione sono riferite al valore della potenza in immissione richiesta. Tale valore è pari al valore della potenza complessivamente disponibile per l'immissione di energia elettrica, dopo gli interventi da effettuare, senza che l'utente sia disconnesso.

Le richieste di connessione per potenza in immissione inferiore a 10 MW devono essere presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale; le richieste di connessione per potenza in immissione uguale o maggiore a 10 MW devono essere presentate a Terna. Nel caso di adeguamenti di connessioni già esistenti, le richieste devono essere presentate al gestore della rete a cui l'impianto è già connesso.

Le richieste di connessione vanno effettuate secondo un modello standard elaborato dai gestori di rete e dovranno contenere le informazioni di cui al comma 3.3 della deliberazione ARG/elt 99/08.

Il richiedente può indicare, nella richiesta di connessione, un punto esistente sulla rete al quale dovrà riferirsi il gestore di rete per la determinazione del preventivo per la connessione.

Alla presentazione della richiesta di connessione, il richiedente è tenuto a versare un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo. Tale corrispettivo è definito per fasce di potenza richiesta in immissione, come di indicato in tabella 2.1.

<b>Corrispettivo</b>	<b>Valore della potenza richiesta in immissione</b>
100 euro	fino a 50 kW
200 euro	superiore a 50 kW e fino a 100 kW
500 euro	superiore a 100 kW e fino a 500 kW
1.500 euro	superiore a 500 kW e fino a 1.000 kW
2.500 euro	superiore a 1.000 kW

- tabella 2.1 -

### 2.4 Livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione

Il servizio di connessione è erogato in bassa tensione per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, mentre è erogato in media tensione per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW.

Tali condizioni non escludono la possibilità di erogare il servizio di connessione in bassa o media tensione per potenze in immissione richieste superiori rispettivamente a 100 kW o a 6.000 kW.

Nel caso in cui la connessione sia già esistente, il servizio di connessione è erogato al livello di tensione della connessione esistente nei limiti di potenza già disponibile.

Il livello di tensione di erogazione del servizio non individua necessariamente il valore della tensione dell'impianto di rete per la connessione. Ciò significa che, ad esempio, per l'erogazione del servizio in bassa tensione l'impianto di rete può essere realizzato in media tensione, se necessario secondo le scelte effettuate dall'impresa distributrice, con il vincolo, però, che sia realizzata una cabina di trasformazione media/bassa tensione che rimane nella titolarità dell'impresa distributrice.

Nel caso in cui si richieda la connessione per un impianto di produzione di energia elettrica in presenza di una connessione in prelievo esistente, l'eventuale adeguamento della sola potenza disponibile in immissione non comporta un corrispondente adeguamento della potenza impegnata ai fini dell'erogazione del servizio di distribuzione per i prelievi di energia elettrica.

Ciò significa che il cliente può mantenere invariata la potenza relativa al proprio contratto in prelievo anche se installa un impianto di produzione per il quale richiede una potenza in immissione superiore.

## **2.5 Realizzazione delle connessioni in bassa e media tensione**

### **2.5.1 Modalità procedurali**

Nel caso di connessioni in bassa e media tensione, l'Autorità ha definito modalità procedurali standard e condizioni economiche convenzionali al fine di introdurre elementi di maggior semplicità per i produttori titolari di impianti di piccola e media taglia, tenendo conto della standardizzazione che, nella maggior parte dei casi, contraddistingue tali connessioni.

#### Preventivo per la connessione

Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è il tempo intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata da tutte le informazioni necessarie, e la data di messa a disposizione del preventivo per la connessione. Tale tempo deve, al massimo, essere pari a:

- 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Il preventivo deve avere la validità di 45 giorni lavorativi, deve riportare, tra l'altro, l'elenco delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connessione e deve indicare il corrispettivo per la connessione, evidenziando la parte, pari al 30% del totale, che il richiedente deve versare all'atto di accettazione del preventivo, e la restante parte che il richiedente deve versare dopo la realizzazione delle opere necessarie all'assestamento delle infrastrutture dell'impianto di rete per la connessione presso il punto di connessione.

La soluzione per la connessione, ad eccezione degli impianti separati con tratti di mare dalla terraferma, non prevede la presenza di impianti di utenza per la connessione, a meno di accordi tra gestore di rete e richiedente. Pertanto, in generale e fatte salve diverse esigenze del produttore, la connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi avviene al confine di proprietà.

#### Procedure per la connessione

Se il richiedente intende accettare il preventivo, invia all'impresa distributrice una comunicazione di accettazione del preventivo, corredata dall'attestazione dell'avvenuto pagamento del 30% del totale del corrispettivo per la connessione, calcolato come indicato nel paragrafo 2.5.2. Qualora l'iter autorizzativo dovesse avere esito negativo, l'impresa distributrice restituisce al richiedente il corrispettivo pagato all'atto di accettazione del preventivo maggiorato del tasso legale di interesse e il preventivo decade.

Il richiedente, dopo aver accettato il preventivo, è tenuto a realizzare le opere strettamente necessarie all'assestamento delle infrastrutture dell'impianto di rete per la connessione presso il punto di connessione e, una volta ultimate tali opere, deve darne comunicazione all'impresa distributrice inviando anche la documentazione attestante il pagamento del restante 70% del corrispettivo per la connessione.

Il richiedente, ai sensi dell'articolo 30 bis della deliberazione ARG/elt 99/08, prima dell'entrata in esercizio dell'impianto di produzione e comunque successivamente all'accettazione del preventivo

e al completamento dell'iter autorizzativo, è tenuto a compilare tramite il sistema informativo CENSIMP presente sul portale informatico di Terna<sup>5</sup> la scheda anagrafica relativa al proprio impianto di produzione di energia elettrica. A compilazione avvenuta il richiedente riceverà un'attestazione di avvenuta registrazione che dovrà essere trasmessa al gestore di rete cui l'impianto sarà connesso. Nel caso in cui tale attestazione non venga trasmessa al gestore di rete l'impianto non potrà entrare in esercizio. In figura 2.1 è schematizzato l'iter da seguire ai fini della registrazione dell'impianto di produzione presso Terna.



- figura 2.1 -

### Tempistiche per la realizzazione della connessione

Il tempo di realizzazione della connessione è il tempo intercorrente tra la data di completamento dei lavori sul punto di connessione e la data di completamento della connessione. Tale tempo deve, al massimo, essere pari a:

- 30 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici<sup>6</sup>;
- 90 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi<sup>7</sup>, aumentato di 15 giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo km.

Ultimata la realizzazione dell'impianto di connessione, l'impresa distributrice comunica il completamento della realizzazione della connessione e la disponibilità all'entrata in esercizio.

Nel caso in cui per la realizzazione della connessione risulti necessario effettuare interventi sulla rete di alta tensione, il tempo di realizzazione della connessione è indicato dall'impresa distributrice

<sup>5</sup> www.terna.it

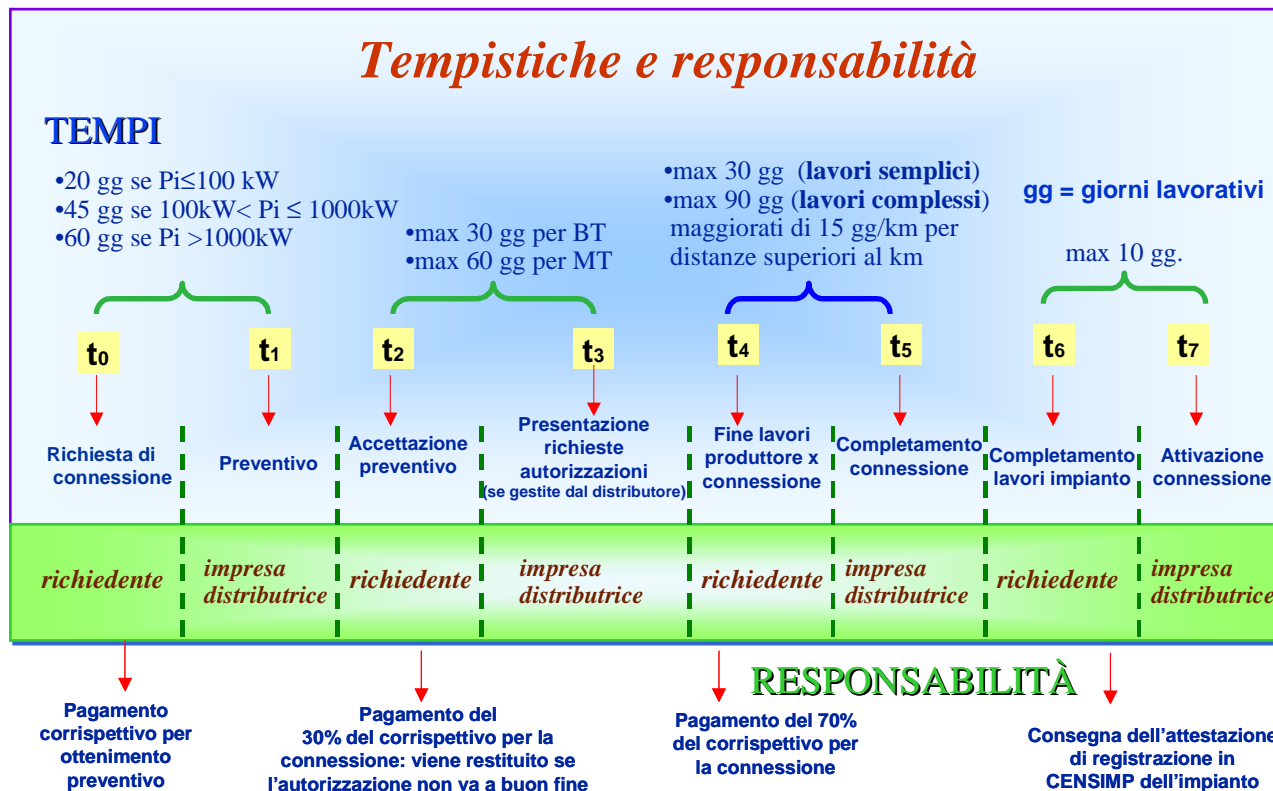
<sup>6</sup> Realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

<sup>7</sup> Realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.



nel preventivo per la connessione, descrivendo gli interventi da effettuare sulle infrastrutture in alta tensione.

La seguente figura 2.2 riassume le modalità procedurali standard che ogni impresa distributrice è tenuta ad applicare per le connessioni in bassa e media tensione.



- figura 2.2 -

### Indennizzi automatici

L'impresa distributrice è tenuta a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo nei seguenti casi:

- ritardo di messa a disposizione del preventivo (comma 6.1);
- ritardo di messa a disposizione dell'eventuale preventivo aggiornato a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni (comma 8.8);
- ritardo di presentazione di eventuali richieste di autorizzazione in capo all'impresa distributrice (comma 8.4);
- ritardo nella messa a disposizione delle informazioni necessarie alla predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo (comma 8.7);
- ritardo nell'invio al richiedente, nel caso si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione, degli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi (comma 15.3, lettera b));
- ritardo nell'effettuare il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione (comma 15.3, lettera e)).

L'impresa distributrice è tenuta a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico pari al maggior valore tra 20 euro/giorno e il 5% del

totale del corrispettivo per la connessione per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione fino a un massimo di 120 giorni lavorativi.

### Agevolazioni previste per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Le imprese distributrici trattano in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento rispetto agli impianti tradizionali. A tal fine, le tempistiche richiamate nel presente paragrafo, nel caso di connessioni di impianti non alimentati da fonti rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento, possono subire modifiche, stabilite dalle imprese distributrici, fino a raddoppiare.

### Le procedure sostitutive previste per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel caso di inerzia da parte del gestore di rete

L'Autorità, a fronte della segnalazione da parte del richiedente, può avviare la procedura sostitutiva nei seguenti casi:

- superamento di 60 giorni lavorativi di ritardo nella messa a disposizione del preventivo;
- superamento di 120 giorni lavorativi di ritardo nella realizzazione della connessione.

Se viene attivata la procedura sostitutiva nel caso di ritardo nella messa a disposizione del preventivo:

- l'impresa distributtrice è tenuta a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni necessarie per l'elaborazione di un preventivo relativo alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;
- previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà dell'impresa distributtrice, l'Autorità definisce le modalità e i tempi di connessione dell'impianto.

Se viene attivata la procedura sostitutiva nel caso di ritardo nella realizzazione della connessione:

- l'impresa distributtrice è tenuta a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni relative alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;
- previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà dell'impresa distributtrice, l'Autorità individua le attività che l'impresa distributtrice deve eseguire per consentire l'attivazione della connessione, e i rispettivi tempi di esecuzione;
- l'Autorità dispone che l'impresa distributtrice esegua le attività necessarie entro i rispettivi tempi.

## **2.5.2 Condizioni economiche**

### Il caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Il corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6.000$$

dove:

- $CP_A = 35 \text{ €/kW}$  e  $CM_A = 90 \text{ €/kW/km}$ ;
- $CP_B = 4 \text{ €/kW}$  e  $CM_B = 7,5 \text{ €/kW/km}$ ;

- $P$  è la potenza ai fini della connessione, pari al maggiore valore tra zero e la potenza aggiuntiva richiesta in immissione (a sua volta pari alla differenza, se positiva, tra la potenza richiesta in immissione e la potenza già disponibile per la connessione prima degli interventi);
- $D_A$  è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione MT/bt esistente da almeno 5 anni;
- $D_B$  è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione AT/MT esistente da almeno 5 anni.

Nei casi di realizzazione in cavo, i predetti corrispettivi CM devono essere moltiplicati per 2 e nei casi di richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna, i predetti corrispettivi CM, CP sono moltiplicati per 3.

Infine, il corrispettivo esclude i costi di gestione delle autorizzazioni che dovranno essere versati separatamente ai gestori di rete, se gestite dai medesimi.

Il corrispettivo per la connessione, come sopra definito, è convenzionale, non dipende dal punto di connessione né dall'effettiva distanza di connessione.

#### **BOX 1 - POTENZA AI FINI DELLA CONNESSIONE**

*La potenza ai fini della connessione è determinata secondo la seguente sequenza.*

*Prima del processo di connessione si valuta la **potenza già disponibile per la connessione (PDC)** come il valore massimo tra la **potenza già disponibile in immissione (PDI)**, che è la massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione esistente senza che l'utente sia disconnesso prima della richiesta di connessione e la **potenza già disponibile in prelievo (PDP)** che è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione esistente prima della richiesta di connessione, senza che il cliente finale sia disalimentato.*

$$PDC = \max\{PDI; PDP\}$$

*Noto il valore della **potenza in immissione richiesta (PIR)**, che costituisce l'oggetto principale della richiesta di connessione, si valuta la **potenza aggiuntiva richiesta in immissione (PAR)** che è la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile per la connessione.*

$$PAR = PIR - PDC$$

*A questo punto, la potenza ai fini della connessione ( $P$ ) è pari al maggiore valore tra zero e la potenza aggiuntiva richiesta in immissione.*

$$P = \max\{0; PAR\}$$

#### *Il caso degli impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento*

Il corrispettivo per la connessione di impianti non alimentati da fonti rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento è pari al massimo tra il corrispettivo definito per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento e il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard, pubblicate dall'impresa distributrice unitamente ai relativi costi medi.

### **2.5.3 Condizioni tecniche**

#### Riferimenti regolatori

Le regole tecniche di connessione sono indicate:

- per le connessioni in media tensione, nella norma CEI 0-16 allegata alla deliberazione ARG/elt 33/08;
- per le connessioni in bassa tensione, nelle regole tecniche di connessione autonomamente adottate dalla imprese distributrici. Al momento è in corso un gruppo di lavoro presso il CEI finalizzato alla definizione di una norma di validità nazionale.

#### Il contratto di connessione

I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il richiedente ai fini dell'erogazione del servizio di connessione sono regolati in un apposito contratto per la connessione. Tale contratto reca le condizioni per la gestione dell'impianto per la connessione, nonché per l'interoperabilità tra il medesimo e l'impianto elettrico che si connette.

### **2.5.4 Ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento**

#### Connessione di un lotto di impianti di produzione

Un lotto di impianti di produzione è un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, ubicati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua.

Qualora il richiedente abbia la necessità di connettere un lotto di impianti di produzione, deve presentare una richiesta di connessione, unica per ciascun lotto di impianti di produzione. Tale richiesta deve indicare, oltre ai dati e alle informazioni previste nel caso di un singolo impianto di produzione, anche il numero degli impianti che fanno parte del lotto e, per ciascuno di essi, la potenza nominale e la potenza in immissione richiesta. La potenza in immissione richiesta è pari alla somma delle potenze in immissione richieste per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto.

L'impresa distributrice predispone un unico preventivo che prevede la realizzazione di una connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto.

Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto è determinato facendo riferimento alla potenza in immissione richiesta di ciascun impianto.

Qualora la potenza in immissione richiesta per l'intero lotto non superi 6.000 kW, si applicano le condizioni previste per le connessioni alle reti in bassa e media tensione; nel caso in cui la potenza in immissione richiesta sia maggiore di 6.000 kW, si applicano le condizioni previste per la connessione alle reti in alta e altissima tensione.

Nel caso in cui si applichino le condizioni per la connessione previste per le reti in bassa e media tensione, i parametri  $D_A$  e  $D_B$  per il calcolo dei corrispettivi per la connessione sono determinati considerando la media delle distanze calcolate relativamente a ciascun punto di connessione degli impianti di produzione appartenenti al lotto.

Qualora un medesimo richiedente presenti, nell'arco di 6 mesi, più richieste di connessione alla rete di impianti di produzione riconducibili alla fattispecie di lotto di impianti di produzione, le tempistiche per la messa a disposizione del preventivo e per la realizzazione della connessione, per le richieste di connessione successive alla prima, sono raddoppiate.

### Realizzazione in proprio della connessione

Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento e qualora la connessione sia erogata ad un livello di tensione nominale superiore ad 1 kV, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implicino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. In questi casi, all'atto dell'accettazione del preventivo, il richiedente invia la richiesta di realizzazione in proprio della porzione di impianto per la connessione secondo quanto specificato nel preventivo per la connessione e non versa il 30% del corrispettivo convenzionale per la connessione. L'impresa distributrice versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo di connessione determinato sulla base di soluzioni tecniche standard e il corrispettivo per la connessione (si veda il paragrafo 2.5.2). Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero. In questo modo i costi sostenuti dal richiedente sono all'incirca i medesimi sia nel caso in cui realizzi in proprio la connessione sia nel caso in cui la realizzi l'impresa distributrice.

## **2.6 Realizzazione delle connessioni in alta e altissima tensione**

### **2.6.1 Modalità procedurali**

#### Le modalità e condizioni contrattuali (MCC)

I gestori di rete trasmettono all'Autorità e pubblicano le modalità e condizioni contrattuali (MCC) per l'erogazione del servizio di connessione. Le MCC definiscono le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete per la realizzazione della connessione, le modalità e i tempi di risposta, le modalità di pagamento dei corrispettivi di connessione e i criteri per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete per la gestione dell'iter autorizzativo (cfr. comma 18.2). Nel caso di Terna, le MCC sono riportate nel Codice di trasmissione e di dispacciamento adottato ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, in conformità alle direttive definite dall'Autorità con deliberazione n. 250/04. Il Codice di trasmissione e di dispacciamento è disponibile sul sito *internet* di Terna ([www.terna.it](http://www.terna.it)).

#### Il preventivo per la connessione

Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione e la validità di tale preventivo sono definiti nelle MCC. Il preventivo deve indicare una soluzione tecnica minima generale per la connessione dell'impianto e il corrispettivo di connessione, evidenziando le singole voci. Il richiedente può accettare il preventivo o, in alternativa, può richiedere un ulteriore preventivo sulla base di una diversa soluzione tecnica minima generale.

La soluzione per la connessione, in generale, prevede che l'impianto per la connessione sia distinto tra l'impianto di utenza (nella titolarità del produttore) e l'impianto di rete (nella titolarità del gestore di rete). Comunque, il gestore di rete, a seguito di specifica richiesta da parte del richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, è tenuto a ricomprendere tra gli impianti di rete per la connessione l'impianto per la connessione individuato inizialmente come impianto di utenza per la connessione.

### Procedure per la connessione

Dopo l'accettazione del preventivo, ha inizio l'iter necessario all'ottenimento delle autorizzazioni, alla conclusione del quale il richiedente può richiedere l'elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio.

Il richiedente, ai sensi dell'articolo 30 bis della deliberazione ARG/elt 99/08, nel periodo intercorrente tra l'ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto e l'invio della richiesta di soluzione tecnica minima di dettaglio di cui all'articolo 22 del TICA è tenuto a compilare tramite il sistema informativo CENSIMP presente sul portale informatico di Terna<sup>8</sup> la scheda anagrafica relativa al proprio impianto di produzione di energia elettrica. A compilazione avvenuta il richiedente riceverà un'attestazione di avvenuta registrazione che dovrà essere trasmessa al gestore di rete cui l'impianto sarà connesso. Nel caso in cui tale attestazione non venga trasmessa al gestore di rete l'impianto non potrà entrare in esercizio. In figura 2.1 (a cui si rimanda) è schematizzato l'iter da seguire ai fini della registrazione dell'impianto di produzione presso Terna.

### Tempistiche di realizzazione della connessione

Il tempo di realizzazione della connessione è definito nelle MCC, in riferimento agli impianti di rete per la connessione realizzati dal gestore di rete.

### Indennizzi automatici

Il gestore di rete è tenuto a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo nei seguenti casi:

- ritardo di messa a disposizione del preventivo;
- ritardo di messa a disposizione della soluzione tecnica minima di dettaglio.

Il gestore di rete è tenuto a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico, come definito al comma 28.3 della deliberazione ARG/elt 99/08, per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione.

### Agevolazioni previste per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

I gestori di rete trattano in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento rispetto agli impianti tradizionali.

### Le procedure sostitutive previste per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel caso di inerzia da parte del gestore di rete

L'Autorità, a fronte della segnalazione da parte del richiedente, può avviare la procedura sostitutiva nei seguenti casi:

- superamento di 60 giorni lavorativi di ritardo di messa a disposizione del preventivo e della messa a disposizione della soluzione tecnica minima di dettaglio;
- superamento di 120 giorni lavorativi di ritardo nella realizzazione della connessione.

Si rimanda per ulteriori considerazioni al paragrafo 2.5.1.

---

<sup>8</sup> [www.terna.it](http://www.terna.it)

## 2.6.2 Condizioni economiche

### Condizioni economiche nel caso di impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento

A seguito dell'accettazione del preventivo e all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Tale corrispettivo è pari a 2.500 euro + 0,5 euro/kW, fino a un massimo di 50.000 euro.

A seguito dell'accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo di connessione, determinato sulla base del preventivo dei costi di realizzazione dell'impianto per la connessione allegato alla progettazione di dettaglio. Nel computo di tale corrispettivo sono inclusi gli oneri associati alle modifiche infrastrutturali della rete elettrica esistente che si dovessero rendere necessarie per l'erogazione del servizio di connessione, ad eccezione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale che continuano ad essere remunerati sulla base degli attuali meccanismi tariffari. Le condizioni economiche sono aderenti ai costi effettivi delle soluzioni tecniche standard individuate dai gestori di rete nelle MCC.

### Condizioni economiche nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili

Il corrispettivo relativo alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio è pari a 1.250 euro + 0,25 euro/kW, fino a un massimo di 25.000 euro.

Il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:

- il maggior valore tra zero e la differenza tra i costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione (esclusi i costi derivanti da eventuali interventi sulle reti esistenti) e il parametro-soglia di cui alla tabella 2.2 e
- il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita nelle MCC facendo riferimento a condizioni standard di esercizio.

<b>Parametri per la determinazione della soglia per le rinnovabili</b>	
<b>Connessioni in alta e altissima tensione</b>	
Plc (parametro per linea in cavo)	100 k€/km (fino a un massimo di 1 km)
Pla (parametro per linea aerea)	40 k€/km (fino a un massimo di 1 km)

Per composizioni miste (sia linea aerea che linea in cavo) il valore massimo di 1 km è da intendersi una sola volta per l'intera linea. I contributi alla soglia saranno determinati in maniera proporzionale alle effettive lunghezze dei due tratti di linea.

- tabella 2.2 -

### Condizioni economiche nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Il corrispettivo relativo alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio è pari a 2.000 euro + 0,4 euro/kW, fino a un massimo di 40.000 euro.

Il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:

- i costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione (esclusi i costi derivanti da eventuali interventi sulle reti esistenti) e

- b) il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita nelle MCC facendo riferimento a condizioni standard di esercizio.

### **2.6.3 Condizioni tecniche**

#### Riferimenti regolatori

Le regole tecniche di connessione sono indicate:

- per le connessioni in alta tensione sulle reti di distribuzione, nella norma CEI 0-16 allegata alla deliberazione ARG/elt 33/08;
- per le connessioni in alta e altissima tensione sulla rete di trasmissione nazionale, nel Codice di trasmissione e di dispacciamento adottato da Terna ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, in conformità alle direttive definite dall'Autorità con deliberazione n. 250/04. Il Codice di trasmissione e di dispacciamento è disponibile sul sito *internet* di Terna ([www.terna.it](http://www.terna.it)).

#### Il contratto di connessione

I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il richiedente ai fini dell'erogazione del servizio di connessione sono regolati in un apposito contratto per la connessione. Tale contratto reca le condizioni per la gestione dell'impianto per la connessione, nonché per l'interoperabilità tra il medesimo e l'impianto elettrico che si connette.

### **2.6.4 Ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento**

#### Realizzazione in proprio della connessione

Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento, al richiedente è data facoltà, previa istanza, di realizzare l'impianto di rete per la connessione e gli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico. In questi casi, il gestore di rete versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo medio di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione (definito sulla base delle soluzioni tecniche standard) e il corrispettivo di connessione riportati nel paragrafo 2.6.2. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero. In questo modo i costi sostenuti dal richiedente sono all'incirca i medesimi sia nel caso in cui realizzi in proprio la connessione sia nel caso in cui la realizzi il gestore di rete.

### **2.7 Procedura per la risoluzione delle controversie nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili**

L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 123/08, ha adottato il Regolamento per la risoluzione delle controversie che insorgono tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Il produttore qualora insorga una controversia, nel corso della fase anteriore alla realizzazione della connessione di un impianto di produzione o durante la successiva fase di esercizio della connessione medesima, può presentare alla Direzione Mercati dell'Autorità un'istanza per la risoluzione della controversia insorta. La Direzione Mercati, verificata positivamente l'ammissibilità dell'istanza e la sussistenza dei requisiti formali e sostanziali, sottopone al Collegio



dell'Autorità la proposta di avvio della procedura. Il Collegio dell'Autorità designa, per ciascuna controversia, un responsabile della procedura che comunica alle parti l'avvio della procedura e trasmette al gestore di rete l'istanza e i documenti ad essa allegati, ai fini dell'instaurazione del contraddittorio.

In esito all'istruttoria, il responsabile della procedura comunica alla parti le risultanze, comprensive di un'ipotesi per la risoluzione della controversia. Le parti possono presentare una memoria al responsabile della procedura entro 10 giorni dal ricevimento delle risultanze; decorsi i 10 giorni, il responsabile della procedura presenta al Collegio dell'Autorità una relazione contenente l'analisi della controversia e una proposta di risoluzione. Successivamente, il Collegio dell'Autorità adotta la decisione motivata, vincolante per le parti: la decisione definisce i profili di carattere tecnico, economico e procedimentale per la risoluzione della controversia.

## 2.8 Testo della regolazione vigente in materia di connessioni: la deliberazione ARG/elt 99/08

Allegato A alla deliberazione del 23 luglio 2008,  
ARG/elt 99/08

**Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica**  
**(Testo integrato delle connessioni attive – TICA)**

### PARTE I PARTE GENERALE

#### TITOLO I DISPOSIZIONI GENERALI

##### Articolo 1 *Definizioni*

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 come successivamente modificato e integrato, integrate come segue:

- a) **accettazione del preventivo per la connessione** è l'accettazione da parte del richiedente delle condizioni esposte nel preventivo per la connessione;
- b) **connessione** è il collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima;
- c) **data di invio di una comunicazione** è:
  - per le comunicazioni scritte, la data risultante dalla ricevuta del fax, ovvero dalla ricevuta o timbro postale di invio;
  - per le comunicazioni trasmesse tramite portale informatico, la data di inserimento della comunicazione nel sistema informativo comprovata da apposita ricevuta rilasciata all'atto dell'inserimento;
  - per le comunicazioni trasmesse tramite posta elettronica certificata, la data di invio della comunicazione;
  - per le comunicazioni presentate presso uffici, la data di presentazione a fronte del rilascio di una ricevuta;
- d) **data di completamento della connessione** è la data di invio del documento relativo al completamento della realizzazione e alla disponibilità all'entrata in esercizio della connessione;
- e) **data di accettazione del preventivo per la connessione** è la data di invio del documento relativo all'accettazione del preventivo per la connessione;
- f) **data di completamento dell'impianto** è la data di invio della comunicazione del

completamento della realizzazione dell'impianto di produzione;

- g) **data di messa a disposizione del preventivo per la connessione** è la data di invio del documento relativo al preventivo per la connessione;
- h) **data di ricevimento di una comunicazione** è:
  - per le comunicazioni trasmesse tramite fax, il giorno risultante dalla ricevuta del fax;
  - per le comunicazioni trasmesse tramite raccomandata con ricevuta di ritorno, il giorno lavorativo successivo a quello risultante dall'avviso di ricevimento della raccomandata;
  - per le comunicazioni trasmesse tramite portale informatico, la data di inserimento della comunicazione nel sistema informativo comprovata da apposita ricevuta rilasciata all'atto dell'inserimento;
  - per le comunicazioni trasmesse tramite posta elettronica certificata, la data di invio della comunicazione;
  - per le comunicazioni presentate presso uffici, la data di presentazione a fronte del rilascio di una ricevuta;
- i) **data di completamento dei lavori sul punto di connessione** è la data di ricevimento della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connessione;
- j) **giorno lavorativo** è un giorno non festivo della settimana compreso tra lunedì e venerdì inclusi;
- k) **gestore di rete** è il soggetto concessionario del servizio di distribuzione o di trasmissione della rete elettrica;
- l) **GSE** è la società Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa;
- m) **impresa distributrice** è l'impresa di cui all'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, concessionaria del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dei medesimi articolo e comma;
- n) **impianto di produzione** è l'insieme del macchinario, dei circuiti, dei servizi ausiliari, delle apparecchiature e degli eventuali carichi per la generazione di energia elettrica;
- o) **impianto per la connessione** è l'insieme degli impianti necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione;
- p) **impianto di rete per la connessione** è la porzione di impianto per la connessione di

- competenza del gestore di rete con obbligo di connessione di terzi;
- q) **impianto di utenza per la connessione** è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente;
- r) **lavori semplici** sono la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura;
- s) **lavori complessi** sono la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici;
- t) **linee elettriche di cui al decreto 21 ottobre 2005** sono le linee elettriche transfrontaliere realizzate in attuazione del decreto 21 ottobre 2005;
- u) **potenza già disponibile in immissione** è la massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione esistente senza che l'utente sia disconnesso prima della richiesta di connessione;
- v) **potenza già disponibile in prelievo** è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione esistente prima della richiesta di connessione, senza che il cliente finale sia disalimentato;
- w) **potenza già disponibile per la connessione** è il valore massimo tra la potenza già disponibile in prelievo e la potenza già disponibile in immissione ;
- x) **potenza in immissione richiesta** è il valore della potenza in immissione complessivamente disponibile dopo gli interventi da effettuare senza che l'utente sia disconnesso;
- y) **potenza aggiuntiva richiesta in immissione** è la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile in immissione;
- z) **potenza ai fini della connessione** è pari al maggiore valore tra zero e la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile per la connessione;
- aa) **servizio di connessione** è l'adempimento, da parte del gestore di rete, all'obbligo previsto dall'articolo 3, comma 1 e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99;
- bb) **richiedente** è il soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi finalizzata alla connessione di impianti di produzione di energia elettrica;
- cc) **soluzione tecnica minima per la connessione** è la soluzione per la connessione, elaborata dal gestore di rete in seguito ad una richiesta di connessione, necessaria e sufficiente a soddisfare la

- predetta richiesta, compatibilmente con i criteri di dimensionamento per intervalli standardizzati dei componenti adottati dal gestore della rete a cui la connessione si riferisce;
- dd) **sviluppo** è un intervento di espansione o di evoluzione della rete elettrica, motivato, in particolare, dall'esigenza di estendere la rete per consentire la connessione di impianti elettrici di soggetti terzi alla rete medesima;
- ee) **tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione** è il tempo intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata da tutte le informazioni come definite nel presente provvedimento, e la data di messa a disposizione del preventivo per la connessione. Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione comprende i tempi necessari per l'effettuazione di eventuali verifiche e sopralluoghi;
- ff) **tempo di realizzazione della connessione** è il tempo intercorrente tra la data di completamento dei lavori sul punto di connessione e la data di completamento della connessione;
- gg) **Terna** è la società Terna Spa;
- hh) **lotto di impianti di produzione** è un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, ubicati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua.

## Articolo 2

### *Ambito di applicazione*

- 2.1 Il presente provvedimento definisce le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi di impianti di produzione di energia elettrica, anche per il tramite di un punto di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi esistente.
- 2.2 Le modalità e le condizioni di cui al presente provvedimento si applicano alle richieste di nuove connessioni e alle richieste di adeguamento di una connessione esistente conseguenti alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica o alla modifica di impianti di produzione esistenti. Le disposizioni di cui al presente provvedimento si applicano, altresì, alle richieste di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi stabilite sul territorio nazionale di linee elettriche di cui al decreto 21 ottobre 2005.
- 2.3 Il servizio di connessione è erogato dai soggetti concessionari dei servizi di trasmissione o di distribuzione. Nel caso di connessioni a reti elettriche con obbligo di connessione di terzi gestite da soggetti non titolari di connessione di

trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica, le disposizioni di cui al presente provvedimento sono attuate, rispettivamente, da Terna o dall'impresa distributrice competente per ambito territoriale in coordinamento con i gestori delle predette reti elettriche.

2.4 Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione è determinato sulla base delle seguenti condizioni:

- a) per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, il servizio di connessione è erogato in bassa tensione;
- b) per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW, il servizio di connessione è erogato in media tensione, fatto salvo quanto previsto alla lettera a);
- c) nel caso di connessione esistente, il servizio di connessione è erogato al livello di tensione della connessione esistente nei limiti di potenza già disponibile per la connessione;
- d) le condizioni di cui alle precedenti lettere a) e b) non escludono la possibilità, sulla base di scelte tecniche effettuate dal gestore di rete, di erogare il servizio di connessione in bassa o media tensione per potenze in immissione richieste superiori, rispettivamente, a 100 kW o a 6.000 kW.

## **PARTE II RICHIESTE DI CONNESSIONE**

### **Articolo 3**

#### *Richiesta di connessione*

- 3.1 Le richieste di connessione:
  - a) riguardanti una potenza in immissione richiesta inferiore a 10.000 kW, devono essere presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale;
  - b) riguardanti una potenza in immissione richiesta uguale o superiore a 10.000 kW, devono essere presentate a Terna.
- 3.2 Le richieste di adeguamento di una connessione esistente devono essere presentate a Terna nel caso in cui l'impianto sia già connesso alla rete di trasmissione e all'impresa distributrice competente per ambito territoriale nel caso in cui l'impianto sia già connesso alla rete di distribuzione.
- 3.3 La richiesta di cui al comma 3.1 deve recare:
  - a) i dati identificativi del richiedente;
  - b) il valore della potenza in immissione richiesta al termine del processo di connessione, espressa in kW;
  - c) la potenza nominale dell'impianto di produzione a cui si riferisce la richiesta di connessione, ovvero il valore dell'aumento di potenza dell'impianto di generazione elettrica installato;
  - d) in caso di richiesta di adeguamento di una connessione esistente, i dati identificativi del punto di connessione

esistente, unitamente alla potenza già disponibile in immissione e alla potenza già disponibile in prelievo;

- e) la fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica;
  - f) la data prevista di avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto, di conclusione di detti lavori di realizzazione e di entrata in esercizio dell'impianto di produzione;
  - g) la documentazione progettuale degli interventi previsti secondo quanto indicato nella norma CEI 0-2;
  - h) eventuali esigenze tecniche dell'utente della rete che possono influire sulla definizione della soluzione per la connessione;
  - i) un piano particellare dell'opera che evidenzia le proprietà dei terreni sui quali l'impianto di produzione è destinato ad insistere;
  - j) un documento, mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, attestante la disponibilità del sito oggetto dell'installazione degli impianti per la produzione di energia elettrica. Tale documento deve indicare almeno i presupposti di tale disponibilità in termini di proprietà o di eventuali diritti di utilizzo. Detta disponibilità non è richiesta laddove la procedura autorizzativa richieda l'esistenza di un preventivo per la connessione già accettato;
  - k) nel caso di impianti cogenerativi, l'eventuale attestazione del rispetto o meno delle condizioni di cui alla deliberazione n. 42/02;
  - l) nel caso di centrali ibride, l'eventuale attestazione del rispetto o meno delle condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03;
  - m) la documentazione attestante l'avvenuto pagamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di cui all'articolo 5.
- 3.4 Il richiedente può indicare nella richiesta di connessione un punto esistente della rete con obbligo di connessione di terzi al quale il gestore di rete dovrà riferirsi per la determinazione della soluzione per la connessione.

### **Articolo 4**

#### *Ulteriori disposizioni ai fini della richiesta di connessione*

- 4.1 Terna e le imprese distributrici elaborano e pubblicano un modello standard per la presentazione della richiesta di connessione sulla base di quanto disposto dall'articolo 3.
- 4.2 Terna e le imprese distributrici possono specificare, previa positiva verifica da parte

della Direzione Mercati dell'Autorità sulla base di specifica richiesta da parte dei predetti soggetti, eventuali ulteriori informazioni rispetto a quelle di cui al comma 3.3 che il richiedente deve fornire all'atto della richiesta di connessione.

- 4.3 Nel caso di adeguamento di una connessione esistente, il richiedente deve coincidere con il titolare del punto di connessione esistente ovvero con un soggetto mandatario del medesimo titolare.

### **Articolo 5**

#### *Corrispettivo per l'ottenimento del preventivo*

- 5.1 All'atto della presentazione della richiesta di cui al comma 3.1, il richiedente è tenuto a versare a Terna o all'impresa distributrice un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo pari a:
- a) 100 euro per potenze in immissione richieste fino a 50 kW;
  - b) 200 euro per potenze in immissione richieste superiori a 50 kW e fino a 100 kW;
  - c) 500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 500 kW;
  - d) 1.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 500 kW e fino a 1.000 kW;
  - e) 2.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

### **PARTE III**

#### **CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI IN BASSA E MEDIA TENSIONE**

### **TITOLO I**

#### **CONDIZIONI PROCEDURALI**

### **Articolo 6**

#### *Preventivo e procedure per la connessione*

- 6.1 Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è pari al massimo a:
- a) 20 (venti) giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
  - b) 45 (quarantacinque) giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
  - c) 60 (sessanta) giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Qualora sia necessaria l'effettuazione di un sopralluogo e il richiedente richieda che l'appuntamento fissato dall'impresa distributrice sia rimandato, il tempo intercorrente tra la data proposta dall'impresa distributrice e la data effettiva del sopralluogo non deve essere conteggiato nel calcolo del tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione.

- 6.2 Il preventivo per la connessione deve avere validità pari a 45 (quarantacinque) giorni lavorativi. Nessun corrispettivo che non sia stato indicato nel preventivo potrà essere successivamente preteso dall'impresa distributrice nei confronti del richiedente per l'esecuzione dei lavori oggetto del preventivo medesimo, fatti salvi gli adeguamenti del corrispettivo di connessione a seguito di eventuali modifiche della soluzione per la connessione derivanti dalla procedura autorizzativa.

- 6.3 A seguito della richiesta di cui al comma 3.1, l'impresa distributrice esegue una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta e trasmette al richiedente un preventivo per la connessione recante:

- i) la tipologia di lavoro corrispondente alla realizzazione della connessione, distinguendo tra lavori semplici e lavori complessi, come definiti al comma 1.1, lettere r) ed s);
- ii) la soluzione tecnica minima per la connessione identificata, di norma, sulla base delle soluzioni di tipo standard tra quelle indicate nelle regole tecniche di connessione di cui all'articolo 9 e tenendo conto di quanto indicato al comma 6.4;
- iii) le opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connessione;
- iv) il corrispettivo per la connessione, come definito all'articolo 10 o 11, evidenziando le singole voci che lo compongono e indicando al richiedente la parte di tale corrispettivo che il medesimo dovrà versare all'atto di accettazione del preventivo, pari al 30% del totale, e la parte, pari al restante 70%, che dovrà versare prima di inviare all'impresa distributrice la comunicazione di cui al comma 6.9;
- v) l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
- vi) il termine previsto per la realizzazione della connessione, come definito al comma 7.1;
- vii) un codice che identifichi univocamente la pratica di connessione (codice pratica CP) unitamente al nominativo di un responsabile dell'impresa distributrice a cui fare riferimento per tutto l'iter della pratica di connessione. A tal fine deve essere comunicato anche un contatto telefonico ed un indirizzo di posta

- elettronica per poter comunicare col predetto responsabile della pratica;
- viii) nel caso di connessione di impianti da fonti rinnovabili, i riferimenti dell'impresa distributrice ai fini della convocazione della medesima nell'ambito del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03.
- 6.4 Nei casi di cui al comma 3.4:
- il preventivo deve prevedere la connessione nel punto di rete indicato dal richiedente;
  - qualora nel punto di rete indicato dal richiedente non sia possibile effettuare la connessione dell'intera potenza in immissione richiesta, il preventivo per la connessione deve indicare la massima potenza in immissione che può essere connessa al predetto punto di rete. In tal caso, il gestore di rete è tenuto ad indicare tutti i motivi e le spiegazioni del caso atti a giustificare il suddetto valore massimo di potenza;
  - il gestore di rete può proporre soluzioni alternative, qualora, a suo parere, rispondano alle finalità di consentire la connessione dell'intera potenza richiesta e di soddisfare, al tempo stesso, l'esigenza di minimizzare la soluzione tecnica per la connessione.
- 6.5 La soluzione per la connessione non prevede la presenza di impianti di utenza per la connessione, a meno di accordi tra gestore di rete e richiedente. La predetta condizione di assenza di impianti di utenza per la connessione non vale per la connessione di impianti separati con tratti di mare dalla terraferma.
- 6.6 Qualora il richiedente intenda accettare il preventivo, invia all'impresa distributrice, entro il termine di validità del preventivo di cui al comma 6.2, una comunicazione di accettazione del preventivo, corredata dalla documentazione attestante il pagamento di quanto previsto all'atto di accettazione del preventivo dal comma 6.3, lettera d), e delle eventuali istanze di cui al comma 8.7 e 15.3. A tal fine farà fede la data di accettazione del preventivo per la connessione come definita al comma 1.1, lettera e). All'atto dell'accettazione del preventivo, il richiedente può indicare l'eventuale necessità o decisione di avvalersi dell'impresa distributrice competente per ambito territoriale per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, nel rispetto di quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione n. 88/07. L'impresa distributrice, nel caso di esito negativo dell'iter autorizzativi, restituisce al richiedente il corrispettivo pagato all'atto di accettazione del preventivo, maggiorato del tasso legale di interesse. In tal caso il preventivo per la connessione si intende decaduto.
- 6.7 Nei casi di cui al comma 3.4, all'atto della comunicazione di cui al comma 6.6, il richiedente può optare, rinunciando alla soluzione per la connessione relativa al punto di rete indicato dal medesimo soggetto, per l'elaborazione di un nuovo preventivo relativo alla potenza di cui al comma 3.3, lettera b). L'esercizio di tale opzione è considerata come una richiesta di connessione:
- decorrente dalla predetta data di comunicazione;
  - trattata sulla base delle informazioni precedentemente fornite dal richiedente;
  - alla quale si applicano le condizioni procedurali, tecniche ed economiche di una normale richiesta di connessione.
- 6.8 Il richiedente che accetta il preventivo è tenuto a realizzare le opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione, come indicate nel preventivo.
- 6.9 Completate le opere di cui al comma 6.8, il richiedente è tenuto a trasmettere all'impresa distributrice la:
- comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione;
  - documentazione attestante il pagamento della restante quota del corrispettivo per la connessione (70%) di cui al comma 6.3, lettera d).

## **Articolo 7**

### *Realizzazione della connessione*

- 7.1 Nel caso di:
- lavori semplici, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 30 (trenta) giorni lavorativi;
  - lavori complessi, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 90 (novanta) giorni lavorativi, aumentato di 15 (quindici) giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo chilometro.
- Nel caso in cui l'impianto per la connessione implichi interventi su infrastrutture in alta tensione, il gestore di rete comunica il tempo di realizzazione della connessione, espresso in giorni lavorativi, nel preventivo per la connessione, descrivendo gli interventi da effettuare sulle infrastrutture in alta tensione.
- 7.2 Nel caso in cui la realizzazione della connessione sia impedita dalla impraticabilità del terreno sul sito di connessione l'impresa distributrice comunica al richiedente la sospensione della prestazione e il tempo di realizzazione della connessione decorre dalla data in cui il richiedente comunica la praticabilità dei terreni interessati.
- 7.3 Qualora sia necessaria, ai fini della realizzazione della connessione, l'effettuazione di un sopralluogo e il richiedente richieda che

l'appuntamento fissato dall'impresa distributrice sia rimandato, il tempo intercorrente tra la data proposta dall'impresa distributrice e la data effettiva del sopralluogo non deve essere conteggiato nel calcolo del tempo di realizzazione della connessione.

- 7.4 Il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia all'impresa distributrice competente la comunicazione di ultimazione dei lavori.
- 7.5 Ultimata la realizzazione dell'impianto di connessione, l'impresa distributrice invia al richiedente la comunicazione di completamento della realizzazione della connessione e di disponibilità all'entrata in esercizio della connessione. Qualora l'invio di cui al comma 7.4 sia successivo all'invio di cui al presente comma, l'impresa distributrice ha 10 (dieci) giorni lavorativi di tempo per attivare la connessione.

### **Articolo 8**

#### *Coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni*

- 8.1 Ai fini dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione:
- a) nel caso in cui il richiedente si avvalga del procedimento unico previsto dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03, si applicano le disposizioni riportate al comma 8.2;
  - b) nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera a), si applicano le disposizioni riportate ai commi da 8.3 a 8.7.
- 8.2 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete.
- 8.3 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente gli elementi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni di pertinenza del medesimo richiedente.
- 8.4 Entro 30 (trenta) giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, ovvero entro 60 (sessanta) giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo per la connessione inviata dal richiedente l'impresa distributrice è tenuta a presentare, dandone contestuale informazione al richiedente, le

eventuali richieste di autorizzazione in capo alla medesima impresa distributrice. Inoltre il responsabile della pratica di cui al comma 6.3, lettera g), è tenuto ad informare il richiedente, con cadenza almeno bimestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo.

- 8.5 Nel caso in cui per la realizzazione della connessione siano necessari atti autorizzativi, il tempo di realizzazione della connessione non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti, purché siano rispettate le disposizioni di cui al comma 8.4. Eventuali ritardi nell'attuazione del comma 8.4 sono conteggiati nel tempo di realizzazione della connessione.
- 8.6 Fatto salvo quanto previsto al comma 8.7, il richiedente versa, prima dell'avvio dell'iter autorizzativi, all'impresa distributrice un corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dalla medesima impresa distributrice per la gestione dell'iter autorizzativo. Tale corrispettivo viene determinato dall'impresa distributrice sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dalla medesima.
- 8.7 L'impresa distributrice consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto per la connessione. In tale caso, il richiedente è responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, l'impresa distributrice, entro 30 (trenta) giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo, è tenuta a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il richiedente, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete.
- 8.8 In seguito all'ottenimento delle autorizzazioni, qualora necessario, il gestore di rete è tenuto a trasmettere al richiedente il preventivo aggiornato. Tale invio deve avvenire entro 30 (trenta) giorni lavorativi dalla data di ottenimento delle autorizzazioni.

## **TITOLO II CONDIZIONI TECNICHE**

### Articolo 9

#### Regole tecniche di connessione

- 9.1 La realizzazione e la gestione della connessione è effettuata nel rispetto delle regole tecniche di connessione adottate dalle imprese distributrici conformemente alle disposizioni dell'Autorità e alle norme e guide tecniche del Comitato elettrotecnico italiano. Dette regole tecniche devono indicare, almeno:
- le soluzioni tecniche standard per la connessione e i criteri per la determinazione della soluzione tecnica per la connessione a fronte di una richiesta di connessione;
  - le condizioni tecniche che devono essere rispettate dall'utente di rete ai fini della gestione della connessione;
  - le condizioni da applicarsi nei casi di necessità di adeguamento di una connessione esistente.

### TITOLO III

#### CONDIZIONI ECONOMICHE

#### Articolo 10

*Corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento*

- 10.1 Il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6.000$$

dove:

$$CP_A = 35 \text{ €/kW}$$

$$CM_A = 90 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$$

$$CP_B = 4 \text{ €/kW}$$

$$CM_B = 7,5 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$$

$P =$  potenza ai fini della connessione di cui al comma 1.1, lettera z), espressa in kW

$D_A =$  distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km

$D_B =$  distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km

- 10.2 Nei casi di realizzazione in cavo, i corrispettivi CM di cui al comma 10.1 devono essere moltiplicati per 2.
- 10.3 Nei casi di richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o

laguna, i corrispettivi CM, CP sono moltiplicati per 3.

#### Articolo 11

*Corrispettivo per la connessione di impianti non alimentati da fonti rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento*

- 11.1 Il corrispettivo per la connessione è pari al massimo tra il corrispettivo di cui all'articolo 10 e il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard, pubblicate dall'impresa distributrice unitamente ai relativi costi medi.

#### Articolo 12

*Verifiche per gli impianti cogenerativi ad alto rendimento*

- 12.1 Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica cogenerativi ad alto rendimento, il richiedente trasmette all'impresa distributrice, oltre che al GSE:
- all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;
  - annualmente, per il primo periodo di esercizio, come definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e per i successivi 3 anni solari, le dichiarazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che lo costituiscono. Per il primo periodo di esercizio e per ciascuno dei successivi 3 anni solari, qualora, per almeno una sezione, non sia soddisfatta a consuntivo la condizione di cogenerazione ad alto rendimento di cui alla deliberazione n. 42/02, il richiedente versa all'impresa distributrice il 25% del corrispettivo per la connessione di cui all'articolo 10. Le imprese distributrici versano tali corrispettivi nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.

#### Articolo 12 bis

*Disposizioni per le connessioni di un lotto di impianti di produzione*

- 12bis.1 Qualora il richiedente abbia necessità di connettere alla rete elettrica un lotto di impianti di produzione può avvalersi della procedura disciplinata dalle disposizioni di cui ai commi 12bis.2 a 12bis.6.
- 12bis.2 La richiesta di connessione è unica per ciascun lotto di impianti di produzione. La richiesta di connessione deve indicare, oltre ai dati e alle informazioni previste all'articolo 3,



anche il numero degli impianti che fanno parte del lotto e, per ciascuno di essi, la potenza nominale e la potenza in immissione richiesta. La potenza in immissione richiesta di cui al comma 3.3, lettera b) è pari alla somma delle potenze in immissione richieste per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto.

- 12bis.3 L'impresa distributrice predispose un unico preventivo che prevede la realizzazione di una connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto.
- 12bis.4 Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto è determinato ai sensi dell'articolo 2, comma 2.4, facendo riferimento alla potenza in immissione richiesta di ciascun impianto.
- 12bis.5 Qualora la potenza in immissione richiesta, calcolata ai sensi del comma 12bis.2, sia maggiore di 6.000 kW, si applicano le condizioni previste nella Parte IV del presente provvedimento, relative alle connessioni alle reti in alta e altissima tensione.
- 12bis.6 Qualora la potenza in immissione richiesta, calcolata ai sensi del comma 12bis.2, non superi 6.000 kW, si applicano le condizioni previste nella Parte III del presente provvedimento, relative alle connessioni alle reti in bassa e media tensione. A tal fine, i parametri  $D_A$  e  $D_B$  di cui all'articolo 10, comma 10.1, sono determinati considerando la media delle distanze di cui al comma 10.1 calcolate relativamente a ciascun punto di connessione degli impianti di produzione appartenenti al lotto.
- 12bis.7 Qualora un medesimo richiedente presenti, nell'arco di 6 mesi, più richieste di connessione alla rete di impianti di produzione riconducibili alla fattispecie di lotto di impianti di produzione, le tempistiche di cui ai commi 6.1 e 7.1, per le richieste di connessione successive alla prima, sono raddoppiate.

#### **TITOLO IV**

##### **PRIORITÀ DI TRATTAMENTO, INDENNIZZI AUTOMATICI, REALIZZAZIONE IN PROPRIO DELLA CONNESSIONE E PROCEDURE SOSTITUTIVE**

#### **Articolo 13**

*Priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile e cogenerativi ad alto rendimento*

- 13.1 Le imprese distributrici trattano in via prioritaria le richieste e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile e da cogenerazione ad alto rendimento rispetto agli impianti di produzione diversi dai predetti impianti. I limiti temporali stabiliti dalle condizioni procedurali di cui al presente provvedimento riferite a connessioni di impianti

di produzione da fonti diverse dalle fonti rinnovabili e dalla cogenerazione ad alto rendimento possono subire modifiche, stabilite dalle imprese distributrici non oltre un tempo massimo pari al doppio dei tempi previsti, per effetto dell'attuazione del predetto principio di priorità.

#### **Articolo 14**

##### *Indennizzi automatici*

- 14.1 Qualora la messa a disposizione del preventivo per la connessione non avvenga nel tempo di cui al comma 6.1, l'impresa distributrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuta a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo. Nel caso in cui il predetto ritardo sia superiore a 60 (sessanta) giorni lavorativi, il richiedente può inviare una segnalazione all'Autorità per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza, ivi inclusa, ove applicabile, l'attivazione di procedure sostitutive. Le disposizioni di cui al presente comma trovano applicazione anche nei casi di cui al comma 8.8.
- 14.2 Qualora la realizzazione della connessione non avvenga entro i tempi previsti dal comma 7.1, tenuto conto di quanto previsto dai commi 7.2, 7.3 e 7.5, l'impresa distributrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuta a corrispondere al richiedente, a titolo di indennizzo automatico, un ammontare pari al valor massimo tra 20 euro al giorno e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione determinato ai sensi dell'articolo 10 o 11 per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione fino ad un massimo di 120 giorni lavorativi. Nel caso in cui il predetto ritardo sia superiore a 120 (centoventi) giorni, il richiedente può inviare una segnalazione all'Autorità per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza, ivi inclusa, ove applicabile, l'attivazione di procedure sostitutive.
- 14.3 Qualora non siano rispettati i termini di cui ai commi 8.4, 8.7 e 15.3, l'impresa distributrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuta a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo.
- 14.4 L'impresa distributrice è tenuta a comunicare tempestivamente al richiedente il verificarsi di cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi che comportino la mancata corresponsione dell'indennizzo automatico.

#### **Articolo 15**

*Realizzazione in proprio della connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile o cogenerativi ad alto rendimento*

- 15.1 Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento e qualora la connessione sia erogata ad un livello di tensione nominale superiore ad 1 kV, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implicino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. È data facoltà alle imprese distributrici di consentire al richiedente di intervenire anche sulla rete esistente fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.
- 15.2 Gli impianti per la connessione realizzati dal richiedente ai sensi del comma 15.1 sono resi disponibili all'impresa distributtrice per il collaudo e la conseguente accettazione.
- 15.3 Ai fini dell'esercizio della facoltà di cui al comma 15.1:
- il richiedente, all'atto dell'accettazione del preventivo, invia la richiesta di realizzazione in proprio della porzione di impianto per la connessione secondo quanto specificato nel preventivo per la connessione;
  - entro 10 (dieci) giorni lavorativi l'impresa distributtrice è tenuta ad inviare al richiedente gli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi dell'impresa distributtrice;
  - all'impresa distributtrice continuano ad applicarsi le disposizioni tecnico procedurali per quanto concerne le opere di connessione non ricomprese nella quota realizzata in proprio dal richiedente;
  - al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia all'impresa distributtrice comunicazione del termine dei lavori, unitamente alla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio e alla gestione dei medesimi;
  - l'impresa distributtrice è tenuta ad effettuare il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete per la connessione realizzato in proprio dal richiedente entro 20 (venti) giorni lavorativi dal ricevimento della comunicazione di cui alla precedente lettera d);
  - i costi inerenti il collaudo sono a carico del richiedente.
- 15.4 Nei casi in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio della connessione, ai sensi del comma 15.1, l'impresa distributtrice versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard di cui all'articolo 11 e il corrispettivo per la

connessione di cui all'articolo 10. qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero.

#### **Articolo 16**

*Procedure sostitutive in caso di inerzia, da parte del gestore di rete, per la connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile*

- 16.1 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 60 (sessanta) giorni lavorativi di ritardo nella messa a disposizione del preventivo, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03.
- 16.2 Nell'ambito della procedura sostitutiva di cui al comma 16.1:
- l'impresa distributtrice è tenuta a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni necessarie per l'elaborazione di un preventivo relativo alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;
  - previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà dell'impresa distributtrice, l'Autorità definisce le modalità e i tempi di connessione dell'impianto.
- 16.3 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 120 (centoventi) giorni lavorativi di ritardo nella realizzazione della connessione, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03.
- 16.4 Nell'ambito della procedura sostitutiva di cui al comma 16.3:
- l'impresa distributtrice è tenuta a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni relative alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;
  - previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà dell'impresa distributtrice, l'Autorità individua le attività che l'impresa distributtrice deve eseguire per consentire l'attivazione della connessione, e i rispettivi tempi di esecuzione;
  - l'Autorità dispone che l'impresa distributtrice esegua le attività di cui alla precedente lettera b), entro i rispettivi tempi.

#### **Articolo 17**

*Modalità di coordinamento tra gestori di rete*

- 17.1 Nel caso in cui la soluzione per la connessione implichi il coinvolgimento di reti di competenza di gestori di rete diversi dal gestore di rete interessato alla connessione, il preventivo per la connessione è elaborato tenendo conto degli

effetti di tale coinvolgimento. In tali casi i gestori di rete interessati attuano opportune forme di coordinamento di natura tecnica ed economica.

**PARTE IV**  
**CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLE**  
**RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI**  
**TERZI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE**

**TITOLO I**  
**CONDIZIONI PROCEDURALI**

**Articolo 18**

*Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione*

18.1 I gestori di reti con obbligo di connessione di terzi in alta e altissima tensione pubblicano e trasmettono all'Autorità le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle medesime reti. Le modalità e le condizioni contrattuali sono predisposte conformemente a quanto indicato al comma 18.2.

18.2 Le modalità e le condizioni contrattuali di cui al comma 18.1 devono prevedere:

- a) le modalità per la presentazione della richiesta di accesso alle reti elettriche, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta;
- b) le modalità e i tempi di risposta del gestore di rete, con particolare riferimento alla presentazione del preventivo e della soluzione tecnica minima di dettaglio;
- c) i termini di validità della soluzione proposta dal gestore di rete, decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta di connessione deve intendersi decaduta;
- d) le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del richiedente;
- e) le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete si impegna, per le azioni di propria competenza, a realizzare gli impianti di rete per la connessione;
- f) le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete interessato per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici, unitamente all'indicazione di valori unitari di riferimento atti all'individuazione dei costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale;
- g) per ciascuna delle soluzioni tecniche convenzionali, il valore della potenza massima di esercizio in condizioni normali di funzionamento;
- h) gli standard tecnici e le specifiche di progetto essenziali per la realizzazione

degli impianti di rete per la connessione e per il loro esercizio e manutenzione;

- i) le modalità di pagamento del corrispettivo di connessione. Il gestore di rete presenta diverse modalità di pagamento, tra loro alternative;
- j) le modalità di presentazione dell'eventuale garanzia fideiussoria;
- k) le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell'iter autorizzativi;
- l) le modalità di modifica dei tempi di risposta del gestore di rete di cui alla lettera b) e dei tempi di realizzazione degli impianti di rete di cui alla lettera e) nei casi previsti dall'articolo 27.

18.3 Le soluzioni tecniche convenzionali di cui al comma 18.2, lettera f), prevedono l'individuazione delle parti degli impianti di connessione che sono considerate impianti di utenza per la connessione e le parti degli impianti di connessione che sono considerate impianti di rete per la connessione; dette attribuzioni devono essere determinate contemplando almeno i seguenti fattori:

- a) potenza di connessione;
- b) livello di tensione al quale viene realizzata la connessione;
- c) tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
- d) topologia della rete elettrica esistente;
- e) eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

18.4 I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei richiedenti la connessione alle condizioni economiche fissate dall'Autorità nell'ambito delle determinazioni di cui al presente provvedimento.

**Articolo 19**

*Preventivo per la connessione*

19.1 A seguito della richiesta di cui al comma 3.1, il gestore di rete esegue una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta e predispose il preventivo per la connessione. Quest'ultimo dovrà indicare:

- a) una soluzione tecnica minima generale per la connessione dell'impianto oggetto della richiesta, conformemente a quanto definito dall'articolo 21;
- b) il corrispettivo di connessione, come definito agli articoli 24 o 25, evidenziando le singole voci che lo compongono;

- c) nel solo caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento, i corrispettivi di connessione definiti agli articoli 24 e 26, evidenziando le singole voci che li compongono;
  - d) l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
  - e) un codice che identifichi univocamente la pratica di connessione (codice pratica CP) unitamente al nominativo di un responsabile del gestore di rete a cui fare riferimento per tutto l'iter della pratica di connessione. A tal fine deve essere comunicato anche un contatto telefonico ed un indirizzo di posta elettronica per poter comunicare col predetto responsabile della pratica;
  - f) nel caso di connessione di impianti da fonti rinnovabili, i riferimenti del gestore di rete ai fini della convocazione della medesima nell'ambito del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03.
- 19.2 La definizione della soluzione tecnica minima generale può contemplare tra le diverse opzioni possibili anche la connessione ad una rete diversa dalla rete elettrica gestita dal soggetto a cui è stata presentata la richiesta di connessione, ovvero l'interessamento di reti di proprietà di gestori di rete diversi dal gestore di rete interessato alla connessione.
- 19.3 Nei casi in cui la soluzione tecnica minima generale implichi la connessione ad una rete elettrica diversa da quella corrispondente al gestore di rete a cui la richiesta di connessione è stata presentata, il gestore di rete interessato alla connessione subentra nel ruolo di gestore di rete di riferimento per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Tale subentro ha efficacia a valle dell'accettazione, da parte del richiedente, del preventivo.
- 19.4 Il richiedente può accettare il preventivo, secondo le modalità e le condizioni contrattuali definite dal gestore di rete. Il richiedente, in alternativa, può richiedere un ulteriore preventivo sulla base di una diversa soluzione tecnica minima generale.
- 19.5 Il gestore di rete consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo all'atto di accettazione del preventivo, di progettare e realizzare gli impianti di rete per la connessione per i quali è prevista tale possibilità, nel rispetto degli standard tecnici e specifiche di progetto essenziali di cui al comma 18.2, lettera h). In tal caso il gestore di rete elabora comunque la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui all'articolo 22 che deve essere assunta dal richiedente quale soluzione di riferimento al fine

della progettazione e della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

- 19.6 Il gestore di rete, a seguito di specifica richiesta da parte del richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, è tenuto a ricomprendere tra gli impianti di rete per la connessione l'impianto per la connessione individuato inizialmente come impianto di utenza per connessione.
- 19.7 Nei casi di cui al comma 3.4, si applicano le medesime disposizioni di cui al comma 6.4.

## **Articolo 20**

### *Coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni*

- 20.1 Ai fini dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti esistenti che si rendano strettamente necessari per la realizzazione della connessione:
- a) nel caso in cui il richiedente si avvalga del procedimento unico previsto dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03, si applicano le disposizioni riportate al comma 20.2;
  - b) nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera a), si applicano le disposizioni riportate ai commi da 20.3 a 20.7.
- 20.2 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine delle autorizzazioni necessarie per la connessione; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato dal medesimo gestore sulla base delle modalità di cui al comma 18.2, lettera k).
- 20.3 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente gli elementi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni di pertinenza del medesimo richiedente.
- 20.4 Entro 90 (novanta) giorni lavorativi, per connessioni in alta tensione, ovvero entro 120 (centoventi) giorni lavorativi, per connessioni in altissima tensione, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo per la connessione, inviata dal richiedente, il gestore di rete è tenuto a presentare, dandone contestuale informazione al richiedente, le eventuali richieste di autorizzazione di propria competenza. Inoltre il responsabile della pratica di cui al comma 19.1, lettera e), è tenuto ad informare il richiedente, con cadenza almeno bimestrale, in merito allo stato di avanzamento dell'iter autorizzativo.

- 20.5 Nel caso in cui, per la realizzazione della connessione, siano necessari atti autorizzativi, il tempo di realizzazione della connessione non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti, purché siano rispettate le disposizioni di cui al comma 20.4. Eventuali ritardi nell'attuazione del comma 20.4 sono conteggiati nel tempo di realizzazione della connessione.
- 20.6 Fatto salvo quanto previsto al comma 20.7, il richiedente versa, prima dell'avvio dell'iter autorizzativo, al gestore di rete il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal medesimo gestore di rete per la gestione dell'iter autorizzativi, definito secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera k).
- 20.7 Il gestore di rete consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto per la connessione. In tale caso, il richiedente è responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il gestore di rete, entro 45 (quarantacinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il richiedente, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo; in tal caso il gestore di rete applica al richiedente il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal medesimo gestore di rete per la gestione dell'iter autorizzativo, definito secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera k).
- 20.8 In seguito all'ottenimento delle autorizzazioni, il gestore di rete è tenuto alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, secondo quanto previsto dall'articolo 22.
- 21.2 La soluzione tecnica minima generale comprende la descrizione:
- dell'impianto di rete per la connessione corrispondente ad una delle soluzioni tecniche convenzionali di cui al comma 18.2, lettera f);
  - degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;
  - le eventuali modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del richiedente da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi di cui alla precedente lettera b);
  - i dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla soluzione tecnica minima generale.
- 21.3 La soluzione tecnica minima generale deve, inoltre:
- nei casi di cui al comma 21.2, lettera c), essere accompagnata da una relazione che illustri le motivazioni tecniche sottostanti alla definizione di particolari condizioni e modalità di esercizio della connessione e dell'impianto del richiedente;
  - essere accompagnata da un documento che indichi i tempi di realizzazione degli interventi di cui al comma 21.2, lettere a) e b), al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni;
  - essere corredata dai costi di realizzazione degli impianti e degli interventi di cui al comma 21.2, lettera a) e b).
- 21.4 Gli eventuali interventi sulle reti elettriche di cui al comma 21.2, lettera b), sono motivati da precise esigenze tecniche, analizzate facendo riferimento alle caratteristiche nominali dei componenti e alle normali condizioni di funzionamento del sistema elettrico interessato.
- 21.5 Il gestore di rete, nell'ambito della soluzione tecnica minima generale, può prevedere che il richiedente metta a disposizione del medesimo gestore spazi ulteriori rispetto a quelli strettamente necessari alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Qualora tali ulteriori spazi siano correlabili ad esigenze di successivi sviluppi dell'impianto elettrico del richiedente, i medesimi saranno ceduti dal richiedente al gestore di rete a titolo gratuito; in caso contrario, i medesimi saranno ceduti dal richiedente al gestore di rete a fronte di una remunerazione fissata tramite accordi tra le parti assunti sulla base di principi di trasparenza e non

## **TITOLO II**

### **CONDIZIONI TECNICHE**

#### **Articolo 21**

##### *Soluzione tecnica minima generale*

- 21.1 Il gestore di rete, al momento della definizione della soluzione tecnica minima generale, individua le parti di impianto per la connessione corrispondenti rispettivamente a:
- gli impianti di rete per la connessione, individuando tra questi le parti che possono essere progettate e realizzate a cura del richiedente;
  - gli impianti di utenza per la connessione.

discriminazione comunicati dal gestore di rete all'Autorità.

- 21.6 La soluzione tecnica minima generale deve essere elaborata tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, alle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, al contempo, deve essere tale da non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

#### **Articolo 22**

##### *Soluzione tecnica minima di dettaglio*

- 22.1 La soluzione tecnica minima di dettaglio è la soluzione tecnica minima per la connessione elaborata in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni per la connessione e rappresenta il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli impianti. Tale soluzione dovrà essere corredata, almeno:
- dall'elenco delle fasi di progettazione esecutiva degli interventi di cui al comma 21.2, lettere a) e b);
  - dalle tempistiche previste per ciascuna delle predette fasi e dall'indicazione dei soggetti responsabili di ciascuna delle medesime;
  - dai costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione;
  - dai costi degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari per la connessione, ad esclusione degli interventi relativi alla rete di trasmissione nazionale.
- 22.2 I costi di cui al comma 22.1, lettere c) e d) non includono gli eventuali costi di bonifica dei siti.
- 22.3 I costi di cui al comma 22.1, lettera c), non potranno discostarsi in aumento di più del 20% dei costi di cui al comma 21.3, lettera c), fatta eccezione per i costi indotti dalle modifiche della soluzione tecnica minima generale derivanti da condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative.

#### **Articolo 23**

##### *Soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime*

- 23.1 I gestori di rete hanno facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime, ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione di cui al presente provvedimento. In tal caso, eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima sono a carico del gestore di rete.

### **TITOLO III CONDIZIONI ECONOMICHE**

#### **Articolo 24**

##### *Condizioni economiche per la connessione di impianti alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento*

- 24.1 In seguito all'accettazione di una soluzione tecnica minima generale e all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Tale corrispettivo è pari alla somma tra:
- 2.500 euro;
  - il prodotto tra 0,5 euro/kW e la potenza ai fini della connessione, fino a un massimo di 50.000 euro.
- 24.2 Al momento dell'accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, il richiedente versa al gestore di rete il corrispettivo di connessione, o parte di esso, con una delle modalità di versamento indicate dai gestori di rete nelle condizioni contrattuali di cui all'articolo 18. Tale corrispettivo è complessivamente pari ai costi di cui al comma 22.1, lettere c) e d), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5.
- 24.3 Qualora il richiedente non abbia versato interamente il corrispettivo di connessione all'atto di accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, prima dell'avvio delle realizzazioni degli interventi, il medesimo richiedente presenta, su richiesta del gestore di rete, una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria, pari alla quota del corrispettivo di connessione non ancora versata. La fideiussione può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non venga realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione di cui al comma 31.5 per cause imputabili al richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo di connessione.
- 24.4 In caso di rinuncia da parte del richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

#### **Articolo 25**

##### *Condizioni economiche per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili*

- 25.1 Il corrispettivo relativo alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, di cui al comma 24.1, è ridotto del 50%. Il limite

massimo indicato nel medesimo comma è corrispondentemente ridotto del 50%.

- 25.2 Il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:
- il maggior valore tra zero e la differenza tra i costi di cui al comma 22.1, lettera c), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5 e il parametro-soglia di cui alla tabella 1 allegata al presente provvedimento e
  - il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera g).
- 25.3 Al fine della gestione delle garanzie finanziarie trovano applicazione le medesime disposizioni di cui ai commi 24.3 e 24.4.

#### **Articolo 26**

*Condizioni economiche per la connessione di impianti cogenerativi ad alto rendimento e relative verifiche*

- 26.1 Il corrispettivo relativo alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, di cui al comma 24.1, è ridotto del 20%. Il limite massimo indicato nel medesimo comma è corrispondentemente ridotto del 20%.
- 26.2 Il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:
- i costi di cui al comma 22.1, lettera c), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5 e
  - il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera g).
- 26.3 Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica cogenerativi ad alto rendimento, il richiedente trasmette al gestore di rete, oltre che al GSE:
- all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;
  - annualmente, per il primo periodo di esercizio, come definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e per i successivi 3 anni solari, le dichiarazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che lo costituiscono. Per il primo periodo di esercizio e per ciascuno dei successivi 3 anni solari, qualora, per almeno una sezione, non sia soddisfatta a

consuntivo la condizione di cogenerazione ad alto rendimento di cui alla deliberazione n. 42/02, il richiedente versa al gestore di rete:

- il 30% della differenza tra il corrispettivo di cui al comma 24.1 e il corrispettivo di cui al comma 26.1;
- il 30% della differenza tra il corrispettivo di cui al comma 24.2 e il corrispettivo di cui al comma 26.2

I gestori di rete versano tali differenze nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.

- 26.4 Al fine della gestione delle garanzie finanziarie trovano applicazione le medesime disposizioni di cui ai commi 24.3 e 24.4.

#### **TITOLO IV**

##### **PRIORITÀ DI TRATTAMENTO, INDENNIZZI AUTOMATICI, REALIZZAZIONE IN PROPRIO DELLA CONNESSIONE E PROCEDURE SOSTITUTIVE**

#### **Articolo 27**

*Priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile e cogenerativi ad alto rendimento*

- 27.1 Nello svolgimento delle attività relative all'erogazione del servizio di connessione, il gestore di rete esamina prioritariamente le richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento.

#### **Articolo 28**

*Indennizzi automatici*

- 28.1 Qualora la messa a disposizione del preventivo per la connessione non avvenga nel tempo indicato dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18, il gestore di rete, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuto a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno di ritardo.
- 28.2 Qualora la messa a disposizione della soluzione tecnica minima di dettaglio non avvenga nel tempo indicato dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18, il gestore di rete, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuto a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno di ritardo.
- 28.3 In caso di superamento dei tempi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, il gestore di rete versa al richiedente un importo pari al prodotto tra il corrispettivo di connessione e:

- a) il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione nel caso in cui detto rapporto sia minore o uguale a 0,1;
- b) il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione moltiplicato per 0,25 e aumentato di 0,075 nel caso in cui detto rapporto sia maggiore di 0,1 e minore o uguale a 0,5;
- c) 0,2 nel caso in cui il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione risulti maggiore di 0,5.

#### **Articolo 29**

*Realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento*

- 29.1 In caso di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento, il gestore di rete, previa istanza del richiedente all'atto di accettazione del preventivo ai sensi del comma 19.5:
- a) è tenuto a consentire al medesimo richiedente la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione;
  - b) può consentire al medesimo richiedente la realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.
- 29.2 Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal richiedente sono resi disponibili, a titolo gratuito, al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione. I predetti impianti devono essere accompagnati dalla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio e alla gestione dei medesimi. I costi inerenti il collaudo sono a carico del richiedente.
- 29.3 Nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, il corrispettivo di connessione è pari a zero.
- 29.4 Nel caso in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, ai sensi del comma 29.1, il gestore di rete versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo medio di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e il corrispettivo di connessione di cui al comma 25.2 ovvero al comma 26.2. Il costo medio di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, è convenzionalmente definito dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui

all'articolo 18. Le condizioni di pagamento sono definite nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18, prevedendo tempistiche non superiori a 5 anni dalla definizione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero.

#### **Articolo 30**

*Procedure sostitutive in caso di inerzia, da parte del gestore di rete, per la connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile*

- 30.1 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 60 giorni di ritardo nella messa a disposizione del preventivo, ovvero della soluzione tecnica minima di dettaglio, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03, con modalità analoghe a quelle previste nel comma 16.2.
- 30.2 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 120 giorni di ritardo nella realizzazione della connessione, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03, con modalità analoghe a quelle previste nel comma 16.4.

#### **TITOLO V**

#### **OBBLIGHI INFORMATIVI**

#### **Articolo 30 bis**

*Obblighi di natura informativa*

- 30bis.1 Prima dell'entrata in esercizio dell'impianto di produzione di energia elettrica e comunque successivamente all'accettazione del preventivo per la connessione e alla conclusione dell'iter autorizzativo, nel caso di impianti connessi in bassa e media tensione, e nel periodo intercorrente tra l'ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto e l'invio della richiesta di soluzione tecnica minima di dettaglio di cui all'articolo 22, nel caso di impianti connessi alla rete in alta e altissima tensione, il soggetto richiedente la connessione:
- a) provvede a comunicare alla società Terna, tramite CENSIMP, secondo condizioni stabilite da Terna, in coerenza con quanto disposto dalla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 205/08, le informazioni relative all'impianto di produzione, nonché il codice pratica (codice CP) di cui agli articoli 6, comma 6.3, lettera g), e 19, comma 19.1, lettera e), del presente provvedimento e il codice che il gestore di rete utilizza per identificare l'impianto all'interno dei propri sistemi informativi, ove già comunicato dal gestore di rete;
  - b) è tenuto a trasmettere al gestore di rete cui l'impianto verrà connesso l'attestazione rilasciata da Terna dell'avvenuta



comunicazione dei dati di impianto di cui alla lettera a).

30bis.2 Quanto disposto al comma 30bis.1, costituisce pregiudiziale ai fini dell'entrata in esercizio dell'impianto, pertanto il gestore di rete verifica, prima di effettuare il parallelo, l'avvenuta trasmissione, da parte del soggetto richiedente la connessione, dell'attestazione di cui al comma 30bis.1, lettera b).

30bis.3 Terna rende disponibili ai gestori di rete, al Gestore dei servizi elettrici e ai richiedenti la connessione, le informazioni di cui al comma 30bis.1, lettera a), necessarie ai medesimi per le attività di propria competenza.

30bis.4 Mensilmente, entro il 15 del mese successivo a quello di riferimento, i gestori di rete trasmettono a Terna, secondo modalità da quest'ultima definite, un elenco degli impianti connessi alla loro rete con obbligo di connessione di terzi entrati in esercizio nel predetto mese di riferimento, riportando per ogni impianto:

- a) il codice SAPR quale codice identificativo di cui all'articolo 37, comma 37.1, della deliberazione n. 111/06 relativo al punto di immissione dell'energia elettrica, unico per impianto, univocamente generato da Terna e comunicato all'impresa distributrice;
- b) la data di primo parallelo dell'impianto;
- c) il codice CP e il codice che il gestore di rete utilizza per identificare l'impianto all'interno dei propri sistemi informativi di cui al comma 30bis.1.

30bis.5 L'attestazione rilasciata da Terna dell'avvenuta comunicazione dei dati di impianto di cui al comma 30bis.1, lettera a), contiene tutte le informazioni inserite all'interno di CENSIMP ed in particolare i codici CENSIMP relativi all'impianto, alle sezioni e ai gruppi di generazione che compongono l'impianto medesimo, il codice SAPR relativo al punto di immissione in rete dell'energia elettrica prodotta dall'impianto, il codice CP e il codice che il gestore di rete utilizza per identificare l'impianto all'interno dei propri sistemi informativi.

## **PARTE V DISPOSIZIONI FINALI**

### **Articolo 31**

#### *Disposizioni finali*

31.1 Fermo restando quanto previsto al comma 31.2, il preventivo accettato dal richiedente cessa di validità qualora il medesimo soggetto non comunichi al gestore di rete l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica entro:

- a) 6 (sei) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in bassa tensione;
- b) 12 (dodici) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del

preventivo, nel caso di connessioni in media tensione;

- c) 18 (diciotto) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione.

31.2 Nei casi in cui i termini di cui al comma 31.1 non possano essere rispettati a causa della mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per cause di forza maggiore o per cause non imputabili al richiedente, il medesimo richiedente, al fine di evitare la decadenza del preventivo accettato, è tenuto a darne informazione al gestore di rete. In questo caso il richiedente è tenuto a trasmettere al gestore di rete, con cadenza periodica di 120 giorni, una comunicazione mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante un aggiornamento dello stato di avanzamento dell'iter per la connessione. La comunicazione che il richiedente è tenuto a trasmettere al gestore di rete deve indicare:

- a) il valore della potenza in immissione richiesta al termine del processo di connessione, espressa in kW;
- b) la potenza nominale dell'impianto di produzione a cui si riferisce la richiesta di connessione, ovvero il valore dell'aumento di potenza dell'impianto di generazione elettrica installato;
- c) la fonte primaria da utilizzare per la produzione di energia elettrica;
- d) il codice che identifica univocamente la pratica di connessione (codice pratica CP) comunicato dal gestore di rete nel preventivo;
- e) la causa del mancato inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica;
- f) il tipo di procedimento autorizzativo al quale è sottoposto l'impianto di produzione di energia elettrica oggetto della comunicazione, qualora la causa del mancato inizio dei lavori per la realizzazione dello stesso impianto sia la mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi.

I produttori sono tenuti a conservare i documenti necessari ad attestare le informazioni trasmesse ai gestori di rete ai sensi del presente comma.

31.3 Il mancato ricavo o il costo derivante ai gestori di rete per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui ai commi 25.1, 25.2, lettera a), 26.1 e 29.4 trova copertura, su base annuale, tramite il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.

31.4 Nel caso di impianti ibridi, al fine del rispetto dell'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03, si applicano le medesime modalità di verifica, in quanto applicabili, e gli effetti di cui all'articolo 12 e al comma 26.3 estesi a cinque

anni. A tal fine il richiedente trasmette al GSE e al gestore di rete le informazioni necessarie.

- 31.5 I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il richiedente ai fini dell'erogazione del servizio di connessione sono regolati in un apposito contratto per la connessione. Tale contratto è redatto sulla base delle condizioni di cui al presente provvedimento e reca, inoltre, le condizioni per la gestione dell'impianto per la connessione, nonché per l'interoperabilità tra il medesimo e l'impianto elettrico che si connette.

### **Articolo 32**

#### *Comunicazioni dei gestori di rete all'Autorità*

- 32.1 Entro il 30 aprile e il 31 ottobre di ciascun anno i gestori di rete con almeno 100.000 utenti trasmettono all'Autorità un rapporto sullo stato di avanzamento degli iter di connessione aggiornato all'ultimo giorno del secondo mese solare precedente alla predette date di comunicazione indicando, in relazione al proprio ambito di competenza e con dettaglio regionale:

- a) il numero dei preventivi di connessione accettati e la relativa totale potenza in immissione richiesta per i quali è stata presentata la comunicazione di inizio lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica e per i quali la connessione non è ancora stata ultimata;
- b) il numero dei preventivi di connessione accettati e la relativa totale potenza in immissione richiesta per i quali non è stata presentata la comunicazione di inizio lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica e per i quali non sono ancora decorsi i termini previsti dal comma 31.1;
- c) il numero dei preventivi di connessione accettati e la relativa totale potenza in immissione richiesta per i quali è stata presentata, ai sensi del comma 31.2, la comunicazione di mancato inizio lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica;
- d) il numero dei preventivi di connessione accettati che sono decaduti per decorrenza dei termini previsti dai commi 31.1 e 31.2 e la totale potenza in immissione richiesta relativa ai medesimi preventivi.

Le informazioni di cui alle lettere precedenti tengono conto anche delle soluzioni tecniche minime generali accettate nell'ambito dell'attuazione della deliberazione n. 281/05. I gestori di rete con meno di 100.000 utenti trasmettono il predetto rapporto al GSE il quale segnala all'Autorità eventuali situazioni che rappresentano elementi di particolare criticità circa lo stato di avanzamento degli iter di connessione negli ambiti di competenza dei predetti gestori di rete.

<b>Parametri per la determinazione della soglia per le rinnovabili</b>	
<b>Connessioni in alta e altissima tensione</b>	
Plc (parametro per linea in cavo)	100 k€/km (fino a un massimo di 1 km)
Pla (parametro per linea aerea)	40 k€/km (fino a un massimo di 1 km)

Per composizioni miste (sia linea aerea che linea in cavo) il valore massimo di 1 km è da intendersi una sola volta per l'intera linea. I contributi alla soglia saranno determinati in maniera proporzionale alle effettive lunghezze dei due tratti di linea

Tabella 1

## Capitolo 3

### **Misura dell'energia elettrica**

La quasi totalità dei flussi di energia elettrica che rilevano ai fini tecnici ed economici nel sistema elettrico è relativa all'energia elettrica scambiata con la rete con obbligo di connessione di terzi, vale a dire all'energia elettrica immessa e prelevata. Tuttavia, in alcuni casi, è necessaria anche la misura dell'energia elettrica prodotta che, qualora vi siano consumi in sito istantanei, è maggiore dell'energia elettrica immessa. Ad esempio, la misura dell'energia elettrica prodotta serve qualora vi siano incentivi ad essa riferiti (quali i certificati verdi o il conto energia per gli impianti fotovoltaici).

#### **3.1 Misura dell'energia elettrica immessa e prelevata**

##### **3.1.1 Riferimenti regolatori**

Le disposizioni relative al servizio di misura dell'energia elettrica immessa sono definite nell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 recante "*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (TIT o Testo Integrato Trasporto)*"; tali disposizioni sono in vigore dall'1 gennaio 2008. Ulteriori disposizioni sono contenute nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 178/08 e sono in vigore a decorrere dall'1 gennaio 2009.

##### **3.1.2 Cosa si intende per servizio di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata**

Il servizio di misura dell'energia elettrica immessa e/o prelevata è il servizio articolato nelle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, raccolta delle misure, registrazione e validazione delle misure dell'energia elettrica.

##### **3.1.3 Responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica**

Attualmente le responsabilità per il servizio di misura sono disciplinate dal Testo Integrato Trasporto e in particolare:

- a) il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è l'impresa distributrice, con riferimento ai punti di prelievo, e il soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica, con riferimento ai punti di immissione;
- b) il soggetto responsabile della raccolta, registrazione e validazione delle misure dell'energia elettrica è l'impresa distributrice, con riferimento ai punti di prelievo, e il gestore di rete (che nella maggior parte dei casi coincide con l'impresa distributrice) con riferimento ai punti di immissione.

Inoltre, ai soli fini della definizione della responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei misuratori, oltre che della responsabilità della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica:

- se il punto di connessione è asservito ad un impianto di produzione di energia elettrica e se i prelievi che avvengono attraverso tale punto sono finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica, il punto di connessione medesimo viene considerato punto di immissione;
- in tutti gli altri casi, il punto di connessione viene considerato punto di prelievo.

Pertanto nel caso di impianti di produzione di energia elettrica installati su un punto di connessione tramite il quale vi sono prelievi imputabili ad utenze diverse dagli ausiliari di centrale sul punto di connessione dovrà essere installato da parte dell'impresa distributrice competente un unico misuratore bidirezionale. La medesima impresa distributrice sarà responsabile della manutenzione del misuratore, nonché della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata.

Nel medesimo Testo Integrato Trasporto, nell'ambito del servizio di misura, sono definite le tariffe a remunerazione delle attività nella responsabilità delle imprese distributrici e/o dei gestori di rete.

### 3.1.4 Tariffe per il servizio di misura dell'energia elettrica

Le seguenti tabelle sintetizzano le responsabilità delle varie attività che costituiscono il servizio di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata ed evidenziano le tariffe rispettivamente applicate per gli anni 2008, 2009 e 2010.

	Installazione e della manutenzione dei misuratori	Tariffa	Raccolta, registrazione e validazione delle misure	Tariffa
<i>Punto di immissione</i>	Titolare impianto di produzione	-	Gestore di rete	Tab. 3.4 + Tab. 3.5
<i>Punto di prelievo</i>	Impresa distributrice	Tab. 3.3	Impresa distributrice	Tab. 3.4 + Tab. 3.5

- tabella 3.1: le tabelle qui richiamate (riportate di seguito) contengono le tariffe riportate nel Testo Integrato Trasporto (TIT), come aggiornate dalle deliberazioni ARG/elt 188/08 e ARG/elt 203/09, per gli anni 2008, 2009 e 2010 -

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1			MIS3		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,065	0,066	0,065
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	2.682,00	2.710,69	2.640,30	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,061	0,063	0,062
lettera e) Altre utenze in media tensione	29.878,32	30.664,77	29.868,29	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	253.954,32	263.892,66	257.037,10	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	253.954,32	263.892,66	257.037,10	-	-	-

- tabella 3.2: tariffe per il servizio di misura. I valori qui riportati sono pari alla somma dei valori delle tabelle 3.3, 3.4 e 3.5 di seguito riportate -

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(INS)			MIS3(INS)		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,036	0,037	0,036
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1.164,00	1.207,99	1.176,61	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,051	0,053	0,052
lettera e) Altre utenze in media tensione	19.866,84	20.680,60	20.143,34	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	243.511,44	253.485,90	246.900,54	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	243.511,44	253.485,90	246.900,54	-	-	-

- tabella 3.3: tariffe per l'installazione del misuratore. I valori qui riportati sono pari ai valori della tabella 8.2 del Testo Integrato Trasporto come aggiornate dalla deliberazione ARG/elt 203/09 -

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(RAC)			MIS3(RAC)		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,021	0,021	0,021
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1.035,72	1.031,66	1.004,87	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,009	0,009	0,009
lettera e) Altre utenze in media tensione	7.456,92	7.484,04	7.289,71	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	7.489,32	7.517,77	7.322,56	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	7.489,32	7.517,77	7.322,56	-	-	-

- tabella 3.4: tariffe per la raccolta delle misure. I valori qui riportati sono pari ai valori della tabella 8.3 del Testo Integrato Trasporto come aggiornate dalla deliberazione ARG/elt 203/09 -

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(VER)			MIS3(VER)		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,008	0,008	0,008
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	482,28	471,04	458,82	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,001	0,001	0,001
lettera e) Altre utenze in media tensione	2.554,56	2.500,13	2.435,24	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	2.953,56	2.888,99	2.814,00	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	2.953,56	2.888,99	2.814,00	-	-	-

- tabella 3.5: tariffe per la validazione delle misure. I valori qui riportati sono pari ai valori della tabella 8.4 del Testo Integrato Trasporto come aggiornate dalla deliberazione ARG/elt 203/09 -

Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica installati su un punto di connessione tramite il quale vi sono prelievi imputabili ad utenze diverse dagli ausiliari di centrale, il soggetto firmatario del contratto di trasmissione e di distribuzione dovrà versare all'impresa distributrice il corrispettivo di cui alla tabella 3.2 a copertura delle attività di installazione e manutenzione del misuratore e di raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata.

### 3.1.5 Disposizioni relative ai misuratori per impianti di produzione di energia elettrica

I misuratori relativi ad impianti di produzione di energia elettrica connessi a reti in altissima, alta e media tensione devono soddisfare le caratteristiche prescritte nell'articolo 22, comma 22.2, del Testo Integrato Trasporto.

Con riferimento ai misuratori installati su punti di connessione in bassa tensione valgono le disposizioni di cui ai commi 2.3, 2.4, 9.2 e 9.3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 178/08. In particolare, con riferimento ai punti di connessione utilizzati esclusivamente per immettere energia elettrica e per prelevare l'energia elettrica necessaria ad alimentare i servizi ausiliari (punti di immissione "puri") è fatto obbligo ai produttori di installare i misuratori bidirezionali previsti

dalla deliberazione n. 292/06, mentre per i punti di connessione utilizzati per immettere energia elettrica in rete e per prelevare energia elettrica destinata non solo all'alimentazione dei servizi ausiliari, ma anche ad altre utenze è fatto obbligo all'impresa distributrice di installare i misuratori bidirezionali previsti dalla deliberazione n. 292/06 (misuratori elettronici).

### 3.1.6 *Testo della regolazione vigente in materia di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata di particolare interesse per i produttori di energia elettrica: estratto dalla deliberazione n. 348/07*

Allegato A alla deliberazione del 29 dicembre 2007,  
n. 348/07

**Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per  
l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei  
servizi di trasmissione, distribuzione e misura  
dell'energia elettrica per il periodo di regolazione  
2008-2011**

[omissis]

**TITOLO 3  
SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA  
ELETTRICA**

**Articolo 20**

*Disposizioni generali*

[omissis]

- 20.2 Ai fini del calcolo dei corrispettivi per il servizio di cui al comma 2.1, lettera c)<sup>9</sup>, le misure rilevanti sono esclusivamente quelle effettuate dai misuratori di cui al presente titolo.
- 20.3 Per gli impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, i misuratori installati ai sensi della normativa vigente sono utilizzati anche per la misura dell'energia elettrica prodotta.

**Articolo 21**

*Soggetti responsabili del servizio di misura  
dell'energia elettrica*

- 21.1 Il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:

[omissis]

- b) con riferimento ai punti di immissione relativi ad un impianto di produzione di energia elettrica, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;

[omissis]

- 21.2 Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica è:

[omissis]

- b) con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il soggetto che gestisce la medesima rete;

[omissis]

---

<sup>9</sup> c) misura dell'energia elettrica, articolato nelle seguenti attività:

- i) installazione e manutenzione dei misuratori;  
ii) raccolta delle misure dell'energia elettrica;  
iii) validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.

- 21.3 Ai soli fini della definizione della responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei misuratori oltre che della responsabilità della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica, in presenza di un unico punto di connessione utilizzato sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica:

- a) se il punto di connessione è asservito ad un impianto di produzione di energia elettrica e se i prelievi che avvengono attraverso tale punto sono finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica, il punto di connessione medesimo è considerato punto di immissione. In tale caso il soggetto titolare dell'impianto è tenuto ad installare un solo misuratore in grado di rilevare sia la misura dell'energia elettrica immessa che la misura dell'energia elettrica prelevata;
- b) nei casi diversi da quelli di cui al precedente alinea, il punto di connessione viene considerato punto di prelievo.

- 21.4 Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica di cui al comma 21.2 trasmette a Terna la registrazione delle misure dell'energia elettrica rilevate, per quanto necessario ai fini del compimento, da parte della medesima Terna, degli adempimenti amministrativi di competenza.

- 21.5 Le misure dell'energia elettrica rilevate e registrate nei punti di immissione e di prelievo non possono essere utilizzate per finalità diverse da quelle relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e di vendita di cui al comma 2.1, salvo consenso scritto da parte del soggetto titolare dell'impianto di produzione dell'energia elettrica o del cliente finale a cui tali punti si riferiscono.

- 21.6 Il responsabile dell'attività di raccolta e registrazione archivia e custodisce, per un periodo minimo di 5 anni, le misure dell'energia elettrica, sia quelle orarie corrispondenti ai punti di immissione e di prelievo trattati su base oraria, sia quelle corrispondenti ai punti di immissione e prelievo non trattati su base oraria, in modalità tale per cui questi possano essere disponibili e riutilizzati a scopi di verifica e controllo dell'applicazione dei meccanismi vigenti e con finalità legate ai servizi regolati.

[omissis]

**Articolo 22**

*Disposizioni relative ai punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione*



- 22.1 Il presente articolo si applica al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione.
- 22.2 I misuratori relativi ai punti di immissione e di prelievo di cui al precedente comma devono:
- a) consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di immissione e di prelievo;
  - b) essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
  - c) consentire al soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui è installato il misuratore l'accesso alle rilevazioni e alle registrazioni, con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime rilevazioni e registrazioni da parte del soggetto di cui al comma 21.2;
  - d) essere predisposti per l'installazione, su richiesta del soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui i misuratori medesimi sono installati ed a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.
- 22.3 In alternativa a quanto previsto al comma 22.2, lettera c), il soggetto di cui al comma 21.2 rende disponibili al cliente finale, per via informatica, i dati registrati nel corso del mese, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati sono stati registrati.
- 22.4 Nel caso in cui si verificano irregolarità di funzionamento del misuratore, l'intervento di manutenzione è effettuato, entro 48 (quarantotto) ore dalla segnalazione automatica o dalla comunicazione, dal soggetto di cui al comma 21.1 che ne dà tempestiva informazione al titolare del punto di immissione o di prelievo o al soggetto di cui al comma 21.2.
- 22.5 Per il periodo in cui si è verificata l'irregolarità di funzionamento di cui al comma 22.4, la ricostruzione delle misure dell'energia elettrica è effettuata dal soggetto di cui al comma 21.2, sulla base dell'errore di misurazione accertato in sede di verifica del misuratore, con effetto retroattivo dal momento in cui l'irregolarità si è verificata, ove lo stesso momento sia determinabile, oppure, nei casi di indeterminabilità, dall'inizio del mese in cui l'irregolarità è stata rilevata. Qualora non sia possibile determinare il suddetto errore di misurazione, la ricostruzione è effettuata con riferimento alle misure relative ad analoghi periodi o condizioni, tenendo conto di ogni altro elemento idoneo.
- 22.6 Il soggetto che ha diritto alla disponibilità delle misure dell'energia elettrica può richiedere in qualsiasi momento la verifica dei misuratori.

Rimangono a carico del richiedente le spese necessarie per la verifica nel caso in cui gli errori riscontrati risultino compresi entro i limiti di precisione previsti per il misuratore. Qualora gli errori riscontrati superino tali limiti, il soggetto di cui al comma 21.1 assume a proprio carico le spese di verifica e provvede al ripristino della funzionalità del medesimo misuratore.

[omissis]

#### **Articolo 26**

##### *Remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e di immissione*

[omissis]

26.2 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla raccolta delle misure viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 8.3 dell'Allegato 1 (*cf. box 2*).

26.3 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla validazione e registrazione delle misure viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 8.4 dell'Allegato 1 (*cf. box 2*).

[omissis]

#### **Articolo 28**

##### *Disposizioni inerenti l'installazione dei misuratori di energia elettrica*

28.1 In tutti i punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione di cui al comma 22.1 devono essere installati misuratori di energia elettrica conformi con quanto specificato al comma 22.2.

28.2 Con riferimento alle tempistiche di installazione dei misuratori elettronici relativi ai punti di prelievo e di immissione in bassa tensione si applicano le disposizioni di cui alla deliberazione n. 292/06<sup>10</sup>.

[omissis]

<sup>10</sup> Deliberazione del 18 dicembre 2006, n. 292/06 recante "Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la gestione per i punti di prelievo in bassa tensione"

## BOX 2 – LE TARIFFE DI MISURA PER I PUNTI DI IMMISSIONE

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	<i>MIS1(RAC)</i>			<i>MIS3(RAC)</i>		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,021	0,021	0,021
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1.035,72	1.031,66	1.004,87	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,009	0,009	0,009
lettera e) Altre utenze in media tensione	7.456,92	7.484,04	7.289,71	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	7.489,32	7.517,77	7.322,56	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	7.489,32	7.517,77	7.322,56	-	-	-

- tabella 8.3 -

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	<i>MIS1(VER)</i>			<i>MIS3(VER)</i>		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,008	0,008	0,008
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	482,28	471,04	458,82	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,001	0,001	0,001
lettera e) Altre utenze in media tensione	2.554,56	2.500,13	2.435,24	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	2.953,56	2.888,99	2.814,00	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	2.953,56	2.888,99	2.814,00	-	-	-

- tabella 8.4 -

## **3.2 Trattamento delle misure dell'energia elettrica immessa**

### **3.2.1 Riferimento normativo**

Le disposizioni relative al trattamento delle immissioni di energia elettrica ai fini del dispacciamento dell'energia elettrica sono definite nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 107/09 recante “*Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)(TIS) comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura con modifiche alla deliberazione n. 111/06*”; tali disposizioni sono in vigore dall'1 agosto 2009.

### **3.2.2 Definizione di potenza disponibile sul punto di connessione**

La potenza disponibile sul punto di connessione è stata definita come la potenza disponibile in immissione, per i punti di connessione in cui si verificano prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione (inclusi i prelievi degli impianti di pompaggio), ovvero la potenza disponibile in prelievo, per tutti i punti di connessione in cui i prelievi di energia elettrica non siano destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari.

### **3.2.3 Punti di connessione a tensione nominale maggiore di 1 kV**

In presenza di punti di connessione in altissima, alta e media tensione il trattamento delle misure avviene su base oraria.

### **3.2.4 Punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV con potenza disponibile superiore a 55 kW**

In presenza di punti di connessione in bassa tensione con potenza disponibile sul punto di connessione superiore a 55 kW il trattamento delle misure in immissione<sup>11</sup> avviene su base oraria. Nelle more dell'attivazione del trattamento su base oraria, i punti di connessione sono trattati:

- per fasce, se provvisti di misuratore orario o elettronico messo in servizio;
- monorari, se non provvisti di misuratore orario o elettronico messo in servizio.

L'utente del dispacciamento titolare di unità di produzione connessa a un punto di immissione non trattato su base oraria ha facoltà di chiedere a Terna il trattamento su base oraria del relativo punto di immissione a condizione che il medesimo sia dotato di misuratore orario, secondo modalità definite nelle regole per il dispacciamento.

### **3.2.5 Punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV con potenza disponibile non superiore a 55 kW**

In presenza di punti di connessione in bassa tensione con potenza disponibile sul punto di connessione non superiore a 55 kW il trattamento delle misure in immissione avviene per fasce. Nelle more dell'attivazione del trattamento per fasce, i punti di connessione sono trattati monorari.

---

<sup>11</sup> Fino al 30 giugno 2010 il trattamento delle immissioni di energia elettrica per tutti i punti di immissione in bassa tensione, con potenza disponibile sul punto di connessione superiore a 55 kW, è effettuato secondo un profilo di immissione costante per tutte le ore che compongono ciascuna fascia oraria calcolato a partire dai dati rilevati per fascia oraria.

### **3.2.6 Data di decorrenza del trattamento delle misure**

Per i punti di connessione

- a tensione nominale maggiore di 1 kV e
- a tensione nominale fino a 1 kV con potenza disponibile superiore a 55 kW,

per cui il misuratore orario o elettronico programmato orario è messo in servizio entro il giorno 15 di ciascun mese, il trattamento su base oraria decorre dal primo giorno del mese successivo alla data di messa in servizio. Qualora la messa in servizio avvenga successivamente al giorno 15 di ciascun mese, il trattamento su base oraria inizia il primo giorno del secondo mese successivo.

Per punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV con potenza disponibile non superiore a 55 kW, per cui il misuratore elettronico è messo in servizio entro il giorno 15 di ciascun mese, il trattamento per fasce decorre dal primo giorno del mese successivo alla data di messa in servizio. Qualora la messa in servizio avvenga successivamente al giorno 15 di ciascun mese, il trattamento per fasce inizia il primo giorno del secondo mese successivo.

### **3.2.7 Profilazione oraria convenzionale dell'energia elettrica immessa nei punti di immissione non trattati su base oraria**

L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato per fasce è pari al rapporto tra l'energia elettrica immessa nel medesimo punto nella fascia oraria e nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore della medesima fascia.

L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato monorario è pari al rapporto tra l'energia elettrica immessa nel medesimo punto nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore del medesimo mese.

L'energia elettrica immessa, qualora non rilevata su base mensile, in ciascun mese in ciascun punto di immissione trattato monorario con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW, è stimata, dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso, sulla base dei dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per un fattore convenzionale di autoconsumo posto pari a 0,8.

### **3.2.8 Caso in cui siano indisponibili i dati relativi all'energia elettrica immessa**

Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un punto di immissione trattato su base oraria connesso alla rete di trasmissione nazionale non sia disponibile per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, si applicano i criteri di ricostruzione dei dati di misura riportati da Terna nel "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete".

Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un punto di immissione trattato su base oraria connesso ad una rete di distribuzione non sia disponibile per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, il medesimo punto è trattato per fasce e l'energia elettrica immessa in ciascuna fascia oraria del medesimo mese nel medesimo punto è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri descritti nel paragrafo 3.2.9. In caso contrario l'impresa distributrice ricostruisce l'energia elettrica immessa in ciascuna ora del mese a partire dai dati di misura disponibili tramite l'applicazione di opportuni criteri di stima.

Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un punto di immissione trattato per fasce non sia disponibile in una fascia oraria di un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, l'energia immessa nella medesima fascia oraria nel medesimo punto è

stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri descritti nel paragrafo 3.2.9.

Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un mese in un punto di immissione trattato monorario con potenza disponibile sul punto superiore a 16,5 kW non sia disponibile per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, l'energia immessa nel medesimo mese dal medesimo punto di immissione è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri descritti nel paragrafo 3.2.9.

### ***3.2.9 Criteri che le imprese distributrici applicano per la stima dell'energia elettrica immessa per la quale non siano disponibili i dati di misura***

Qualora necessario, le imprese distributrici stimano l'energia elettrica immessa in una fascia oraria o in un mese sulla base dei dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per un fattore convenzionale di autoconsumo posto pari a 0,8.

### 3.2.10 *Testo della regolazione vigente in materia di trattamento delle misure dell'energia elettrica immessa: la deliberazione ARG/elt 107/09*

**Allegato A alla deliberazione del 30 luglio 2009,  
ARG/elt 107/09**

**Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per  
l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione  
delle partite fisiche ed economiche del servizio di  
dispacciamento (settlement)**

#### **TITOLO I DEFINIZIONI E OGGETTO DEL PROVVEDIMENTO**

##### **Articolo 1**

##### *Definizioni*

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato, e all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

- a) **Codice di Rete** è il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, redatto da Terna ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004;

[omissis]

- k) **fascia oraria** è ciascuna delle tre fasce orarie definite nella tabella 6 del TIV;
- l) **messa in servizio del misuratore elettronico** è il complesso delle attività di cui all'articolo 8bis della deliberazione n. 292/06;
- m) **misuratore elettronico** è un misuratore avente i requisiti minimi di cui agli articoli 4 e 5 della deliberazione n. 292/06;
- n) **misuratore elettronico programmato orario** è un misuratore elettronico messo in servizio per il quale è stata attivata la rilevazione su base oraria dell'energia elettrica immessa e prelevata dal punto di immissione o di prelievo cui si riferisce;
- o) **misuratore orario** è un misuratore diverso dal misuratore elettronico che permette la rilevazione su base oraria dell'energia elettrica immessa e prelevata dal punto di immissione o di prelievo cui si riferisce;

[omissis]

- s) **potenza disponibile in immissione** è la massima potenza che può essere immessa in un punto senza che l'utente sotteso a tale punto sia disconnesso;
- t) **potenza disponibile in prelievo** è la potenza disponibile di cui all'articolo 1, comma 1.1 del TIT;
- u) **potenza disponibile sul punto** è:

- i. la potenza disponibile in immissione per i punti in cui si verificano prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione, ivi inclusi i prelievi degli impianti di pompaggio;
- ii. la potenza disponibile in prelievo per tutti i punti di connessione diversi dai punti di cui alla lettera a);

[omissis]

- cc) **punti di immissione/prelievo non trattati su base oraria** sono i punti di immissione o di prelievo per i quali non è attivo il trattamento su base oraria;
- dd) **punti di immissione/prelievo trattati su base oraria** sono i punti di immissione o di prelievo per i quali è attivo il trattamento su base oraria;
- ee) **punti di immissione/prelievo trattati per fasce** sono i punti non trattati su base oraria per i quali è attivo il trattamento per fasce;
- ff) **punti di immissione/prelievo trattati monorari** sono i punti non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica per i quali non è attivo il trattamento per fasce;

[omissis]

- kk) **trattamento per fasce** è l'utilizzo delle rilevazioni e delle registrazioni effettuate da un misuratore elettronico messo in servizio per la valorizzazione nelle diverse fasce orarie dell'energia elettrica immessa o prelevata ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;
- ll) **trattamento su base oraria** è l'utilizzo delle rilevazioni e delle registrazioni effettuate da un misuratore orario o da un misuratore elettronico programmato orario per la valorizzazione, su base oraria, dell'energia elettrica immessa o prelevata ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;

[omissis]

- rr) **deliberazione n. 292/06** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente integrato e modificato;

[omissis]

- vv) **TIV (Testo integrato vendita)** è il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, come successivamente integrato e modificato.

[omissis]

## **TITOLO II DISPOSIZIONI GENERALI**

### **Articolo 3**

*Applicazione del trattamento su base oraria*

- 3.1 Tutti i punti di immissione e prelievo in altissima, alta o media tensione, nonché tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione con potenza disponibile sul punto superiore a 55 kW non corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, sono trattati esclusivamente su base oraria, fatto salvo quanto previsto al comma 3.2 e al comma 3.4.
- 3.2 Per i punti di cui al comma 3.1, per cui il misuratore orario od elettronico programmato orario è messo in servizio entro il giorno 15 di ciascun mese, il trattamento su base oraria decorre dal primo giorno del mese successivo alla data di messa in servizio. Qualora la messa in servizio avvenga successivamente al giorno 15 di ciascun mese, il trattamento su base oraria inizia il primo giorno del secondo mese successivo.
- 3.3 Nelle more dell'attivazione del trattamento su base oraria ai sensi del comma 3.2, i punti di cui al comma 3.1:
- a) sono trattati per fasce se provvisti di misuratore orario od elettronico messo in servizio;
  - b) sono trattati monorari se non provvisti di misuratore orario od elettronico messo in servizio.
- 3.4 L'utente del dispacciamento titolare di unità di produzione connessa ad un punto di immissione non trattato su base oraria ha facoltà di chiedere a Terna il trattamento su base oraria del relativo punto di immissione a condizione che il medesimo sia dotato di misuratore orario, secondo modalità definite nelle regole per il dispacciamento.

### **Articolo 4**

*Applicazione del trattamento per fasce*

- 4.1 Tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di un misuratore elettronico e con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW non corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica sono trattati esclusivamente per fasce, fatto salvo quanto previsto al comma 4.2.
- 4.2 Per i punti di cui al comma 4.1 per cui il misuratore elettronico è messo in servizio entro il giorno 15 di ciascun mese, il trattamento per fasce decorre dal primo giorno del mese successivo alla data di messa in servizio. Qualora la messa in servizio avvenga successivamente al giorno 15 di ciascun mese, il trattamento per fasce inizia il primo giorno del secondo mese successivo.

- 4.3 Nelle more dell'attivazione del trattamento per fasce ai sensi del comma 4.2, i punti di cui al comma 4.1 sono trattati monorari.

[omissis]

## **TITOLO III REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI RELATIVI AL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (SETTLEMENT)**

### **Sezione 1**

### **AGGREGAZIONE DELLE MISURE AI FINI DEL SETTLEMENT DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO**

#### **Articolo 10**

*Profilazione oraria convenzionale dell'energia  
elettrica immessa nei punti di immissione non trattati  
su base oraria*

- 10.1 L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato per fasce è pari al rapporto fra l'energia immessa nel medesimo punto nella fascia oraria e nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore della medesima fascia.
- 10.2 L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato monorario è pari al rapporto fra l'energia immessa nel medesimo punto nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore del medesimo mese.
- 10.3 Qualora non rilevata su base mensile, l'energia immessa in ciascun mese in ciascun punto di immissione trattato monorario con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri di cui al comma 11.5.

#### **Articolo 11**

*Indisponibilità dei dati relativi all'energia elettrica  
immessa*

- 11.1 Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un punto di immissione trattato su base oraria connesso alla rete di trasmissione nazionale non sia disponibile di un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, si applicano i criteri di ricostruzione dei dati di misura riportati da Terna nel Codice di Rete.
- 11.2 Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un punto di immissione trattato su base oraria connesso ad una rete di distribuzione non sia disponibile di un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, il medesimo punto è trattato per fasce e l'energia elettrica immessa in ciascuna fascia oraria del medesimo mese nel medesimo punto è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri di cui al comma 11.5. In caso contrario l'impresa distributrice ricostruisce l'energia immessa in ciascuna ora del

mese a partire dai dati di misura disponibili tramite l'applicazione di opportuni criteri di stima.

- 11.3 Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un punto di immissione trattato per fasce non sia disponibile in una fascia oraria di un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, l'energia immessa nella medesima fascia oraria nel medesimo punto è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri di cui al comma 11.5.
- 11.4 Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un mese in un punto di immissione trattato monorario con potenza disponibile sul punto superiore a 16,5 kW non sia disponibile per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, l'energia immessa nel medesimo mese dal medesimo punto di immissione è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri di cui comma 11.5.
- 11.5 Qualora necessario, le imprese distributrici stimano l'energia immessa in una fascia oraria o in un mese sulla base dei dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per un fattore convenzionale di autoconsumo posto pari a 0,8.

[omissis]



### **3.3 Misura dell'energia elettrica prodotta**

#### **3.3.1 Riferimenti regolatori**

Le disposizioni relative al servizio di misura dell'energia elettrica prodotta sono definite nell'Allegato A alla deliberazione n. 88/07 recante “*Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione*”.

#### **3.3.2 Cosa si intende con il termine di servizio di misura dell'energia elettrica prodotta**

Il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta è il servizio composto dalle attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta e dalle attività di rilevazione, registrazione e messa a disposizione dei dati di misura della stessa energia elettrica prodotta ai soggetti interessati.

#### **3.3.3 Quando serve installare un misuratore per l'energia elettrica prodotta**

L'installazione dei misuratori per l'energia elettrica prodotta è necessaria nei casi in cui la misura è funzionale per l'attuazione di una disposizione normativa che richieda l'utilizzo esplicito di tale misura. Per gli impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, i misuratori installati ai sensi del Testo Integrato Trasporto (cfr. il paragrafo 3.1) sono utilizzati anche per la misura dell'energia elettrica prodotta.

#### **3.3.4 Responsabilità della misura dell'energia elettrica prodotta**

Nel caso di impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW il gestore di rete è il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta.

Nel caso di impianti di potenza nominale superiore a 20 kW il responsabile del servizio di misura è il produttore, che tuttavia ha la facoltà di avvalersi del gestore di rete per l'erogazione dello stesso servizio.

#### **3.3.5 Corrispettivi per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta**

Nel caso di impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW, il produttore è tenuto a corrispondere al gestore di rete, a copertura delle attività svolta nell'ambito del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, un corrispettivo pari alla componente tariffaria MIS<sub>1</sub>, prevista dal Testo Integrato Trasporto (cfr. la tabella 3.2 del paragrafo 3.1).

Nel caso di impianti di potenza nominale superiore a 20 kW, il produttore che si avvale del gestore di rete per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, eroga un corrispettivo definito e pubblicato dal gestore medesimo.

#### **3.3.6 Posizionamento delle apparecchiature di misura**

Nel caso di impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW il gestore di rete definisce le condizioni tecniche per l'installazione e la manutenzione delle apparecchiature per la misura conformemente alle norme e alle guide definite dal Comitato elettrotecnico italiano.

Il posizionamento delle apparecchiature è concordato con il produttore sulla base di scelte volte a ottimizzare l'entità e il costo degli interventi. Il titolare dell'impianto di produzione si impegna a

consentire l'accesso alle apparecchiature di misura al personale del gestore di rete assicurandone la possibilità di adempiere ai propri obblighi in condizioni di sicurezza.

### ***3.3.7 Caratteristiche delle apparecchiature di misura***

Le apparecchiature per la misura dell'energia elettrica prodotta devono essere dotate di dispositivi anti-frode che in caso di guasto ne consentano l'apertura anche senza l'intervento del personale del gestore di rete. Inoltre devono essere in grado di rilevare la misura dell'energia su base oraria e devono essere dotati di dispositivi per l'acquisizione per via telematica delle misure.

### 3.3.8 *Testo della regolazione vigente in materia di misura dell'energia elettrica prodotta: la deliberazione n. 88/07*

**Allegato A alla deliberazione dell'11 aprile 2007, n. 88/07**

#### **Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione**

#### **TITOLO I DISPOSIZIONI GENERALI**

##### **Articolo 1**

##### *Definizioni*

- 1.1 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:
- a) **gestore di rete** è il soggetto concessionario del servizio di distribuzione o di trasmissione della rete elettrica a cui è connesso, anche indirettamente, l'impianto di produzione di energia elettrica;
  - b) **produttore** è il soggetto che ha la disponibilità dell'impianto di produzione;
  - c) **servizio di misura dell'energia elettrica prodotta** è il servizio composto dalle attività di:
    - i) installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta;
    - ii) rilevazione e registrazione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta;
    - iii) la messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica prodotta ai soggetti interessati secondo la vigente normativa.

##### **Articolo 2**

##### *Ambito di applicazione*

- 2.1 Il presente provvedimento reca disposizioni relative al servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione la cui richiesta per la connessione è successiva alla data di entrata in vigore del presente provvedimento<sup>12</sup>, limitatamente ai casi in cui tale misura risulti funzionale all'attuazione di una disposizione normativa che comporti l'utilizzo esplicito di detta misura.
- 2.2 Per gli impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, gli apparecchi di misura installati ai sensi della normativa vigente sono utilizzati anche per la misura dell'energia elettrica prodotta, e, pertanto, non è necessario installare ulteriori apparecchi di

<sup>12</sup> Le disposizioni di questo provvedimento si applicano solo ai casi in cui la richiesta per la connessione sia stata effettuata dal 13 aprile 2007

misura. In tali casi si applicano, inoltre, le disposizioni di cui al Testo Integrato Trasporto per il servizio di misura dell'energia elettrica immessa.

- 2.3 Gli obblighi informativi e le disposizioni relative alla trasmissione delle misure rilevate posti in capo al soggetto responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta sono stabiliti separatamente in ciascuno degli specifici provvedimenti che disciplinano le modalità di attuazione della normativa che, di volta in volta, richiede la disponibilità della misura dell'energia elettrica prodotta.

#### **TITOLO II MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA**

##### **Articolo 3**

##### *Responsabilità della misura della produzione per impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW*

- 3.1 Il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW è il gestore di rete.
- 3.2 Il produttore è tenuto a corrispondere al responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, a copertura delle attività svolte nell'ambito di tale servizio, un corrispettivo definito dall'Autorità.

##### **Articolo 4**

##### *Responsabilità della misura della produzione per impianti di potenza nominale superiore a 20 kW*

- 4.1 Il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.
- 4.2 Il produttore ha la facoltà di avvalersi del gestore di rete per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta. In questo caso il produttore è tenuto a corrispondere al gestore di rete, a copertura delle attività svolte nell'ambito di tale servizio, un corrispettivo definito dal gestore di rete medesimo.

##### **Articolo 5**

##### *Posizionamento delle apparecchiature di misura*

- 5.1 Nel caso di impianti di potenza nominale fino a 20 kW, le condizioni tecniche per l'installazione e la manutenzione delle apparecchiature per la misura dell'energia elettrica prodotta sono definite dal medesimo gestore di rete conformemente a quanto indicato nelle norme e guide del Comitato elettrotecnico italiano, e nel rispetto dei principi di cui ai commi 5.2 e 5.3.
- 5.2 Il posizionamento delle apparecchiature di misura è concordato con il produttore sulla base di scelte razionali, volte a ottimizzare l'entità ed il costo

degli interventi necessari e nel rispetto dei seguenti requisiti minimi:

- a) nel caso di impianti:
  - i. fotovoltaici, il più vicino possibile agli apparati di conversione della potenza da continua ad alternata (uno o più *inverter*);
  - ii. diversi da quelli fotovoltaici, il più vicino possibile ai morsetti del generatore e comunque a valle dei servizi ausiliari;
- b) all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà, secondo quanto indicato dal medesimo produttore. Nel primo caso il produttore si impegna a consentire l'accesso alle apparecchiature di misura al personale del gestore di rete per l'espletamento delle attività di sua competenza;
- c) tale da assicurare al gestore di rete la possibilità di adempiere ai propri obblighi in condizioni di sicurezza, nel rispetto di quanto disposto dal decreto legislativo n. 626/94, in particolare senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali per l'occasione.

5.3 Le apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta devono essere dotate di dispositivi anti-frode, tali da consentirne l'apertura anche senza l'intervento del personale del gestore di rete. In ogni caso non sono necessarie blindature. Nel caso di interventi che necessitino l'apertura dei dispositivi anti-frode, il produttore deve comunicare al gestore di rete, tramite fax e/o e-mail (con modalità che assicurino l'avvenuta consegna, secondo quanto prescritto dall'articolo 14, comma 3, del D.P.R. n. 445/00), la necessità di eseguire l'intervento con almeno 2 giorni lavorativi di anticipo sull'esecuzione dei lavori. Il gestore di rete provvede quanto prima al ripristino dei dispositivi anti-frode, addebitando al produttore il costo aggiuntivo dell'intervento. L'installazione dei dispositivi anti-frode è effettuata dal gestore di rete solo nei casi in cui non sia già prevista, dalla normativa vigente, in capo agli Uffici tecnici di finanza (UTF).

#### **Articolo 6**

##### *Caratteristiche delle apparecchiature di misura*

- 6.1 Le apparecchiature installate per la misura dell'energia elettrica prodotta, indipendentemente dall'attribuzione di responsabilità del servizio di misura, devono almeno:
  - a) essere in grado di rilevare la misura dell'energia elettrica prodotta su base oraria;
  - b) essere dotati di dispositivi per l'interrogazione e l'acquisizione per via telematica delle misure da parte del gestore di rete con cadenza minima mensile.

#### **Articolo 7**

##### *Obblighi in materia di archiviazione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta*

- 7.1 Il soggetto responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta archivia e custodisce, per un periodo minimo di 5 anni, le misure registrate, secondo modalità tali da permetterne l'utilizzo a scopi di verifica e controllo, nonché per finalità legate ai servizi regolati.

#### **TITOLO III**

#### **DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI**

#### **Articolo 8**

##### *Disposizioni transitorie*

- 8.1 Per il periodo di regolazione 2008-2011, il corrispettivo di cui all'articolo 3, comma 3.2, è pari alla componente tariffaria MIS1, prevista per la bassa tensione dalla tabella 8.1 dell'Allegato n. 1 al Testo Integrato Trasporto.

#### **Articolo 9**

##### *Disposizioni finali*

- 9.1 Entro 60 (sessanta) giorni dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento, i gestori di rete pubblicano e trasmettono all'Autorità il corrispettivo di cui al comma 4.2 unitamente alle modalità e alle condizioni per la sua determinazione dando separata evidenza delle seguenti voci che compongono il predetto corrispettivo<sup>13</sup>:
  - a) approvvigionamento e installazione dell'apparecchiatura di misura;
  - b) manutenzione dell'apparecchiatura di misura;
  - c) rilevazione e registrazione delle misure.
- 9.2 Le disposizioni di cui al presente provvedimento possono essere applicate anche qualora la richiesta per la connessione sia antecedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, limitatamente ai casi in cui la misura dell'energia elettrica prodotta risulti necessaria all'attuazione di una disposizione normativa che comporti l'utilizzo di detta misura. Tali casi sono individuati dal GSE, previa informativa all'Autorità. Viene dato mandato al Direttore della Direzione Mercati per eventuali verifiche che si rendessero necessarie.
- 9.3 Nel caso di impianti di potenza nominale superiore a 20 kW oggetto di convenzioni siglate ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 e fino alla loro scadenza, il produttore ha la facoltà di avvalersi, a titolo gratuito, del GSE per l'installazione e la manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta. Il GSE opera secondo principi di efficienza, anche avvalendosi

<sup>13</sup> Sulla base del presente comma i Gestori di rete hanno provveduto a determinare tale corrispettivo quindi, attualmente, tali elementi risultano disponibili presso i Gestori di rete.

di soggetti terzi, e comunque informando l'Autorità.

## **Capitolo 4**

### **Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica**

#### **4.1 Riferimenti regolatori**

Le disposizioni relative al servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica immessa sono definite nell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 recante “*Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (TIT o Testo Integrato Trasporto)*”; tali disposizioni sono in vigore dall’1 gennaio 2008.

#### **4.2 Cosa si intende per servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica**

Il servizio di trasmissione dell'energia elettrica è il servizio articolato nella attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale.

Il servizio di distribuzione è il servizio articolato nelle attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione.

#### **4.3 Contratto per il servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica**

I titolari di unità di produzione sono tenuti a concludere con Terna il contratto per il servizio di trasmissione in relazione all'energia elettrica prodotta e immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi. La conclusione di tale contratto deve avvenire in forma scritta ed è condizione necessaria, insieme alla conclusione del contratto di dispacciamento (cfr. capitolo 5), per immettere energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi.

Il contratto per il servizio di trasmissione deve essere concluso dallo stesso soggetto che stipula il contratto per il servizio di dispacciamento.

Nel caso di soggetti che accedano al regime di ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete e al regime di scambio sul posto (cfr. capitolo 6), il contratto di trasmissione è siglato dal GSE che, per tali produttori, è utente del trasporto.

I titolari di unità di produzione sono inoltre tenuti a concludere, con l'impresa distributrice locale, il contratto di trasporto per eventuali prelievi di energia elettrica (ivi inclusa l'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari).

#### **4.4 Responsabilità del servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica**

Il responsabile del servizio di trasmissione è la società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A.

I responsabili del servizio di distribuzione sono le imprese distributrici competenti nella zona di interesse a cui è connesso l'impianto.

## **4.5 Corrispettivi per il servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica**

### Corrispettivo di trasmissione

Dall'1 gennaio 2010 all'energia elettrica immessa in rete non viene applicato nessun corrispettivo di trasmissione<sup>14</sup>.

### Corrispettivo di distribuzione

All'energia elettrica immessa in rete non viene applicato nessun corrispettivo di distribuzione.

### Corrispettivo CTR

Nel caso di impianti connessi in media tensione (MT) o bassa tensione (bt), ai produttori viene riconosciuto dalle imprese distributrici la componente CTR (corrispettivo utilizzato per la regolazione economica dell'erogazione del servizio di trasmissione alle imprese distributrici), applicata all'energia elettrica immessa in rete. La componente CTR tiene conto convenzionalmente dei minori costi di trasporto associati all'immissione di energia elettrica direttamente su reti MT e bt, rispetto a quelli associati all'energia elettrica immessa in alta tensione (AT): quest'ultima, infatti, per raggiungere i clienti finali deve scontare in più anche i costi di trasmissione, quantificati, appunto, dalla componente CTR. Tale componente, per l'anno 2010, è pari a 0,388 c€/kWh per ogni kWh immesso aumentato di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, pari a 4,2% per la media tensione e 9,9% per la bassa tensione.

## **4.6 Regolazione del trasporto dell'energia elettrica prelevata e destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari**

Con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, non si applicano le tariffe di trasmissione, di distribuzione né gli oneri generali di sistema (componenti A e UC).

Tali condizioni si applicano nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, ai prelievi vengono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero.

---

<sup>14</sup> Fino al 31 dicembre 2009 chiunque avesse avuto la disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi riconosceva a Terna un corrispettivo per il servizio di trasmissione; tale corrispettivo si applicava all'energia elettrica prodotta e immessa in rete ed era pari, per l'anno 2009, a 0,0270 c€/kWh per ogni kWh immesso.

#### 4.7 Testo della regolazione vigente in materia di tariffe di trasmissione e di distribuzione per i produttori di energia elettrica: estratto dalla deliberazione n. 348/07

Allegato A alla deliberazione del 29 dicembre 2007,  
n. 348/07

Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per  
l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei  
servizi di trasmissione, distribuzione e misura  
dell'energia elettrica per il periodo di regolazione  
2008-2011

[omissis]

**TITOLO 2  
CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI  
TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE  
DELL'ENERGIA ELETTRICA SULLE RETI  
CON OBBLIGO DI  
CONNESSIONE DI TERZI**

[omissis]

**SEZIONE 3  
CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI  
TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE  
DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE  
IMPRESE DISTRIBUTRICI E PER I  
PRODUTTORI**

**Articolo 13**

*Corrispettivi per il servizio di trasmissione  
dell'energia elettrica prelevata dalle imprese  
distributrici dalla rete di trasmissione nazionale e dai  
punti di interconnessione virtuale  
alla rete di trasmissione nazionale<sup>15</sup>*

13.1 Ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale riconosce:

[omissis]

- b) al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso a un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione un corrispettivo determinato applicando la componente CTR di cui alla lettera a) del presente comma<sup>16</sup> all'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa medesima nel medesimo punto, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 7,

<sup>15</sup> Il punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale è un punto di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica a una rete di distribuzione.

<sup>16</sup> Fissata nella tabella 6 di cui all'allegato n. 1 e pari, per il 2010, a 0,388 centesimi di euro/kWh. L'Autorità annualmente aggiorna il valore della componente CTR.

colonna A, di cui all'allegato n. 1 (cfr.  
Box 3).

[omissis]

**Articolo 16**

*Corrispettivi per il servizio di trasmissione e  
distribuzione dell'energia elettrica per i  
produttori di energia elettrica*

[omissis]

16.4 Con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, non sono dovuti corrispettivi ulteriori rispetto a quanto previsto dal precedente comma 16.1.

16.5 Le condizioni di cui al precedente comma 16.4 si applicano nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, ai prelievi vengono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero. A tal fine, per gli impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale, Terna trasmette mensilmente alle imprese distributrici competenti i dati delle potenze prelevate.

[omissis]



**BOX 3 – PERDITE CONVENZIONALI DI ENERGIA ELETTRICA SULLE RETI AI FINI DELLA  
REGOLAZIONE DEL TRASPORTO**

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per imprese distributrici % (B)
AAT - tensione superiore a 220 kV - altro	- 2,0	- -
AT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT - altro	2,0	0,4 2,0 1,2
MT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT - altro	4,2	2,7 4,2 3,5
BT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT - altro	9,9	6,1 8,0

## Capitolo 5

### **Dispacciamento dell'energia elettrica**

#### **5.1 Riferimenti regolatori**

Le disposizioni relative per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica immessa sono definite nell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 recante *“Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”*.

Ulteriori disposizioni sono contenute nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 107/09 recante *“Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)- TIS, comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura con modifiche alla deliberazione n. 111/06”*; tali disposizioni sono in vigore dall'1 agosto 2009.

#### **5.2 Cosa si intende per servizio di dispacciamento**

L'energia elettrica, di norma, non è un bene immagazzinabile: è quindi necessario produrre la quantità richiesta e smistarla nel sistema in modo che l'offerta e la domanda di elettricità siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità della fornitura del servizio in condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Nel normale funzionamento del sistema elettrico, le condizioni di sicurezza sono rispettate se il sistema medesimo è in grado di fronteggiare una serie di guasti e/o anomalie che comportino uno sbilanciamento e/o una redistribuzione dei flussi di potenza nel sistema senza che sia necessario ricorrere a interruzioni del servizio e senza che siano violati in maniera permanente i limiti di funzionamento degli apparati che compongono il sistema stesso.

In sintesi, la gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica e dei flussi di energia elettrica sulla rete di trasmissione ai fini del mantenimento del bilanciamento del sistema elettrico in condizioni di sicurezza è ciò che si chiama servizio di dispacciamento. Tale servizio è erogato da Terna<sup>17</sup> secondo condizioni definite dall'Autorità.

#### **5.3 Servizio di dispacciamento e mercato dell'energia elettrica**

Nel contesto del mercato liberalizzato dell'energia elettrica, il servizio di dispacciamento consente la traduzione delle posizioni commerciali in acquisto e vendita in impegni in immissione e in prelievo di energia elettrica nella/dalla rete elettrica nel rispetto della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Qualora, infatti, ad impegni commerciali assunti sul mercato corrispondano impegni fisici incompatibili con la sicurezza del sistema elettrico (nel caso in cui, ad esempio, detta traduzione comporti la violazione di vincoli di corrente o di tensione o l'insufficienza di adeguati margini di riserva attiva e reattiva), il soggetto che esercisce il dispacciamento (cioè Terna) agisce in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato (tali azioni sono di norma richieste a soggetti responsabili di unità di produzione di energia elettrica i quali sono chiamati a modificare il livello di immissione

---

<sup>17</sup> Per le reti di distribuzione, le condizioni di sicurezza sono garantite dai distributori in fase di connessione dell'impianto di produzione alla rete.

programmata – al limite prevedendo lo spegnimento o l'accensione di alcune unità) in maniera tale che l'azione combinata delle modifiche introdotte ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nei termini sopra indicati. L'acquisizione di tale disponibilità rappresenta "l'acquisizione delle risorse per il dispacciamento e avviene per il tramite di un mercato (mercato per i servizi di dispacciamento) dove la disponibilità è acquisita sulla base di offerte formulate dai soggetti aventi titolo (soggetti titolari di unità di produzione/consumo abilitate<sup>18</sup>).

Ai predetti impegni fisici si dà il nome di programmi di immissione (per le unità di produzione) e programmi di prelievo (per le unità di consumo).

Il mancato rispetto degli impegni fisici costituisce uno sbilanciamento che viene corretto mediante il ricorso ad azioni di modifica in tempo reale dei livelli di immissioni e di prelievo sempre sfruttando la disponibilità acquisita nel mercato per il servizio di dispacciamento.

I costi sostenuti per l'erogazione del servizio di dispacciamento sono sostenuti dai soggetti responsabili di sbilanciamenti e dai clienti finali del sistema elettrico.

#### **5.4 Deliberazione n. 111/06**

La deliberazione n. 111/06 disciplina le condizioni per l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse per il dispacciamento, nonché le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento, articolato nei seguenti elementi:

- registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica e dei corrispondenti programmi di immissione e di prelievo ai fini del dispacciamento;
- definizione dei corrispettivi di dispacciamento.

#### **5.5 Unità di produzione rilevanti, non rilevanti e abilitate**

Ai fini del dispacciamento le unità di produzione si distinguono in rilevanti e non rilevanti: le unità rilevanti<sup>19</sup> sono quelle che Terna necessita di monitorare singolarmente in quanto di particolare importanza ai fini del mantenimento delle condizioni di sicurezza del sistema in tempo reale, mentre le unità non rilevanti possono, da questo punto di vista, anche essere trattate in raggruppamenti. Tra le unità rilevanti vi sono le unità abilitate a fornire risorse per il dispacciamento.

#### **5.6 Contratto per il servizio di dispacciamento**

I titolari di unità di produzione devono concludere con Terna il contratto per il servizio di dispacciamento. La conclusione di tale contratto deve avvenire in forma scritta ed è condizione necessaria, insieme alla conclusione del contratto di trasmissione (cfr. capitolo 4), per immettere energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi.

L'interposizione di un terzo ai fini della conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento ha la forma di un mandato senza rappresentanza.

Il contratto per il servizio di dispacciamento deve essere concluso dallo stesso soggetto che stipula il contratto per il servizio di trasmissione.

---

<sup>18</sup> Ad oggi non c'è alcuna unità di consumo abilitata.

<sup>19</sup> Terna, nel "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete", ha stabilito che le unità di produzione rilevanti sono le unità di produzione con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Terna si riserva di classificare come unità di produzione non rilevanti quelle unità che, pur avendo verificato il precedente criterio, sono comunque inserite in un contesto che strutturalmente ne limita l'erogazione sulla rete a valori inferiori rispetto al valore di soglia posto per le unità rilevanti.

Il contratto per il servizio di dispacciamento è unico per tutte le unità di produzione nella titolarità di uno stesso soggetto.

Nel caso di soggetti che accedano al regime di ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete e al regime di scambio sul posto, il contratto di dispacciamento è siglato dal GSE che di conseguenza, per gli impianti che si avvalgono del ritiro dedicato e dello scambio sul posto, è utente del dispacciamento in immissione (si veda il capitolo 6).

## **5.7 Utenti del dispacciamento e operatori di mercato**

L'utente del dispacciamento è il soggetto titolare dell'unità di produzione o un soggetto terzo che agisce per il predetto titolare sulla base di un mandato senza rappresentanza. L'utente del dispacciamento conclude con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento. Ciascun utente del dispacciamento, o ciascun soggetto da questi delegato alla registrazione di acquisti e vendite a termine e di programmi di immissione o prelievo relativi a punti di dispacciamento nella propria responsabilità, acquisisce la qualifica di operatore di mercato previa iscrizione nell'apposito registro tenuto dal Gestore del mercato elettrico (GME).

L'operatore di mercato è abilitato a richiedere al GME la registrazione:

- di acquisti e vendite a termine, nonché di programmi di immissione e di prelievo, relativi a punti di dispacciamento nella sua responsabilità in quanto utente del dispacciamento;
- di acquisti e vendite a termine, nonché di programmi di immissione e di prelievo, relativi a punti di dispacciamento che non sono nella sua responsabilità, per i quali l'operatore di mercato ha ricevuto delega alla registrazione dall'utente del dispacciamento responsabile.

## **5.8 Punti di dispacciamento**

Il punto di dispacciamento per unità di produzione è il punto in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere energia elettrica in rete.

Unità di produzione di uguale tipologia<sup>20</sup>, localizzate in una determinata zona<sup>21</sup> e aventi un unico titolare dei contratti di trasmissione, distribuzione e dispacciamento, aventi uno o più punti di immissione, vengono raggruppate sotto un unico punto di dispacciamento.

Nel caso di unità di produzione rilevanti, il punto di dispacciamento coincide con il punto di immissione di energia elettrica relativo all'unità di produzione; ciò significa che l'immissione di energia elettrica coinciderà con l'effettiva immissione misurata sul punto di connessione.

Nel caso di più unità raggruppate in un unico punto di dispacciamento (ciò che avviene di norma per le unità di produzione non rilevanti), le misure delle immissioni sui singoli punti di connessione sono aggregate a formare una sola immissione e l'impegno fisico (programma di immissione) è definito e controllato (ai fini dello sbilanciamento) con riferimento al predetto aggregato.

## **5.9 Diritti o obblighi dell'utente del dispacciamento**

L'utente del dispacciamento ha il diritto ed assume l'impegno vincolante di immettere in rete, in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione nella sua responsabilità, la quantità di

---

<sup>20</sup> L'articolo 8.1 della deliberazione n. 111/06 individua le diverse tipologie che vengono utilizzate per classificare ai fini del dispacciamento le unità rilevanti e non rilevanti.

<sup>21</sup> Per zona si intende una zona geografica in cui viene suddivisa la rete rilevante ai sensi dell'articolo 15 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06.

energia elettrica corrispondente al programma vincolante modificato e corretto di immissione<sup>22</sup> relativo al medesimo punto.

Nel caso di utenti del dispacciamento di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è previsto che i medesimi definiscano i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza.

## 5.10 Mercato elettrico

Il Mercato elettrico, meglio noto come Borsa elettrica è:

- un *marketplace* telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso;
- un mercato telematico nel quale il prezzo dell'energia elettrica corrisponde al prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra le quantità di energia elettrica domandate e quelle offerte dagli operatori che vi partecipano;
- un vero e proprio mercato fisico, dove si definiscono i programmi di immissione e di prelievo dell'energia elettrica nella/dalla rete secondo il criterio di merito economico;
- un mercato non obbligatorio. Gli operatori, infatti, possono concludere contratti di compravendita anche fuori dalla borsa (i cosiddetti contratti bilaterali).

Il Mercato elettrico si articola in:

- Mercato del giorno prima (MGP);
- Mercato di aggiustamento (MA);
- Mercato del servizio di dispacciamento (MSD).

## 5.11 Piattaforma conti energia

Il GME organizza e gestisce la Piattaforma dei Conti Energia (PCE), piattaforma che introduce un sistema di registrazione dei contratti bilaterali di fornitura di energia elettrica, finalizzato a migliorare la flessibilità della gestione dei portafogli energia degli operatori elettrici.

Ciascun utente del dispacciamento, o soggetto da quest'ultimo delegato, ammesso ad operare sulla PCE è titolare dei seguenti conti energia:

- un conto energia in immissione cui sono sottesi tutti i punti di offerta<sup>23</sup> in immissione e misti dei quali l'operatore stesso è utente del dispacciamento;
- un conto energia in immissione cui sono sottesi tutti i punti di offerta in immissione e misti per i quali l'operatore stesso ha ricevuto delega da ciascun utente del dispacciamento;
- un conto energia in prelievo cui sono sottesi tutti i punti di offerta in prelievo e misti dei quali l'operatore stesso è utente del dispacciamento;
- un conto energia in prelievo cui sono sottesi tutti i punti di offerta in prelievo e misti per i quali l'operatore stesso ha ricevuto delega da ciascun utente del dispacciamento.

L'operatore titolare di un conto energia può sia registrare transazioni di acquisto e vendita sul conto energia, che programmi di immissione o prelievo riferiti a punti di offerta sottesi al medesimo conto energia.

---

<sup>22</sup> Ai fini del dispacciamento i programmi di immissione sono differenziati a seconda delle diverse fasi di cui si compone il mercato elettrico. Il programma vincolante modificato e corretto di immissione è il programma post-MSD-ex-ante di immissione, come eventualmente modificato per effetto di ordini di dispacciamento in tempo reale e dell'intervento della regolazione secondaria di potenza e rappresenta quindi il programma ultimativo (ciò significa che una volta definito non vi è più la possibilità per nessuno di andare a modificarlo e che, ai fini dello sbilanciamento, il livello effettivo di immissione sarà confrontato con tale programma).

<sup>23</sup> Per punto di offerta si intende il punto di dispacciamento come definito dalla relativa disciplina.

## 5.12 Richieste di registrazione dei programmi

Ciascun operatore titolare di un conto energia può richiedere la registrazione di programmi di immissione e di prelievo riferiti ai punti di offerta sottesi al conto energia stesso.

La richiesta di registrazione di un programma deve essere inviata alla PCE entro il termine previsto nelle “Disposizioni tecniche di funzionamento” pubblicate dal GME.

Le richieste di registrazione dei programmi devono riportare almeno le seguenti informazioni:

- il codice di identificazione del punto di offerta cui si riferiscono;
- il giorno nel corso del quale si realizza la consegna/il ritiro dell’energia elettrica;
- il periodo rilevante<sup>24</sup>;
- la quantità di energia oggetto del programma;
- il prezzo unitario.

Ai punti di offerta di immissione e misti sottesi al conto energia in immissione possono essere riferiti esclusivamente programmi di immissione. Ai punti di offerta di prelievo e misti sottesi al conto energia in prelievo possono essere riferiti esclusivamente programmi di prelievo.

## 5.13 Mercato del giorno prima

Il Mercato del Giorno Prima è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Terna comunica al GME entro il termine di presentazione delle offerte nel MGP i limiti ammissibili di trasporto tra le zone per ciascun periodo rilevante.

I programmi di immissione e di prelievo, di cui è richiesta la registrazione in sede di PCE, che siano stati verificati congrui sono inviati al MGP come offerte di vendita e di acquisto aventi ad oggetto le quantità e i prezzi indicati nei programmi stessi.

Il GME individua le offerte accettate nel MGP e i corrispondenti prezzi di valorizzazione, dati dal prezzo di vendita dell’ultima offerta accettata che di conseguenza fissa il prezzo per tutte le altre offerte precedentemente accettate che beneficiano di un margine rispetto al prezzo da loro offerto<sup>25</sup>.

Alla chiusura del MGP, il GME determina i programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo ed i programmi post-MGP cumulati di immissione e di prelievo per punto di dispacciamento e li comunica a Terna e agli utenti del dispacciamento dei rispettivi punti.

## 5.14 Mercato di aggiustamento

Il Mercato di Aggiustamento è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per l’aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo definiti sul MGP.

Terna comunica al GME, entro il termine di presentazione delle offerte nel MA, i margini residui di scambio di energia elettrica rispetto ai limiti ammissibili di trasporto tra le zone in ciascun periodo rilevante, risultanti in esito al MGP. Il GME accetta le offerte di acquisto e di vendita presentate nel MA nel rispetto dei margini residui di scambio di energia tra le zone con l’obiettivo di massimizzare il valore netto delle transazioni<sup>26</sup>.

---

<sup>24</sup> Il periodo rilevante, per le unità di produzione e di consumo, è pari all’ora ed è il periodo di tempo in relazione al quale un utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l’obbligo ad immettere o prelevare energia elettrica nelle reti.

<sup>25</sup> Tale meccanismo di asta prende il nome di “*system marginal price*”.

<sup>26</sup> Per valore netto delle transazioni si intende la differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita.

Il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta o acquistata nel MA è unico per tutte le offerte di vendita o di acquisto accettate relative a punti di dispacciamento per unità di produzione o di consumo i cui corrispondenti punti di dispacciamento sono localizzati nella medesima zona.

### **5.15 Mercato per i servizi di dispacciamento**

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento organizzato da Terna.

Terna, prima dell'apertura del MSD, effettua la verifica dei programmi accettati nei mercati dell'energia (MGP e MA) alla luce della capacità fisica della rete di trasmissione.

Terna accetta le offerte di acquisto e di vendita presentate nel MSD e le comunica al GME. In esito al MSD, il GME comunica i programmi post-MSD-ex-ante di immissione e di prelievo<sup>27</sup> agli utenti del dispacciamento.

Il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica è il prezzo riferito a ogni singola offerta di vendita<sup>28</sup>.

L'utente del dispacciamento di un'unità di produzione abilitata deve rendere disponibile a Terna nel MSD tutta la potenza disponibile dell'unità di produzione per la quale l'utente del dispacciamento è abilitato ad offrire in tale mercato.

### **5.16 Sbilanciamento a programma e sbilanciamento effettivo**

Lo sbilanciamento a programma è la differenza, positiva o negativa, tra i programmi di immissione post-MGP e i programmi di immissione registrati sulla PCE.

Lo sbilanciamento effettivo è la differenza, positiva o negativa, tra la reale immissione e i programmi di immissione finali.

### **5.17 Corrispettivi di dispacciamento**

L'utente del dispacciamento per punti di immissione, entro il giorno 10 del secondo mese successivo a quello di competenza:

- paga a Terna se negativi, ovvero riceve da Terna se positivi, i corrispettivi di sbilanciamento a programma (cfr. articolo 39bis), riferiti a sbilanciamenti relativi a conti energia registrati sulla PCE;
- paga a Terna se negativi, ovvero riceve da Terna se positivi, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo (cfr. articolo 23 del TIS), relativi a ciascun punto di dispacciamento incluso nel proprio contratto di dispacciamento;
- qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità abilitate, riceve da Terna il corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE<sup>29</sup> in condizioni di inadeguatezza del sistema (cfr. articolo 39ter);
- qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità abilitate paga a Terna il corrispettivo per mancato rispetto degli ordini di dispacciamento (cfr. articolo 42);
- qualora titolare di unità di produzione non rilevanti paga a Terna il corrispettivo per l'aggregazione delle misure di immissione (cfr. articolo 15 del TIS).

---

<sup>27</sup> Programma post-MSD-ex-ante di immissione/prelievo è il programma post-MA di immissione/prelievo, come eventualmente modificato in esito al MSD.

<sup>28</sup> Nel caso del MSD si utilizza il metodo del "pay as bid".

<sup>29</sup> PESSE è il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico predisposto da Terna in conformità alla deliberazione CIPE del 6 novembre 1979.

### **5.18 Responsabile dell'aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento**

Terna è responsabile dell'aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini della quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento. Fino all'anno 2010<sup>30</sup>, ai fini dell'aggregazione, Terna si avvale dell'opera delle imprese distributrici.

Con riferimento alle unità di produzione in scambio sul posto con potenza disponibile non superiore a 55 kW una prima aggregazione delle misure viene fatta dalle predette imprese distributrici ai sensi dell'articolo 9 del TIS. Con riferimento alle unità di produzione diverse da quelle precedenti l'aggregazione delle misure viene fatta direttamente da Terna ai sensi dell'articolo 9 del TIS.

### **5.19 Dispacciamento delle unità di produzione combinata di energia elettrica e calore**

L'utente del dispacciamento di unità di produzione combinata di energia elettrica e calore può beneficiare della priorità di dispacciamento facendone richiesta al Gestore dei servizi energetici (GSE) trasmettendo un'opportuna documentazione (cfr. TITOLO 6 della deliberazione n. 111/06). Il GSE, verificata la documentazione, comunica a Terna l'avvenuto riconoscimento della priorità di dispacciamento.

### **5.20 Dispacciamento delle unità di produzione da fonte rinnovabile**

Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili hanno diritto alla priorità di dispacciamento. Inoltre, per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili<sup>31</sup>, il Corrispettivo di Sbilanciamento Effettivo è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo MGP).

Per quanto riguarda gli impianti eolici, con la deliberazione ARG/elt 98/08, l'Autorità ha previsto che gli impianti non ancora in esercizio e per i quali non era ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05 alla data del 25 luglio 2008 (data di entrata in vigore della deliberazione ARG/elt 98/08), dovessero essere in grado di fornire i seguenti servizi di rete:

- prestare insensibilità agli abbassamenti di tensione;
- disporre di capacità regolazione di potenza attiva;
- prestare azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione;
- disporre capacità di regolazione della potenza reattiva.

Nel caso degli altri impianti eolici, con la deliberazione ARG/elt 5/10, sono state definite procedure concorsuali per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete. I servizi di rete, già introdotti nei Paesi europei con maggior diffusione di impianti eolici, permettono di modulare al meglio la produzione a seconda del cambiamento delle condizioni meteorologiche e delle condizioni di rete, migliorando così il dispacciamento e favorendo, anche a parità di infrastrutture elettriche esistenti, una maggiore diffusione delle stesse unità di produzione.

---

<sup>30</sup> A partire dall'anno 2011, ai fini dell'aggregazione delle misure, Terna si avvale dell'opera di soggetti individuati con procedure ad evidenza pubblica.

<sup>31</sup> Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili sono unità di produzione che utilizzano l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di scarica, dei gas residui dei processi di depurazione, del biogas, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.



Sempre con la deliberazione ARG/elt 5/10 l'Autorità ha definito nuove modalità di remunerazione per la mancata produzione da impianti eolici in conseguenza a riduzioni della produzione eventualmente imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Per quantificare la mancata produzione non si fa più riferimento alla produzione storica (come avveniva con la previgente deliberazione n. 330/07 fino alla fine del 2009) ma alle stime elaborate dal GSE sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità, che dovrà essere definito da Terna tenendo conto del grado di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non rispettare gli ordini di dispacciamento. Infine, la formula per il calcolo della mancata produzione eolica include anche una franchigia, pari a 80 ore equivalenti l'anno, da applicarsi nel caso in cui i produttori scelgano di non adeguare gli impianti eolici ai servizi di rete sopra richiamati, fatte salve le esenzioni concesse da Terna nei casi in cui non siano possibili gli adeguamenti. La mancata produzione eolica viene remunerata al prezzo zonale orario erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.

Inoltre, la deliberazione ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Infine, sono previste alcune disposizioni nei confronti di Terna per migliorare il servizio di dispacciamento, anche tenendo conto delle previsioni di immissione effettuate dal GSE ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/10 nel caso di impianti non rilevanti (cioè di potenza inferiore a 10 MVA) alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione.

Tutte le disposizioni brevemente richiamate sono finalizzate a ottimizzare l'utilizzo della rete elettrica, favorendo l'incremento della produzione da rinnovabili e garantendo la sicurezza della rete. Tali disposizioni non comportano comunque il venir meno dell'esigenza di adeguare la rete esistente anche in relazione allo sviluppo attuale e futuro degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

## **5.22 Regole per il dispacciamento**

Le regole per il dispacciamento formano parte del "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" (Codice di Rete) adottato da Terna ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, in conformità alle direttive definite dall'Autorità con deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04 e alle condizioni per il dispacciamento definite dall'Autorità nella deliberazione n. 111/06. Il Codice di Rete è scaricabile dal sito internet di Terna ([www.terna.it](http://www.terna.it)).

## 5.22 Testo della regolazione vigente in materia di dispacciamento: estratto dalla deliberazione n. 111/06

Allegato A alla deliberazione del 9 giugno 2006, n. 111/06

Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

### PARTE I DEFINIZIONI, OGGETTO E FINALITÀ DEL PROVVEDIMENTO

#### Articolo 1

##### Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente integrato e modificato (di seguito: TIT), nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

[omissis]

- **acquisto a termine** è, per ciascun periodo rilevante, una quantità di energia elettrica acquistata al di fuori del sistema delle offerte;
- **acquisto netto a termine** è, per ciascun periodo rilevante, la somma algebrica degli acquisti a termine registrati e delle vendite a termine registrate da un operatore di mercato e relativi a tale periodo, quando tale somma ha valore positivo;

[omissis]

- **Disciplina del mercato** è il Testo Integrato della disciplina del mercato elettrico approvata con il decreto 19 dicembre 2003 come successivamente modificata e integrata;
- **energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03** è l'energia elettrica ritirata ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 280/07;
- **energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04** è l'energia elettrica ritirata ai sensi del comma 41, della legge n. 239/04, secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 280/07;
- **il Gestore dei servizi elettrici** è la società Gestore dei servizi elettrici – GSE SpA di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- **il Gestore del mercato elettrico** è il soggetto di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99;
- **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;

- **impianto di produzione o impianto** è l'insieme delle unità di produzione nella disponibilità di un medesimo utente del dispacciamento connesse alla rete con obbligo di connessione di terzi attraverso il medesimo punto di immissione;

[omissis]

- **margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE** è per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione la differenza fra la potenza massima disponibile dell'unità di produzione ai fini del PESSE e il programma post-MA di immissione della medesima unità di produzione;
- **mercati dell'energia** sono il mercato del giorno prima ed il mercato di aggiustamento;
- **mercato elettrico** è l'insieme del mercato del giorno prima, del mercato di aggiustamento e del mercato per il servizio di dispacciamento;
- **mercato del giorno prima** è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione;
- **mercato di aggiustamento** è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo definiti sul mercato del giorno prima;
- **mercato per il servizio di dispacciamento** è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento di cui all'Articolo 60;
- **operatore di mercato** è un soggetto abilitato alla registrazione di acquisti e vendite a termine e dei relativi programmi C.E.T. di immissione e di prelievo;

[omissis]

- **PESSE** è il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Servizio Elettrico predisposto da Terna in conformità alla deliberazione CIPE del 6 novembre 1979;
- **potenza massima disponibile di un'unità di produzione ai fini del PESSE** è il minor valore tra la potenza massima erogabile dall'unità di produzione in tempo reale e la potenza massima erogabile dall'unità di produzione come risultante sul registro delle

unità di produzione dinamico di Terna ed utilizzato da Terna ai fini della decisione di attivazione del PESSE;

[omissis]

- **primo periodo di esercizio di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore** è il periodo intercorrente tra la data di inizio del periodo di avviamento di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore ed il 31 dicembre dello stesso anno;
- **programma** è una quantità di energia elettrica che viene dichiarata in immissione o in prelievo in una rete con obbligo di connessione di terzi, riferita ad un periodo rilevante e ad un punto di dispacciamento;
- **programma post-MA di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma post-MGP cumulato di immissione, come eventualmente modificato in esito al mercato di aggiustamento;

[omissis]

- **programma C.E.T. di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma presentato dall'operatore di mercato in esecuzione delle vendite nette a termine registrate nel suo Conto Energia a Termine (C.E.T.);

[omissis]

- **programma C.E.T. post-MGP di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma C.E.T. di immissione risultante in esito al mercato del giorno prima;

[omissis]

- **programma post-MSD-ex-ante di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma post-MA di immissione, come eventualmente modificato in esito al mercato per il servizio di dispacciamento;

[omissis]

- **programma post-MGP cumulato di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, la somma dei programmi di immissione riferiti al medesimo punto di dispacciamento risultanti in esito al mercato del giorno prima, ivi inclusi i programmi C.E.T. post-MGP di immissione;

[omissis]

- **programma vincolante modificato e corretto di immissione** è, per ciascun punto

di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma post-MSD-ex-ante di immissione, come eventualmente modificato per effetto di ordini di dispacciamento in tempo reale e dell'intervento della regolazione secondaria di potenza;

[omissis]

- **regole per il dispacciamento** sono le regole per il dispacciamento adottate da Terna ai sensi dell'Articolo 6 del presente provvedimento;
- **rete rilevante** è l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione;

[omissis]

- **sistema delle offerte** è il sistema delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99;

[omissis]

- **Terna** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa, di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- **unità abilitata** è un'unità di produzione o di consumo che risponde ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini dell'abilitazione alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica;

[omissis]

- **unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili non programmabili** è un'unità di produzione che utilizza l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di scarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, *-soppresso-* l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente;

[omissis]

- **unità di produzione di cogenerazione** è un'unità di produzione che rispetta le condizioni della deliberazione n. 42/02;
- **unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04** è un'unità di produzione che cede energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 o del comma 41 della legge n. 239/04;
- **unità di produzione 74/08** sono le unità di produzione dell'energia elettrica che si avvalgono della disciplina dello scambio sul posto di cui al TISP;
- **unità di produzione o di consumo** è un insieme di impianti elettrici, per la produzione o per il consumo di energia elettrica connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi

anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza, tali che le immissioni o i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità di pompaggio sono considerate unità di produzione;

- **unità di produzione rilevante** è un'unità di produzione i cui programmi di immissione risultano rilevanti, tenendo conto della potenza nominale della medesima e dei limiti della capacità di trasporto, ai fini della previsione da parte di Terna del fabbisogno di risorse per il dispacciamento<sup>32</sup>;

[omissis]

- **utente del dispacciamento** è il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento;
- **vendita a termine** è, per ciascun periodo rilevante, una quantità di energia elettrica venduta al di fuori del sistema delle offerte;
- **vendita netta a termine** è, per ciascun periodo rilevante, il valore assoluto della somma algebrica degli acquisti a termine registrati e delle vendite a termine registrate da un operatore di mercato e relative a tale periodo, quando tale somma ha valore negativo;

[omissis]

- **decreto legislativo n. 387/03** è il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- **DPCM 11 maggio 2004** è il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione;
- **legge n. 239/04** è la legge 23 agosto 2004, n. 239;

[omissis]

- **deliberazione n. 42/02** è la deliberazione dell'Autorità 19 aprile 2002, n. 42/02, come successivamente modificata ed integrata;

[omissis]

- **TIS** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09;
- **TISP** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008 ARG/elt 74/08.

[omissis]

## PARTE II EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

### TITOLO 1 DISPOSIZIONI GENERALI

#### Articolo 4

##### *Contratto per il servizio di dispacciamento*

4.1 Sono tenuti a concludere con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento:

a) i titolari di unità di produzione;

[omissis]

e) il Gestore dei servizi elettrici per le unità di produzione CIP6/92 oltre che per le unità di produzione d.lgs 387/03 o l. 239/04 e le unità di produzione 74/08.

4.2 La conclusione, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, del contratto per il servizio di dispacciamento in immissione e del contratto per il servizio di trasmissione di cui all'articolo 2 del TIT è condizione necessaria per immettere energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi. La conclusione, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, del contratto per il servizio di dispacciamento in prelievo e del contratto per il servizio di trasmissione e di distribuzione è condizione necessaria per prelevare energia elettrica dalla rete con obbligo di connessione di terzi.

[omissis]

4.4 La conclusione dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione deve avvenire in forma scritta. L'interposizione di un terzo ai fini della conclusione dei contratti per il servizio di trasmissione e di distribuzione e per il servizio di dispacciamento ha la forma di un mandato senza rappresentanza: il soggetto che stipula i due contratti deve essere il medesimo. Questi risponde delle obbligazioni che dagli stessi contratti traggono titolo nei confronti dell'esercente il servizio di trasmissione o di distribuzione e di Terna.

4.5 Il contratto per il servizio di dispacciamento è unico per tutte le unità di produzione [omissis] nella titolarità di uno stesso soggetto.

[omissis]

4.7 La conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento costituisce condizione necessaria per l'accesso al servizio di trasmissione di cui di cui all'articolo 2 del TIT. Terna nega la connessione alla rete dell'unità di produzione, qualora il richiedente non offra la dimostrazione dell'avvenuta conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento ovvero, nel caso di utenti già connessi alla rete che non abbiano fornito la suddetta dimostrazione, intima, la conclusione del contratto di dispacciamento entro cinque (5) giorni dalla notifica dell'intimazione.

4.8 La conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento costituisce condizione

<sup>32</sup> Terna, nell'ambito del Codice di rete predisposto ai sensi ai sensi dell'art. 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2004 e approvato dall'Autorità con deliberazione n. 79/05, ha stabilito che le unità di produzione rilevanti sono quelle con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Conseguentemente, le unità di produzione con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati inferiore a 10 MVA sono definite "non rilevanti" ai fini del dispacciamento.

necessaria per l'accesso al servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica. Le imprese distributrici negano la connessione alla rete delle unità di consumo, qualora il richiedente non offra la dimostrazione dell'avvenuta conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento ovvero, nel caso di utenti già connessi alla rete che non abbiano fornito la suddetta dimostrazione, intimano, dandone informazione a Terna, la conclusione del contratto di dispacciamento entro cinque (5) giorni dalla notifica dell'intimazione.

- 4.9 L'intimazione di cui ai commi 4.7 e 4.8 contiene l'avvertenza che la mancata conclusione del contratto di dispacciamento comporterà la disconnessione dell'utente senza ulteriore preavviso. Scaduto tale termine si dà luogo alla risoluzione di diritto del contratto di trasmissione o di distribuzione in essere e alla disconnessione dell'utente. L'esercente il servizio comunica tempestivamente a Terna e all'Autorità l'avvenuta disconnessione.

[omissis]

#### **Articolo 10**

##### *Punti di dispacciamento*

- 10.1 Punto di dispacciamento per unità di produzione è il punto in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo. Tale punto è l'insieme di uno o più punti di immissione che siano contestualmente:
- a) relativi a unità di produzione della stessa tipologia, ai sensi dell'Articolo 8<sup>33</sup>;
  - b) localizzati in un'unica zona;
  - c) inclusi nei contratti per il servizio di trasmissione e di distribuzione conclusi, anche con diverse imprese distributrici, dal medesimo utente del dispacciamento, che è anche titolare dei contratti di trasmissione e di distribuzione.
- 10.2 Il punto di dispacciamento per unità di produzione può includere altresì, nei casi e con le modalità definite da Terna nelle regole di dispacciamento, i punti di prelievo esclusivamente asserviti al funzionamento delle relative unità di produzione.
- 10.3 Terna definisce nelle regole per il dispacciamento<sup>34</sup>:
- a) l'insieme dei punti di immissione inclusi nel punto di dispacciamento per unità di produzione rilevanti;

- b) la capacità di immissione relativa a ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione;
- c) la capacità di prelievo relativa a ciascun punto di dispacciamento per unità di pompaggio.

- 10.4 L'insieme dei punti di immissione inclusi nel punto di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti è l'insieme di tutti i punti di immissione che rispondono ai requisiti di cui al comma 10.1.

[omissis]

#### **Articolo 11**

##### *Periodo rilevante*

- 11.1 Periodo rilevante è il periodo di tempo in relazione al quale un utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere o prelevare energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo.
- 11.2 Il periodo rilevante per le unità di produzione e di consumo è pari all'ora, fatto salvo quanto previsto al successivo comma.
- 11.3 Per le unità di produzione abilitate e le unità di consumo abilitate Terna può definire nelle regole per il dispacciamento un periodo rilevante di durata inferiore all'ora<sup>35</sup>.

#### **Articolo 12**

##### *Energia elettrica immessa e prelevata*

- 12.1 L'energia elettrica immessa e prelevata in ciascun punto di dispacciamento è determinata ai sensi dell'articolo 5 del TIS.

[omissis]

#### **Articolo 14**

##### *Diritti e obblighi a immettere e prelevare energia elettrica*

- 14.1 L'utente del dispacciamento ha il diritto ed assume l'impegno vincolante di immettere in rete in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e in ciascun punto di dispacciamento di importazione nella sua responsabilità la quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante modificato e corretto di immissione relativo al medesimo punto.
- 14.2 La quantità di energia elettrica immessa in un punto di dispacciamento:
- a) in eccesso rispetto al relativo programma vincolante modificato e corretto di immissione è considerata ceduta dall'utente

<sup>33</sup> Articolo 8 – Classificazione delle unità di produzione e delle unità di consumo in tipologie.

<sup>34</sup> Tali regole di dispacciamento sono definite da Terna nel capitolo 4 del "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete", reperibile nel sito internet [www.terna.it](http://www.terna.it).

<sup>35</sup> Terna, nel capitolo 4 del "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete", definisce il periodo rilevante per le unità di produzione non abilitate al Mercato per il servizio di dispacciamento pari all'ora, mentre per le unità di produzione abilitate pari al quarto d'ora.

del dispacciamento a Terna nell'ambito del servizio di dispacciamento;

- b) in difetto rispetto al relativo programma vincolante modificato di immissione è considerata ceduta da Terna all'utente del dispacciamento nell'ambito del servizio di dispacciamento.

[omissis]

14.5 I diritti di utilizzo della capacità di trasporto per l'esecuzione degli acquisti e delle vendite a termine sono assegnati nel mercato elettrico contestualmente ai diritti ad immettere ed a prelevare energia elettrica. Ai fini dell'assegnazione di tali diritti, Terna si attiene ai criteri di cui agli articoli da 30 a 32.

14.6 Gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili sono tenuti a definire i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza.

14.7 Terna segnala all'Autorità significativi e reiterati scostamenti dall'applicazione dei principi enunciati al comma precedente, per l'adozione dei relativi provvedimenti di competenza.

[omissis]

## **TITOLO 2**

### **REGISTRAZIONE DEGLI ACQUISTI E DELLE VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA E DEI CORRISPONDENTI PROGRAMMI DI IMMISSIONE E DI PRELIEVO**

#### **SEZIONE 1**

#### **DISPOSIZIONI GENERALI**

##### **Articolo 16**

###### *Registrazione*

16.1 Ai fini della loro esecuzione fisica, gli acquisti e le vendite di energia elettrica conclusi sia nel sistema delle offerte che al di fuori del medesimo, nonché i relativi programmi di immissione e di prelievo, devono essere registrati secondo le modalità di cui al presente Titolo.

16.2 Terna è responsabile della registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e dei programmi di immissione e di prelievo e svolge tale servizio anche avvalendosi dell'opera del Gestore del mercato elettrico.

16.3 Il Gestore del mercato elettrico agisce ai sensi del presente titolo in nome proprio e per conto di Terna.

[omissis]

##### **Articolo 18**

###### *Operatore di mercato*

18.1 La qualifica di operatore di mercato è attribuita, previa iscrizione in un apposito registro tenuto dal Gestore del mercato elettrico, a ciascun

utente del dispacciamento e a ciascun soggetto da questi delegato alla registrazione di acquisti e vendite a termine e di programmi di immissione o di prelievo relativi a punti di dispacciamento nella propria responsabilità.

18.2 L'operatore di mercato è abilitato a richiedere al Gestore del mercato elettrico la registrazione:

- a) di acquisti e vendite a termine, nonché di programmi di immissione e di prelievo, relativi a punti di dispacciamento nella sua responsabilità in quanto utente del dispacciamento;

- b) di acquisti e vendite a termine, nonché di programmi di immissione e di prelievo, relativi a punti di dispacciamento che non sono nella sua responsabilità, per i quali l'operatore di mercato ha ricevuto delega alla registrazione dall'utente del dispacciamento responsabile.

18.3 La qualifica di operatore di mercato con riferimento a punti di dispacciamento per unità di produzione, a punti di dispacciamento di esportazione o di importazione e a punti di dispacciamento per unità di pompaggio, è attribuita con riferimento ad una capacità pari:

- a) alla corrispondente capacità di immissione o di prelievo definita da Terna ai sensi dell'articolo 10, nel caso in cui l'operatore di mercato sia anche utente del dispacciamento di tali punti;

- b) alla capacità indicata dall'utente del dispacciamento nella delega, nel caso in cui l'operatore di mercato non sia utente del dispacciamento di tali punti.

18.4 La capacità complessiva per cui l'utente del dispacciamento delega altri operatori di mercato con riferimento ad un punto di dispacciamento non può essere superiore alla capacità di immissione o alla capacità di prelievo del medesimo punto definita da Terna ai sensi dell'Articolo 10.

[omissis]

##### **Articolo 20**

###### *Conto Energia a Termine*

20.1 Il Gestore del mercato elettrico intesta a ciascun operatore di mercato uno o più Conti Energia a Termine in cui registra, secondo i criteri definiti nel regolamento di cui all'Articolo 17<sup>36</sup> per ciascun periodo rilevante:

- a) gli acquisti e vendite a termine conclusi dall'operatore relativi al medesimo periodo rilevante;

- b) i programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo presentati dall'operatore in esecuzione di tali compravendite;

---

<sup>36</sup> Articolo 17 – Regolamento per la registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e dei relativi programmi.

la somma algebrica di tali elementi è il saldo fisico del conto.

20.2 Ai fini delle verifiche di congruità di cui all'Articolo 28<sup>37</sup>, il Gestore del mercato elettrico, dopo il termine di chiusura di ciascuna sessione del mercato del giorno prima, determina il saldo economico del Conto Energia a Termine, valorizzando gli acquisti e le vendite a termine, nonché i programmi C.E.T. di immissione e di prelievo registrati, secondo le modalità definite nel Regolamento di cui all'Articolo 17.

[omissis]

#### **Articolo 21**

##### *Conto di Sbilanciamento Effettivo*

21.1 Terna intesta a ciascun utente del dispacciamento un Conto di Sbilanciamento Effettivo per ogni punto di dispacciamento nella propria responsabilità in cui registra, per ciascun periodo rilevante e per il punto di dispacciamento a cui il conto è riferito:

- a) i programmi post-MA di immissione e di prelievo, con segno opposto rispetto alla convenzione di cui all'Articolo 13<sup>38</sup>;
- b) i programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle offerte accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento, ivi inclusi gli ordini di dispacciamento in tempo reale, con segno opposto rispetto alla convenzione di cui all'Articolo 13;
- c) l'energia elettrica immessa o prelevata;

la somma algebrica di tali elementi è il saldo fisico del conto.

[omissis]

#### **Articolo 24**

##### *Registrazione nei Conti Energia a Termine degli acquisti e delle vendite a termine*

24.1 Il Gestore del mercato elettrico procede, per ciascuna richiesta di registrazione che soddisfa i requisiti di cui all'Articolo 28, a registrare gli acquisti e le vendite a termine oggetto della medesima richiesta nei corrispondenti Conti Energia a Termine e a darne immediata comunicazione agli operatori interessati.

#### **Articolo 25**

##### *Registrazione nei Conti Energia a Termine dei programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo*

<sup>37</sup> Articolo 28 – Verifica di congruità delle richieste di registrazione degli acquisti e delle vendite a termine nei Conti Energia a Termine.

<sup>38</sup> La convenzione di cui all'articolo 13 definisce che gli acquisti, i programmi di immissione e l'energia elettrica immessa siano contabilizzati con segno positivo, mentre le vendite, i programmi di prelievo e l'energia elettrica prelevata siano contabilizzati con segno negativo.

25.1 Il Gestore del mercato elettrico procede, per ciascuna richiesta di registrazione che soddisfa i requisiti di cui all'Articolo 29, a seguito dell'individuazione delle offerte accettate nel mercato del giorno prima, a registrare i programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo nei corrispondenti Conti Energia a Termine e a comunicare agli operatori di mercato interessati i programmi post-MGP cumulati di immissione e di prelievo per punto di dispacciamento.

#### **Articolo 26**

##### *Registrazione nel Conto di Sbilanciamento Effettivo dei programmi post-MA di immissione e di prelievo*

26.1 Il Gestore del mercato elettrico procede, a seguito della chiusura del mercato di aggiustamento, a comunicare a Terna i programmi post-MA di immissione e di prelievo per la registrazione nei corrispondenti Conti di Sbilanciamento Effettivo.

26.2 Terna registra i programmi post-MA di immissione e di prelievo, come comunicati dal Gestore del mercato elettrico, nei Conti di Sbilanciamento Effettivo dei relativi utenti del dispacciamento.

#### **Articolo 27**

##### *Registrazione nel Conto di Sbilanciamento Effettivo dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle offerte accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento*

27.1 Terna procede, per ciascun punto di dispacciamento, a registrare i programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle offerte accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento, ivi inclusi gli ordini di dispacciamento in tempo reale, nel Conto di Sbilanciamento Effettivo del relativo utente del dispacciamento.

### **SEZIONE 2**

#### **CRITERI DI REGISTRAZIONE E DI ASSEGNAZIONE DEI RELATIVI DIRITTI AD IMMETTERE E PRELEVARE**

[omissis]

#### **Articolo 30**

##### *Criteri di registrazione dei programmi post-MGP di immissione e di prelievo e di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato del giorno prima*

30.1 I programmi di immissione e di prelievo in esecuzione di acquisti e vendite concluse nel mercato del giorno prima sono registrati dal Gestore del mercato elettrico secondo le modalità previste nella Disciplina del mercato.

30.2 I diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato del giorno prima sono assegnati conformemente ai criteri del presente articolo.

30.3 Terna comunica al Gestore del mercato elettrico entro il termine, stabilito nella Disciplina del

mercato, di presentazione delle offerte nel mercato del giorno prima i limiti ammissibili di trasporto tra le zone per ciascun periodo rilevante.

30.4 Il Gestore del mercato elettrico individua le offerte accettate nel mercato del giorno prima e i corrispondenti prezzi di valorizzazione in modo tale che:

- a) il valore netto delle transazioni sia massimo, compatibilmente con il rispetto dei limiti ammissibili di trasporto tra le zone di cui al comma 30.3, a condizione che l'ammontare di energia elettrica oggetto delle offerte di vendita accettate sia pari all'ammontare di energia elettrica oggetto delle offerte di acquisto accettate;
- b) il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica in ciascuna zona, salvo quanto previsto alla successiva lettera c), sia pari al minimo costo del soddisfacimento di un incremento unitario del prelievo di energia elettrica nella zona, compatibilmente con il rispetto dei limiti ammissibili di trasporto tra le zone di cui al comma 30.3;
- c) il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata relativamente ai punti di dispacciamento per unità di consumo appartenenti alle zone geografiche sia unico e in particolare sia pari alla media dei prezzi di cui alla precedente lettera b), ponderati per le quantità di energia specificate nelle offerte di acquisto riferite ai punti di dispacciamento per unità di consumo appartenenti alle relative zone;
- d) siano accettate esclusivamente le offerte di vendita tali per cui il prezzo di offerta è non superiore al prezzo di cui alla precedente lettera b);
- e) siano accettate esclusivamente le offerte di acquisto tali per cui il prezzo di offerta è non inferiore al prezzo di cui alla precedente lettera c) o, per le offerte di acquisto relative ai punti di dispacciamento per unità di produzione e ai punti di dispacciamento per unità di consumo localizzati in zone virtuali, al prezzo di cui alla precedente lettera b).

30.5 Ai fini di quanto previsto dal comma 30.4, lettera a), per valore netto delle transazioni si intende la differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita. Ai fini della determinazione del valore complessivo delle offerte di acquisto e dell'accettazione delle medesime offerte, le offerte di acquisto senza indicazione di prezzo sono equiparate ad offerte con indicazione di prezzo pari a VENF<sup>39</sup>. Il valore del VENF è pari a 3.000 €/MWh.

[omissis]

<sup>39</sup> VENF è il valore dell'energia elettrica non fornita.

30.6 Ai fini dell'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, del calcolo del valore netto delle transazioni e della determinazione del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima di cui al comma 30.4, lettera c):

- a) i programmi C.E.T. di immissione e di prelievo presentati da operatori di mercato ammessi al mercato elettrico, sono assimilati, rispettivamente, ad offerte di vendita e ad offerte di acquisto con prezzo pari al prezzo di riferimento di cui al comma 23.2;
- b) i programmi C.E.T. di immissione e di prelievo presentati da operatori di mercato non ammessi al mercato elettrico, sono assimilati, rispettivamente, ad offerte di vendita a prezzo nullo e ad offerte di acquisto senza indicazione del prezzo.

L'accettazione di tali offerte non comporta il pagamento o il diritto a ricevere i corrispondenti prezzi dell'energia sul mercato del giorno prima.

30.7 In presenza di più offerte di vendita caratterizzate da uno stesso prezzo si applica il seguente ordine di priorità:

- a) le offerte di vendita delle unità essenziali ai fini della sicurezza, nelle ore in cui sono dichiarate indispensabili ai sensi dell'Articolo 64<sup>40</sup>;
- b) le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- c) le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili diverse da quelle di cui alla lettera b);
- d) le offerte di vendita delle unità di produzione di cogenerazione;
- e) le offerte di vendita delle unità di produzione CIP6/92 e delle unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 e delle unità di produzione 74/08;
- f) le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria, per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata;
- g) le altre offerte di vendita.

30.8 Qualora un'offerta di vendita rientri in più di una delle categorie di cui al comma 30.7, la medesima offerta è inserita nella categoria con livello di priorità maggiore.

30.9 Alla chiusura del mercato del giorno prima, il Gestore del mercato elettrico determina i programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo ed i programmi post-MGP cumulati di

<sup>40</sup> Articolo 64 – Vincoli afferenti le unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico non ammesse alla reintegrazione dei costi



- immissione e di prelievo per punto di dispacciamento e li comunica a Terna e agli utenti del dispacciamento dei rispettivi punti.
- 30.10 Con riferimento a ciascun Conto Energia a Termine, l'energia elettrica corrispondente alla somma algebrica degli acquisti a termine registrati, delle vendite a termine registrate e dei programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo registrati è considerata:
- ceduta dall'operatore di mercato intestatario del conto al Gestore del mercato elettrico o, se negativa, acquistata dal medesimo Gestore nell'ambito del mercato del giorno prima qualora l'intestatario del conto sia ammesso al mercato elettrico sulla base della Disciplina del mercato e le garanzie dal medesimo prestate al Gestore del mercato elettrico siano congrue, secondo i criteri definiti nel regolamento di cui all'Articolo 17;
  - ceduta a Terna o, se negativa, acquistata da Terna a titolo di sbilanciamento a programma nell'ambito del servizio di dispacciamento, ai sensi del successivo Articolo 39bis negli altri casi.
- 30.11 L'operatore di mercato versa al Gestore del mercato elettrico, se negativo, o riceve da quest'ultimo, se positivo, un corrispettivo pari in ciascun periodo rilevante al prodotto tra:
- l'energia elettrica ceduta al Gestore del mercato elettrico ai sensi del comma 30.10, lettera a);
  - il prezzo dell'energia elettrica acquistata di cui al comma 30.4, lettera c).

### **Articolo 31**

#### *Criteria di registrazione dei programmi post-MA di immissione e di prelievo e di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato di aggiustamento*

- 31.1 I programmi di immissione e di prelievo in esecuzione di acquisti e vendite concluse nel mercato di aggiustamento sono registrati dal Gestore del mercato elettrico secondo le modalità previste nella Disciplina del mercato.
- 31.2 I diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato di aggiustamento sono assegnati dal Gestore del mercato elettrico contestualmente all'accettazione delle offerte di acquisto e di vendita nel suddetto mercato e conformemente ai criteri di cui al presente articolo.
- 31.3 Terna comunica al Gestore del mercato elettrico, entro il termine, stabilito nella Disciplina del mercato, di presentazione delle offerte nel mercato di aggiustamento, i margini residui di scambio di energia elettrica rispetto ai limiti ammissibili di trasporto tra le zone in ciascun periodo rilevante, risultanti in esito al mercato del giorno prima.
- 31.4 Il Gestore del mercato elettrico accetta le offerte di acquisto e di vendita presentate nel mercato di aggiustamento nel rispetto dei margini residui di scambio di energia tra le zone cui al comma 31.3, con l'obiettivo di massimizzare il valore netto delle transazioni.
- 31.5 Ai fini di quanto previsto dal comma 31.4, per valore netto delle transazioni si intende la differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita. Ai fini della determinazione del valore complessivo delle offerte di acquisto e dell'accettazione delle medesime offerte, le offerte di acquisto senza indicazione di prezzo sono equiparate ad offerte con indicazione di prezzo pari a VENT.
- [omissis]
- 31.6 Il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta o acquistata nel mercato di aggiustamento è unico per tutte le offerte di vendita o di acquisto accettate relative a punti di dispacciamento per unità di produzione o di consumo i cui corrispondenti punti di dispacciamento sono localizzati nella medesima zona.
- 31.7 In presenza di più offerte di vendita caratterizzate da uno stesso prezzo si applica, salvo quanto disposto al comma 31.9 il seguente ordine di priorità:
- le offerte di vendita delle unità essenziali ai fini della sicurezza, nelle ore in cui sono dichiarate indispensabili ai sensi dell'Articolo 64;
  - le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
  - le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili diverse da quelle di cui alla lettera b);
  - le offerte di vendita delle unità di produzione di cogenerazione;
  - le offerte di vendita delle unità di produzione CIP6/92 e delle unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 e delle unità di produzione 74/08;
  - le offerte di vendita delle unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria, per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata;
  - le altre offerte di vendita.
- 31.8 Qualora un'offerta di vendita rientri in più di una delle categorie di cui al comma 31.7, la medesima offerta è inserita nella categoria con livello di priorità maggiore.
- 31.9 All'interno di ciascuna categoria di offerte di cui al comma 31.7 hanno priorità le offerte bilanciate.
- 31.10 Ai fini di quanto previsto dal comma 31.9, per offerte bilanciate si intendono offerte di vendita a prezzo nullo e offerte di acquisto senza indicazione di prezzo, identificate attraverso il medesimo codice alfanumerico, per le quali le

rispettive quantità si equilibrano, purché relative a punti di dispacciamento localizzati nella stessa zona.

### **Articolo 32**

*Criteri di registrazione dei programmi post-MSD di immissione e di prelievo e di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato per il servizio di dispacciamento*

- 32.1 I programmi di immissione e di prelievo in esecuzione di acquisti e vendite concluse nel mercato per il servizio di dispacciamento sono registrati dal Gestore del mercato elettrico secondo le modalità previste nella Disciplina del mercato.
- 32.2 I diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato per il servizio di dispacciamento sono assegnati da Terna contestualmente all'accettazione delle offerte di acquisto e di vendita presentate nel suddetto mercato.
- 32.3 Terna accetta le offerte di acquisto e di vendita presentate nel mercato per il servizio di dispacciamento secondo i criteri di cui all'Articolo 59.
- 32.4 Terna comunica al Gestore del mercato elettrico le offerte di acquisto e di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento.
- 32.5 In esito al mercato per il servizio di dispacciamento, il Gestore del mercato elettrico comunica i programmi post-MSD-ex-ante di immissione e di prelievo agli utenti del dispacciamento.

[omissis]

## **TITOLO 4**

### **REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO E DELLE CONNESSE GARANZIE**

#### **SEZIONE 1**

#### **REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI**

### **Articolo 38**

*Corrispettivi di dispacciamento*

- 38.1 Entro il giorno dieci (10) del secondo mese successivo a quello di competenza, l'utente del dispacciamento:

[omissis]

- b) qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità abilitate paga a Terna il corrispettivo per mancato rispetto degli ordini di dispacciamento di cui all'Articolo 42;

[omissis]

- e) paga a Terna se negativi, ovvero riceve da Terna se positivi, i corrispettivi di sbilanciamento a programma di cui all'Articolo 39bis;
- f) qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità abilitate, riceve da Terna il corrispettivo per la remunerazione

del margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE<sup>41</sup> in condizioni di inadeguatezza del sistema di cui all'Articolo 39ter<sup>42</sup>.

[omissis]

- 38.3 Entro il giorno dieci (10) del secondo mese successivo a quello di competenza, gli operatori di mercato pagano al Gestore del mercato elettrico se negativi, ovvero ricevono dal medesimo Gestore se positivi, i corrispettivi di cui all'Articolo 43.

[omissis]

### **Articolo 39**

*Criteri generali per la definizione dei prezzi di sbilanciamento*

- 39.1 Ai fini della determinazione dei prezzi di sbilanciamento effettivo di cui al successivo Articolo 40, per sbilanciamento aggregato zonale si intende la somma algebrica, cambiata di segno, delle quantità di energia elettrica approvvigionate da Terna ai fini del bilanciamento, anche da unità non abilitate, nel mercato per il servizio di dispacciamento, nella fase di programmazione e nel tempo reale, con riferimento ad un periodo rilevante e ad una macrozona. Al fine della valutazione dei segni le quantità di energia elettrica relative a offerte di vendita accettate da Terna vengono contabilizzate con segno positivo.

### **Articolo 39bis**

*Corrispettivi di sbilanciamento a programma*

- 39bis.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza Terna calcola il corrispettivo di sbilanciamento a programma relativo a ciascun utente del dispacciamento pari, al prodotto tra:

- a) l'energia elettrica ceduta a Terna ai sensi del comma 30.10, lettera b), attribuita all'utente del dispacciamento ai sensi del comma 39bis.2;
- b) il prezzo dell'energia elettrica acquistata di cui al comma 30.4, lettera c).

- 39bis.2 Ai fini della determinazione dell'energia elettrica di cui al comma 39bis.1, lettera a), Terna ripartisce l'energia elettrica corrispondente alla somma algebrica delle vendite nette a termine registrate, degli acquisti netti a termine registrati e dei programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo registrati sul conto di un operatore di mercato a ciascun utente del dispacciamento da cui il medesimo utente abbia ricevuto delega.

<sup>41</sup> Il PESSE è il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Servizio Elettrico predisposto da Terna.

<sup>42</sup> Articolo 39ter - Corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE in condizioni di inadeguatezza del sistema

### **Articolo 39ter**

*Corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE in condizioni di inadeguatezza del sistema*

- 39ter.1 Limitatamente ai periodi rilevanti e alle zone per le quali si è verificata la condizione di cui al comma 60bis.1, entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza, Terna calcola, per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata, il corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE.
- 39ter.2 Salvo quanto previsto al successivo comma 39ter.3, il corrispettivo di cui al comma 39ter.1 è pari al prodotto tra:
- a) il margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE dell'unità abilitata e
  - b) la differenza fra il VENN e il prezzo dell'offerta di vendita nel mercato per il servizio di dispacciamento relativo all'unità abilitata.
- 39ter.3 Il corrispettivo di cui al comma 39ter.2 non si applica alla capacità nominata per l'unità abilitata in esecuzione di contratti a termine di cui all'articolo 60, commi 60.5 e 60.6.

### **Articolo 40**

*Prezzi di sbilanciamento*

- 40.1 Il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi positivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata, è pari:
- a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
    - i) il prezzo più basso tra quelli delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
    - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
  - b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
- 40.2 Il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi negativi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata è pari:
- a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo,

al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;

- b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
    - i) il prezzo più alto tra quelli delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
    - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
- 40.3 Il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata è pari:
- a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
    - i) il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
    - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
  - b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
    - i) il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
    - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
- 40.4 Fatto salvo quanto previsto al comma 40.5, per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché per i punti di dispacciamento per unità di produzione 74/08, nonché per i punti di dispacciamento di

importazione o di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati, il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

40.5 Per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché per i punti di dispacciamento per unità di produzione 74/08, per i quali sono state presentate sul mercato del giorno prima offerte di vendita a prezzo non nullo oppure per i quali il programma post-MA di immissione risulti differente dal programma post-MGP di immissione il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di cui al comma 40.3.

40.6 Durante il periodo di rientro in servizio, per i punti di dispacciamento per unità abilitate interessate dal rientro in servizio, il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento. Nel periodo di rientro in servizio le unità abilitate sono interdette dalla partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento.

#### Articolo 40 bis

*Meccanismo incentivante per la corretta previsione delle unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili*

40.1 bis Per ciascun punto di dispacciamento relativo ad unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili Terna calcola, per ogni ora, lo sbilanciamento effettivo in valore assoluto.

40.2 bis Nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo di una unità di produzione rilevante alimentata da fonti rinnovabili non programmabili, nell'ora h, sia, in valore assoluto, inferiore al prodotto fra l'energia elettrica immessa nella medesima ora ed il parametro  $S_{rif}$ , Terna provvede ad erogare al relativo utente del dispacciamento un corrispettivo per la corretta previsione (CCP) calcolato secondo la seguente formula:

$$CCP = premio * (S_{rif} * E_{imm} - |E_{imm} - E_{prog}|)$$

dove:

$premio$  è il corrispettivo unitario per la corretta programmazione di cui al comma 40.3 bis;

$S_{rif}$  è la soglia di riferimento, pari a 0,3 per il 2010; 0,2 per il 2011; 0,15 per il 2012 e per gli anni a seguire;

$E_{imm}$  è l'energia elettrica immessa in rete nell'ora h dall'unità di produzione;

$E_{prog}$  è l'energia elettrica che nell'ora h l'unità di produzione avrebbe immesso se avesse rispettato il suo programma vincolante modificato e corretto di immissione.

40.1 bis Il corrispettivo unitario per la corretta programmazione è pari a 3 €/MWh.

[omissis]

#### Articolo 42

*Corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento di Terna*

42.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza, Terna calcola, con riferimento a ciascun periodo rilevante e ai soli punti di dispacciamento per unità abilitate, il corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento di Terna determinato ai sensi del presente articolo.

42.2 Il corrispettivo di cui al presente articolo è definito al fine di evitare che l'utente del dispacciamento possa trarre profitto dal mancato rispetto degli impegni assunti nei confronti di Terna nel mercato per il servizio di dispacciamento. Tale eventualità si concretizza nei periodi rilevanti in cui ricorrono le seguenti condizioni:

a) Terna ha accettato una o più offerte di vendita relative a un punto di dispacciamento per unità abilitata e:

i. lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo;

ii. lo sbilanciamento effettivo del medesimo punto di dispacciamento è negativo;

b) Terna ha accettato una o più offerte di acquisto relative a un punto di dispacciamento per unità abilitata e:

i. lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo;

ii. lo sbilanciamento effettivo del medesimo punto di dispacciamento è positivo.

42.3 Il corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento è pari al prodotto tra la quantità di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento cui al comma 42.6 e il corrispettivo unitario di cui al comma 42.9.

42.4 Il corrispettivo di cui al comma 42.3 si applica solo nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento è di segno opposto allo sbilanciamento aggregato zonale.

42.5 Ai fini della determinazione della quantità di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, Terna ordina, con riferimento a ciascun punto di dispacciamento e a ciascun periodo rilevante:

- a) le offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento per valori decrescenti rispetto al prezzo;
- b) le offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento per valori crescenti rispetto al prezzo.
- 42.6 Per ciascuna offerta accettata e ordinata ai sensi del comma precedente la quantità di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento è pari al minor valore tra:
- a) il valore assoluto della quantità dell'offerta accettata e
- b) il valore assoluto della somma tra lo sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento a cui l'offerta si riferisce e le quantità delle offerte accettate che la precedono nell'ordine di cui al comma 42.5.
- 42.7 Con riferimento a ciascuna offerta di vendita accettata, qualora la somma di cui al comma 42.6, lettera b), sia maggiore o uguale a zero la quantità di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento è zero.
- 42.8 Con riferimento a ciascuna offerta di acquisto accettata, qualora la somma di cui al comma 42.6, lettera b), sia minore o uguale a zero la quantità di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento è zero.
- 42.9 Il corrispettivo unitario di mancato rispetto di un ordine di dispacciamento è pari:
- a) con riferimento ad un'offerta di vendita, alla differenza fra il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita nel mercato del giorno prima nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento e il prezzo dell'offerta di vendita accettata nel mercato per il servizio di dispacciamento per il medesimo punto di dispacciamento;
- b) con riferimento ad un'offerta di acquisto, alla differenza tra il prezzo dell'offerta di acquisto accettata nel mercato per il servizio di dispacciamento per il punto di dispacciamento e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita nel mercato del giorno prima nella zona in cui è localizzato il medesimo punto di dispacciamento.

#### Articolo 43

##### *Corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto*

- 43.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza il Gestore del mercato elettrico calcola, con riferimento a ciascun periodo rilevante, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato del giorno prima a carico degli operatori di mercato, determinato ai sensi dei commi da 43.2 a 43.4.
- 43.2 Per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione il corrispettivo di cui al comma 43.1 a carico dell'operatore di

mercato del medesimo punto è pari alla differenza tra i seguenti elementi:

- a) il prodotto tra il programma C.E.T. post-MGP di immissione e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al 30.4, lettera b), nella zona in cui il punto è ubicato;
- b) il prodotto tra il programma C.E.T. post-MGP di immissione e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 30.4, lettera c).

[omissis]

## TITOLO 6 DISPACCIAMENTO DELLE UNITÀ DI PRODUZIONE COMBINATA DI ENERGIA ELETTRICA E CALORE

### Articolo 56

*Ammissione degli utenti del dispacciamento di unità di produzione combinata di energia elettrica e calore al riconoscimento anticipato della priorità di dispacciamento nel primo periodo di esercizio*

- 56.1 L'utente del dispacciamento di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore che intende beneficiare, nel corso del primo periodo di esercizio, della priorità di dispacciamento ai sensi dell'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, ne fa richiesta al Gestore dei servizi elettrici e, a tal fine, trasmette al medesimo Gestore nonché all'Autorità:
- a) la documentazione tecnica attestante che, sulla base dei dati di progetto e degli esiti dei collaudi, la medesima unità di produzione è in grado di verificare le condizioni stabilite dalla deliberazione n. 42/02;
- b) le informazioni di cui all'articolo 4, comma 2, lettere d)<sup>43</sup> ed f)<sup>44</sup>, della medesima deliberazione;

<sup>43</sup> L'articolo 4, comma 2, lettera d) fa riferimento ai metodi di misura e criteri utilizzati per la determinazione dei valori

- dell'energia elettrica utile prodotta nell'anno solare precedente dalla sezione al netto dell'energia assorbita dai servizi ausiliari (Ee);
- dell'energia termica utile (Et), incluse le due componenti per usi civili  $E_{t_{civ}}$  e industriali  $E_{t_{ind}}$  prodotte nell'anno solare precedente dalla sezione;
- della tipologia e della quantità dei combustibili utilizzati (C1, C2, ..., Cn) e dell'energia primaria immessa nell'anno solare precedente nella sezione per ciascuna tipologia di combustibile ( $E_{c_{C1}}$ ,  $E_{c_{C2}}$ , ...,  $E_{c_{Cn}}$ ).

Tutti i dati devono essere espressi in MWh e arrotondati con criterio commerciale alla terza cifra decimale.

c) la data di inizio del periodo di avviamento, a partire dalla quale intende avvalersi della priorità di dispacciamento.

56.2 Il Gestore dei servizi elettrici verifica la documentazione allegata alla richiesta di cui al comma 56.1 e comunica a Terna, all'utente del dispacciamento, nonché all'Autorità, gli esiti della verifica entro 15 giorni dal ricevimento della medesima richiesta; decorso inutilmente tale termine, la richiesta si intende accolta e il Gestore dei servizi elettrici ne dà comunicazione a Terna. La priorità di dispacciamento è riconosciuta all'unità di produzione a decorrere dalla data di inizio del periodo di avviamento fino al termine del primo periodo di esercizio, fatto salvo quanto disposto al comma 56.3 e al comma 58.1.

56.3 I soggetti per i quali è stata accolta la richiesta di cui al comma 56.1 sono tenuti a comunicare immediatamente all'Autorità e al Gestore dei servizi elettrici l'eventuale verificarsi di situazioni in cui le unità di produzione, per cause sopravvenute, non risultino in grado di rispettare le condizioni stabilite dalla deliberazione n. 42/02. Dal giorno successivo al ricevimento della dichiarazione di cui al presente comma, Terna, su indicazione del Gestore dei servizi elettrici, non riconosce la priorità di dispacciamento fino al termine del primo periodo di esercizio.

#### **Articolo 57**

*Ammissione degli utenti di dispacciamento di unità di produzione combinata di energia elettrica e calore al riconoscimento anticipato della priorità di dispacciamento in anni successivi al primo periodo di esercizio*

57.1 L'utente del dispacciamento di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore che beneficia della priorità di dispacciamento sulla base dei dati di esercizio riferiti all'anno solare precedente, come comunicati al Gestore dei servizi elettrici entro il 31 marzo dell'anno in corso, che, per cause eccezionali, imprevedibili e indipendenti dalla volontà del produttore non risulti in grado di rispettare le condizioni stabilite dalla deliberazione n. 42/02 per l'anno in corso, può trasmettere al Gestore dei servizi elettrici e all'Autorità una dichiarazione contenente tutti gli elementi che attestano l'eccezionalità e

l'imprevedibilità di dette cause, entro 15 (quindici) giorni dal loro verificarsi. Dal giorno successivo al ricevimento della dichiarazione di cui al presente comma, Terna, su indicazione del Gestore dei servizi elettrici non riconosce la priorità di dispacciamento fino al termine dell'anno in corso.

57.2 I soggetti di cui ai commi 57.1 e 56.3 che intendono beneficiare, nel corso dell'anno successivo, della priorità di dispacciamento ne fanno richiesta al Gestore dei servizi elettrici e, a tal fine, trasmettono al medesimo Gestore, nonché all'Autorità, la documentazione tecnica attestante che, sulla base dei dati attesi per l'anno successivo, la medesima unità di produzione è in grado di verificare le condizioni stabilite dalla deliberazione n. 42/02, ivi incluse le informazioni di cui all'articolo 4 della medesima deliberazione.

57.3 Il Gestore dei servizi elettrici verifica la dichiarazione di cui al comma 57.1 e la documentazione allegata alla richiesta di cui al comma 57.2 e comunica a Terna, all'utente del dispacciamento, nonché all'Autorità, gli esiti della verifica entro 15 giorni dal ricevimento della medesima richiesta; decorso inutilmente tale termine, la richiesta si intende accolta e il Gestore dei servizi elettrici ne dà comunicazione a Terna. La priorità di dispacciamento è riconosciuta all'unità di produzione a decorrere dall'inizio dell'anno successivo alla richiesta e fino al termine dell'anno medesimo, fatto salvo quanto disposto al comma 57.4 e al comma 58.1.

57.4 I soggetti per i quali è stata accolta la richiesta di cui al comma 57.3 sono tenuti a comunicare immediatamente all'Autorità e al Gestore dei servizi elettrici l'eventuale verificarsi di situazioni in cui le unità di produzione, per cause sopravvenute, non risultino in grado di rispettare le condizioni stabilite dalla deliberazione n. 42/02. Dal giorno successivo al ricevimento della comunicazione di cui al presente comma, Terna, su indicazione del Gestore dei servizi elettrici, non riconosce la priorità di dispacciamento fino al termine dell'anno in corso e il beneficio di cui al comma 57.2 non può essere ulteriormente richiesto per l'anno successivo.

#### **Articolo 58**

*Verifiche delle condizioni per il riconoscimento, sulla base di prestazioni attese, della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai fini del riconoscimento anticipato della priorità di dispacciamento nel primo periodo di esercizio o in anni successivi al primo periodo di esercizio*

58.1 L'Autorità verifica attraverso sopralluoghi e ispezioni, anche avvalendosi della Cassa Conguaglio per il settore elettrico ai sensi della deliberazione n. 60/04, la veridicità delle informazioni trasmesse ai sensi del comma 56.1 e del comma 57.2. Qualora la verifica dia esito

---

<sup>44</sup> L'articolo 4, comma 2, lettera f) fa riferimento alle caratteristiche tecniche generali della sezione, in particolare: tipo di sezione e di impianto, schema generale di funzionamento, identificazione e caratteristiche di generatori e scambiatori di calore, motori primi, generatori elettrici (tra cui, almeno, la potenza nominale dei generatori elettrici), taglia di riferimento ai fini della determinazione del parametro  $\eta_{es}$  ed altri componenti significativi.

negativo, la priorità di dispacciamento riconosciuta a seguito della richiesta di cui al comma 56.1 e al comma 57.2 viene meno a decorrere dal giorno successivo alla comunicazione dell'esito della verifica.

- 58.2 Con riferimento alle unità di produzione che abbiano beneficiato del riconoscimento anticipato della priorità di dispacciamento sulla base delle prestazioni attese, ai sensi dell'Articolo 56 e dell'Articolo 57, la dichiarazione di cui all'articolo 4, comma 1, della deliberazione n. 42/02 deve essere resa entro il 15 gennaio e trasmessa anche all'Autorità. L'Autorità verifica l'effettivo raggiungimento degli indici previsti dalla deliberazione n. 42/02.
- 58.3 Qualora le verifiche di cui ai commi 58.1 e 58.2 diano esito negativo, l'utente del dispacciamento, relativamente all'unità di produzione per la quale si è avvalso senza titolo della priorità di dispacciamento, riconosce a Terna un corrispettivo di dispacciamento pari al prodotto tra le quantità di energia elettrica ceduta nel mercato del giorno prima e tramite acquisti e vendite a termine e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui al comma 30.4, lettera c). Tale corrispettivo è dovuto limitatamente a ciascuna delle ore in cui la priorità di dispacciamento è risultata determinante ai fini dell'assegnazione del diritto di immissione dell'energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi.
- 58.4 Ai fini di quanto stabilito ai sensi del comma precedente, le ore in cui la priorità di dispacciamento risulta determinante ai fini dell'assegnazione del diritto di immissione dell'energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi sono quelle in cui il prezzo contenuto nelle offerte di vendita nel mercato del giorno prima relativa alla predetta unità di produzione, ivi incluse le offerte assimilate ai sensi del comma 30.6 è pari al prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nella zona in cui è situata l'unità di produzione, di cui al comma 30.4, lettera b).

58.5 Nel caso in cui l'utente del dispacciamento di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore si sia avvalso senza titolo della priorità di dispacciamento, l'Autorità adotterà i provvedimenti sanzionatori di propria competenza.

58.6 In ogni caso l'esito delle verifiche di cui al presente articolo non determina il venire meno della priorità di dispacciamento riconosciuta nel periodo precedente le verifiche stesse.

### **PARTE III APPROVVIGIONAMENTO DELLE RISORSE PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO**

#### **TITOLO 1**

#### **MODALITA' DI APPROVVIGIONAMENTO DELLE RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO**

##### **Articolo 59**

*Criteria generali per la disciplina dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento*

59.1 Le unità di produzione e di consumo rilevanti devono dotarsi dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione delle medesime unità nei sistemi di controllo di Terna, secondo le modalità e con i tempi previsti nelle regole per il dispacciamento.

[omissis]

##### **Articolo 60**

*Approvvigionamento per il tramite del mercato per il servizio di dispacciamento*

[omissis]

60.3 L'utente del dispacciamento di un'unità di produzione abilitata deve rendere disponibile a Terna nel mercato per il servizio di dispacciamento tutta la potenza disponibile dell'unità di produzione per la quale l'utente del dispacciamento è abilitato ad offrire in tale mercato.

[omissis]

**BOX 4 – PERDITE CONVENZIONALI DI ENERGIA ELETTRICA SULLE RETI AI FINI DELLA  
REGOLAZIONE DEL DISPACCIAMENTO**

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per clienti finali e per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per imprese distributrici % (B)
380 kV	0.9	0.9
220 kV	2.9	0.9
AT	2.9	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1.3
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2.9
- altro	5.1	2.1
MT		
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		3.6
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		5.1
- altro	10.8	4.4
BT		
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		7.0
- altro		8.9



## Capitolo 6

### **Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete**

In generale, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete può essere destinata commercialmente a diversi soggetti che operano sul mercato (Borsa elettrica, cliente finale libero, cliente grossista), sulla base di valutazioni e scelte effettuate dal singolo produttore. In più, il legislatore ha previsto, per alcune tipologie di impianti, la possibilità di scegliere:

- a) il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (il cosiddetto ritiro dedicato), secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità facendo riferimento al mercato;
- b) lo scambio sul posto qualora a monte del medesimo punto di connessione vi siano produzione e consumo dell'energia elettrica.

#### **6.1 Ritiro dedicato**

##### **6.1.1 Riferimenti normativi**

Ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, 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) alle eccedenze prodotte dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza non inferiore a 10 MVA purché nella titolarità di un autoproduttore, 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 agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, fino alla loro scadenza.

##### **6.1.2 Riferimenti regolatori**

Le disposizioni relative al ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa sono definite nell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 recante "*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. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04*"; tali disposizioni sono in vigore dall'1 gennaio 2008.

##### **6.1.3 Cosa si intende con il termine ritiro dedicato**

Il ritiro dedicato è la cessione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato. Il ritiro dedicato prevede quindi semplificazioni, non incentivi che sono invece definiti dall'ordinaria attività legislativa. Pertanto i ricavi derivanti ai produttori dalla vendita dell'energia elettrica, anche attraverso il ritiro dedicato, in generale si sommano ai ricavi derivanti dagli eventuali strumenti incentivanti, ad eccezione del

caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

#### **6.1.4 Regolazione del ritiro dedicato**

Tenendo conto delle variazioni intervenute nel quadro normativo e nell'assetto del settore elettrico, l'Autorità, con la deliberazione n. 280/07, ha individuato il Gestore dei servizi elettrici (nel seguito GSE) come nuovo soggetto indicato a svolgere il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico. Ciò principalmente perché il GSE, a seguito del DPCM 11 maggio 2004, ha assunto un ruolo in ambito nazionale prevalentemente rivolto alla gestione, alla promozione e all'incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione e 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.

Inoltre, al fine di semplificare il più possibile i rapporti commerciali tra i produttori e il sistema elettrico, l'Autorità ha previsto 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).

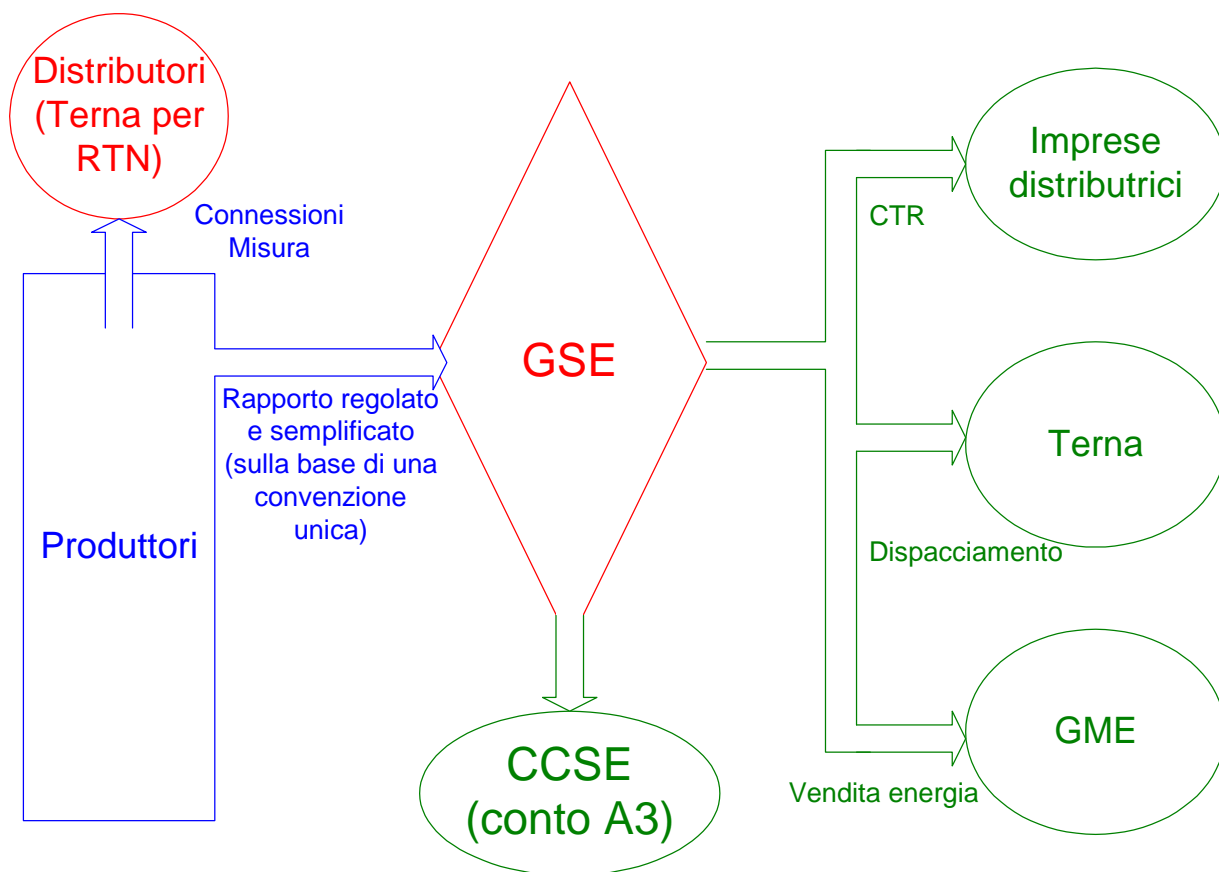
Quindi il ruolo del GSE è quello di:

- a) soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia sul mercato elettrico. Il GSE colloca sul mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantisce il monitoraggio a livello nazionale. 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 A<sub>3</sub>. Tali differenze rappresentano il costo che il ritiro dedicato dell'energia elettrica induce sul sistema elettrico;
- b) utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori<sup>45</sup>.

Nella figura 6.1 è riportato uno schema che illustra le interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti nel nuovo schema di ritiro dedicato, operativo dall'1 gennaio 2008.

---

<sup>45</sup> Il GSE non funge anche da utente della misura. Tale attività continua ad essere regolata direttamente tra produttore e gestore di rete sulla base della normativa vigente.



– figura 6.1 –

### 6.1.5 Procedura per il ritiro dell'energia elettrica

Per quanto riguarda le modalità di accesso al regime di ritiro dedicato, l'Autorità ha previsto che:

- il produttore avente titolo possa avvalersi del ritiro dedicato presentando opportuna istanza al GSE;
- il produttore sia tenuto a registrarsi presso il GSE e a fornire i dati dell'impianto in un sistema informatico appositamente predisposto dal GSE;
- sia stipulata tra il produttore e il GSE una convenzione annuale (tacitamente rinnovabile) per regolare il ritiro commerciale dell'energia elettrica sostituendo ogni altro adempimento contrattuale relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica e all'accesso ai servizi di dispacciamento in immissione e di trasporto<sup>46</sup>. Tale convenzione è quindi una semplificazione per il produttore perché al suo interno vengono gestiti, con un'unica controparte contrattuale, tutti i corrispettivi e gli adempimenti normalmente riferiti alle immissioni di energia elettrica, come nel seguito viene messo in evidenza.

### 6.1.6 Regolazione economica del ritiro dedicato

Il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è il prezzo che si forma sul mercato elettrico (il cosiddetto prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore. Ciò consente di riflettere fedelmente le condizioni economiche di mercato e di evitare, conseguentemente, differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro

<sup>46</sup> Lo schema di istanza per l'accesso al ritiro dedicato, lo schema di convenzione e i manuali per l'utilizzo del portale informatico sono disponibili sul sito internet del GSE ([www.gse.it](http://www.gse.it)).

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.

Comunque l'Autorità, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, ha ritenuto 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)<sup>47</sup>. A tale scopo si applicano 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<sup>48</sup>. I prezzi minimi garantiti non sono incentivi, non sono finalizzati al recupero dei costi di investimento e, come tali, si sommano ad incentivi eventualmente riconosciuti ai singoli impianti.

### **6.1.7 Regolazione del servizio di dispacciamento in immissione**

L'Autorità, al riguardo, ha ritenuto 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. Tali strumenti devono essere il più possibile di semplice applicazione per i produttori pur tenendo conto dell'esigenza di effettuare le necessarie attività di previsione della produzione ai fini del dispacciamento. A tale fine:

- 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) sono tenuti alla presentazione dei programmi di immissione al GSE. Tale adempimento è una facoltà (e non un obbligo) per i responsabili di impianti programmabili con potenza fino a 1 MW. Per questi impianti sono definiti opportuni corrispettivi di sbilanciamento (vds. la successiva lettera b));
  - i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili devono presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza maggiore o uguale di 10 MVA e possono presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza inferiore a 10 MVA;
  - per gli impianti per i quali non vi è l'obbligo di invio dei programmi di immissione al GSE, il medesimo effettua una stima sulla base dell'andamento storico delle immissioni ove disponibile;
- b) per quanto riguarda gli sbilanciamenti:
  - la quota pari al prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima dei corrispettivi di sbilanciamento non viene applicata dal GSE ai produttori perché l'energia elettrica nell'ambito del ritiro dedicato viene valorizzata a consuntivo e non sulla base dei programmi di immissione, come normalmente avviene sul mercato;

---

<sup>47</sup> Impianti di ridottissime dimensioni che tipicamente sfruttano risorse rinnovabili diffuse sul territorio non altrimenti sfruttabili con altri mezzi.

<sup>48</sup> Per il 2010 i prezzi minimi garantiti, per tutti gli impianti di potenza fino a 1 MW assumono i seguenti valori:

- a) per i primi 500.000 kWh annui, 101,8 euro/MWh;
- b) da oltre 500.000 fino a 1.000.000 kWh annui, 85,8 euro/MWh;
- c) da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 kWh annui, 75,0 euro/MWh.

- la quota “residua”<sup>49</sup> dei corrispettivi di sbilanciamento è applicata mensilmente ai soli impianti alimentati da fonti programmabili, proporzionalmente all’energia elettrica immessa nel caso di impianti programmabili di potenza fino a 1 MW per i quali il produttore ha scelto di non trasmettere il programma e proporzionalmente allo sbilanciamento effettivo<sup>50</sup> nel caso degli altri impianti alimentati da fonti programmabili.

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.

- c) per quanto riguarda i corrispettivi di aggregazione delle misure:
- sono interamente regolati dal GSE con il produttore, nel caso in cui si applichino ai sensi della normativa vigente<sup>51</sup>, per gli impianti di potenza superiore a 50 kW;
  - non sono applicati dal GSE ai produttori nel caso di impianti di potenza fino a 50 kW, ponendoli quindi a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A<sub>3</sub>.
- d) per quanto riguarda gli ulteriori corrispettivi di dispacciamento relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili derivanti dalla deliberazione ARG/elt 5/10:
- per gli impianti eolici oggetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, il GSE riconosce la valorizzazione economica della mancata produzione eolica a sua volta ricevuta da Terna;
  - per gli impianti eolici che si adeguano per poter fornire uno o più servizi di rete e selezionati con le procedure concorsuali, il GSE riconosce al produttore il corrispettivo a sua volta ricevuto da Terna;
  - per i soli impianti di potenza apparente nominale maggiore o uguale a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili non programmabili il GSE riconosce ai produttori il corrispettivo incentivante in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti a sua volta ricevuto da Terna.

### **6.1.8 Regolazione economica del servizio di trasporto**

Per quanto riguarda il servizio di trasporto dell’energia elettrica immessa, il GSE ribalta sui produttori le risultanze della regolazione economica del servizio di trasporto (corrispettivo CTR) erogato, al medesimo GSE, dalle imprese distributrici (cfr. capitolo 4).

### **6.1.9 Obblighi procedurali per i produttori**

I produttori sono tenuti a:

- inviare al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto, i dati relativi alla produzione come da quest’ultimo indicati;
- nel caso di impianti alimentati da fonti programmabili di potenza superiore a 1 MW o nel caso di un qualsiasi impianto di potenza superiore ai 10 MVA, inviare il programma di immissione riferito a ciascuna ora dell’anno. Queste informazioni possono essere inviate anche nel caso di

<sup>49</sup> 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). In generale, può essere un costo o un ricavo per il produttore.

<sup>50</sup> Con il termine “sbilanciamento effettivo” nell’ambito del ritiro dedicato si intende, su base mensile, la somma dei valori assoluti delle differenze orarie tra immissioni reali e programmi di immissione.

<sup>51</sup> I corrispettivi di aggregazione delle misure sono attualmente previsti per le sole unità di produzione non rilevanti (cioè di potenza fino a 10 MVA) e sono pari a 3,72 euro/mese.

impianti alimentati da fonti programmabili di potenza inferiore a 1 MW o di impianti qualsiasi di potenza inferiore ai 10 MVA;

- nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili trasmettere i dati storici di immissione in rete e della disponibilità della risorsa;
- consentire l'accesso all'impianto ai responsabili del GSE per l'espletamento delle attività di verifica e controllo.

Il GSE per l'erogazione del servizio di ritiro dedicato applica un corrispettivo pari allo 0,5% al controvalore dell'energia elettrica ritirata, a copertura dei costi amministrativi, fino ad un massimo di 3.500 euro all'anno per impianto.

#### ***6.1.10 Applicazione del ritiro dedicato***

Nell'ambito della convenzione tra produttore e GSE ai fini del ritiro dedicato, il GSE, nel mese successivo a quello di competenza, propone al produttore uno schema di fattura dando separata evidenza di tutte le voci che la compongono. Il produttore è tenuto a verificare tale schema dando la sua approvazione o contattando il GSE per eventuali problemi. Ciò per garantire ulteriori semplificazioni per i produttori che, quindi, non devono necessariamente seguire ogni giorno l'andamento del mercato dell'energia elettrica.

## 6.1.11 Testo della regolazione vigente in materia di ritiro dedicato: la deliberazione n. 280/07

Allegato A alla deliberazione del 6 novembre 2007,  
n. 280/07

**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. 387/03, e del comma 41 della legge 23  
agosto 2004, n. 239/04**

### 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 Trasporto, 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, potenziata 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, potenziata 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 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato Settlement;
- d) **GSE** è la società Gestore dei Servizi Energetici 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 attiva nominale del singolo impianto;
- g) **impianto** (non idroelettrico) è, di norma, 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;
- h) **potenza apparente nominale di un generatore** è il dato di potenza espresso in MVA riportato sui 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;
- i) **potenza apparente nominale di un impianto** è la somma, espressa in MVA, delle potenze apparenti nominali dei generatori che costituiscono l'impianto;

- j) **potenza attiva nominale 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;
- k) **potenza attiva nominale di un impianto** è la somma, espressa in MW, delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'impianto;
- l) **potenza nominale media annua** è, per gli impianti idroelettrici, la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale;
- m) **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 definite dal presente provvedimento.

## **Articolo 2**

### *Oggetto e finalità*

- 2.1 Il presente provvedimento disciplina le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato dell'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.
- 2.2 Le disposizioni di cui al presente provvedimento perseguono le finalità di consentire l'accesso indiretto al mercato elettrico secondo principi di semplicità procedurale, condizioni di certezza, trasparenza e non discriminazione, tenendo conto di quanto previsto dall'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e dal comma 41 della legge n. 239/04.

## **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 di istanza definito dal GSE, positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità.
- 3.2 Il GSE stipula con il produttore la convenzione per la regolazione economica del ritiro dell'energia elettrica, ivi incluse le tempistiche di pagamento, secondo uno schema di convenzione 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, 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.
- 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, al netto quindi degli autoconsumi in sito, ad eccezione 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 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 dedicato, 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 all'articolo 6 e/o all'articolo 7 per l'energia elettrica oggetto del ritiro dedicato;
  - b) applica i corrispettivi di cui all'articolo 13, comma 13.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto;
  - c) per i soli impianti di potenza attiva nominale superiore a 50 kW, applica i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni di cui all'articolo 15, comma 15.1, del Testo Integrato Settlement;
  - d) per i soli impianti alimentati da fonti programmabili, ad eccezione di quelli appartenenti a punti di dispacciamento isolati, applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto dall'articolo 8;
  - e) 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;

- f) per gli impianti eolici oggetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, per i quali il produttore ha siglato la convenzione di cui all'articolo 3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10, riconosce la valorizzazione economica della mancata produzione eolica ai sensi dell'articolo 7 dell'Allegato A alla medesima deliberazione;
- g) per gli impianti eolici selezionati con le procedure concorsuali di cui all'articolo 18 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10, riconosce il corrispettivo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A alla medesima deliberazione;
- h) per i soli impianti di potenza apparente nominale maggiore o uguale a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili non programmabili applica ai produttori l'ammontare derivante dall'applicazione dell'articolo 40 bis della deliberazione n. 111/06.

4.3 Nel caso in cui più impianti presentino un unico punto di connessione alla rete 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 dal GSE secondo un criterio di proporzionalità alle quantità totali di energia elettrica lorda prodotta da ogni impianto. A tal fine, il produttore è tenuto a trasmettere al GSE, su base mensile, le misure dell'energia elettrica prodotta da ogni impianto, oltre che, su base annuale per l'anno solare precedente, copia della dichiarazione di produzione di energia elettrica presentata all'Ufficio tecnico di finanza, ove prevista dalla legislazione vigente.

## 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 attiva nominale 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) nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, trasmettere al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, i dati storici disponibili relativi alla disponibilità della fonte ed alle immissioni dell'energia elettrica, oltre che altri dati eventualmente richiesti dal GSE al fine di consentire il miglioramento delle previsioni di immissione da tali impianti. Il GSE segnala all'Autorità i casi di reiterata inadempienza al suddetto obbligo, ai fini dell'adozione di provvedimenti di propria competenza. Detti casi di reiterata inadempienza possono comportare la risoluzione della convenzione di cui al comma 3.2;

d) consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture al GSE e agli altri soggetti di cui il medesimo può avvalersi per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste dall'articolo 11 del presente provvedimento;

e) nei casi in cui l'energia elettrica venga 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. Qualora il titolo di autoproduttore non dovesse essere soddisfatto per l'anno precedente, il produttore è tenuto a versare al GSE un ulteriore corrispettivo a copertura dei costi amministrativi pari all'1% del controvalore dell'energia elettrica ritirata, nell'anno precedente, ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04.

5.2 I produttori, per ogni impianto di potenza attiva nominale 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 6

##### Prezzi di ritiro dell'energia elettrica

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 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. Nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse, il GSE riconosce al produttore, in ciascuna ora, il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c), della deliberazione n. 111/06.

#### Articolo 7

##### Prezzi minimi garantiti

- 7.1 L'Autorità definisce i prezzi minimi garantiti per il ritiro dell'energia elettrica immessa annualmente dagli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e dagli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride. I prezzi minimi garantiti sono differenziati per fonte, sono definiti per scaglioni progressivi e sono riferiti all'anno solare.
- 7.2 I prezzi minimi garantiti di cui al comma 7.1, su richiesta del produttore all'atto della stipula della convenzione e in alternativa ai prezzi di cui all'articolo 6, vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi due (2) milioni di kWh di energia elettrica immessa. 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. Per l'energia elettrica immessa annualmente ed eccedente i primi due (2) milioni di kWh, il GSE riconosce i prezzi di cui all'articolo 6.
- 7.3 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.
- 7.4 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 di cui all'articolo 6 e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi di cui all'articolo 6.
- 7.5 Nelle more dei provvedimenti di cui al comma 7.1, i prezzi minimi garantiti sono definiti 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 assumono i seguenti valori:

- per i primi 500.000 di kWh annui, 96,4 euro/MWh;
- da oltre 500.000 fino a 1.000.000 di kWh annui, 81,2 euro/MWh;
- da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 di kWh annui, 71,0 euro/MWh<sup>52</sup>.

#### 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:

- per ciascun periodo rilevante del mese di competenza 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

<sup>52</sup> Per il 2010 i prezzi minimi garantiti, per tutti gli impianti di potenza nominale media annua fino a 1 MW, assumono i seguenti valori:

- per i primi 500.000 kWh annui, 101,8 euro/MWh;
- da oltre 500.000 fino a 1.000.000 kWh annui, 85,8 euro/MWh;
- da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 kWh annui, 75,0 euro/MWh.

L'aggiornamento dei prezzi minimi garantiti viene pubblicato annualmente sul sito dell'Autorità con un apposito comunicato.

( $OS_h$ ). Detti corrispettivi, espressi in €, sono 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 23, comma 23.2, del Testo Integrato Settlement.

- 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);

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

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 attiva nominale 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 attiva nominale 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 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 ( $CSBprogram_m$ ), 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

*Miglioramento della prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili*

- 9.1 Il GSE definisce le procedure necessarie per migliorare la prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti di potenza apparente nominale minore di 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, dandone comunicazione al Direttore della Direzione mercati dell'Autorità. Ai fini dell'applicazione di tali procedure il GSE utilizza anche i dati resi disponibili dai produttori ai sensi del comma 5.1, lettera c).

### TITOLO IV

#### ACCESSO AL SISTEMA ELETTRICO DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA

##### 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 e dalla deliberazione ARG/elt 89/09. A tal fine il GSE, nel caso di impianti di potenza apparente nominale maggiore o uguale a 10 MVA, utilizza il programma trasmesso dal produttore ai sensi del comma 5.1, lettera b).
- 10.2 Con riferimento all'energia elettrica oggetto del ritiro dedicato, il GSE regola con le imprese distributrici i corrispettivi per il servizio di trasporto previsti dall'articolo 13 del Testo Integrato Trasporto. A tal fine e limitatamente all'energia elettrica oggetto del ritiro dedicato, le imprese distributrici riconoscono al GSE, anziché ai soggetti titolari degli impianti di produzione di energia elettrica, il corrispettivo previsto dall'articolo 13, comma 13.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

### TITOLO V DISPOSIZIONI FINALI

#### Articolo 11

*Verifiche*

- 11.1 Il GSE 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.
- 11.2 Ai fini delle verifiche di cui al comma 11.1, il GSE può avvalersi, previa approvazione dell'Autorità, della collaborazione di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico.
- 11.3 Il GSE segnala ogni situazione anomala riscontrata all'Autorità, che adotta i provvedimenti di propria competenza.

#### Articolo 12

*Modalità di copertura delle risorse necessarie al GSE per l'applicazione del ritiro dedicato*

- 12.1 La differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro commerciale dell'energia elettrica 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 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.
- 12.2 La remunerazione delle attività svolte dal GSE ai fini di migliorare la prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto, previa verifica da parte dell'Autorità e tenendo conto dei risultati ottenuti. A tal fine, il GSE, con cadenza annuale, trasmette all'Autorità i dati mensili di sbilanciamento effettivo relativi ai punti di dispacciamento che includono gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.
- 12.3 I costi relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, sostenuti dal GSE ai sensi dell'articolo 11, sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto, previa comunicazione all'Autorità al fine della verifica da parte della medesima Autorità.
- 12.4 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 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto;

- 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.

12.5 Nelle comunicazioni di cui al comma 12.4, 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, 9.1, 11.1 e 11.2.

12.6 Con cadenza annuale, il GSE trasmette all'Autorità una descrizione delle attività svolte nell'anno precedente e di quelle da svolgere nell'anno corrente e nei due anni successivi in applicazione degli articoli 9 e 11 del presente provvedimento, indicando anche il dettaglio dei costi sostenuti nell'anno precedente e i preventivi di spesa per l'anno corrente e i due anni successivi.

### **Articolo 13**

#### *Ulteriori obblighi informativi*

13.1 I soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa, entro il giorno quindici (15) del mese successivo a quello di riferimento, trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica rilevate.

13.2 Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa le informazioni di cui al comma 13.1 riferite ad un periodo storico pari al massimo di cinque anni qualora necessarie al medesimo per le attività di propria competenza.

13.3 Entro il 31 marzo di ogni anno, a partire dall'anno 2009, il GSE trasmette all'Autorità 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.

13.4 Il GSE, a titolo informativo, pubblica sul proprio sito internet, con cadenza mensile:

- i prezzi medi mensili per fascia oraria, calcolati come media, per ciascuna fascia oraria, dei prezzi zonali orari ponderata sulle quantità di energia complessivamente vendute in ogni relativo punto di dispacciamento gestito dal GSE;
- i prezzi unici mensili calcolati come media, per ciascun mese, dei prezzi zonali orari

ponderata sulle quantità di energia complessivamente vendute in ogni relativo punto di dispacciamento gestito dal GSE.

## **6.2 Scambio sul posto**

### **6.2.1 Riferimenti normativi**

#### Lo scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Il servizio di scambio sul posto è stato inizialmente previsto dall'articolo 10, comma 7, secondo periodo, della legge n. 133/99, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW.

Il servizio di scambio sul posto è poi stato confermato dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, sempre per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, il comma 2 di tale articolo, nella sua versione originale, prevedeva che nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto non fosse consentita la vendita dell'energia elettrica prodotta. Tale vincolo è stato rimosso dall'articolo 27, comma 45, della legge n. 99/09 che ha modificato l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03 al fine di consentire, nell'ambito dello scambio sul posto, che l'energia elettrica prodotta possa essere remunerata a condizioni economiche di mercato per la parte immessa in rete e nei limiti del valore eccedente il costo sostenuto per il consumo di energia.

Con la legge n. 244/07 e con il decreto ministeriale 18 dicembre 2008, il servizio di scambio sul posto è stato esteso anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

Infine, la legge n. 99/09 ha previsto che:

- i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti possano usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW, a copertura dei consumi di proprie utenze, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete e fermo restando il pagamento degli oneri di rete (articolo 27, comma 4);
- il Ministero della Difesa possa usufruire per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta secondo le modalità di cui al precedente alinea, anche per impianti di potenza superiore a 200 kW (articolo 27, comma 5).

#### Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW è stato introdotto dall'articolo 6, comma 4, del decreto legislativo n. 20/07. In particolare, tale articolo prevede che la regolazione dello scambio sul posto tenga conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti. Le disposizioni relative allo scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, a differenza delle corrispondenti disposizioni relative alle fonti rinnovabili, non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi.

### **6.2.2 Riferimenti regolatori**

Le disposizioni relative al servizio di scambio sul posto sono attualmente definite nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 74/08 recante "*Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)*"; tali disposizioni sono entrate in vigore dall'1 gennaio 2009.

### **6.2.3 Cosa si intende con il termine scambio sul posto**

Il servizio di scambio sul posto (di seguito anche: SSP) è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Nello scambio sul posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi ad un unico punto di connessione con la rete pubblica.

### **6.2.4 Chi può accedere allo scambio sul posto e chi lo eroga**

Con la deliberazione ARG/elt 74/08, in applicazione dall'1 gennaio 2009, l'Autorità ha previsto che lo scambio sul posto sia erogato da un unico soggetto su base nazionale (il Gestore dei Servizi Energetici - GSE) e non più dalle imprese distributrici. Lo scambio sul posto può essere erogato a soggetti, denominati utenti dello scambio sul posto, per i quali si verificano le seguenti condizioni:

- l'utente dello scambio è un cliente finale (libero o in maggior tutela) o un soggetto mandatario del cliente finale, qualora quest'ultimo operi sul libero mercato;
- l'utente dello scambio è titolare o dispone di:
  - a) impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW fino a 200 kW<sup>53</sup> entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale;
  - b) impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.
- l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio.
- il punto di connessione dell'utente dello scambio (attraverso cui l'energia elettrica è immessa e prelevata) alla rete è unico, fatte salve le eccezioni esplicitamente previste dalla legge n. 99/09 nel caso di Comuni con popolazioni fino a 20.000 residenti e nel caso del Ministero della Difesa (cfr. il paragrafo 6.2.10).

Qualora lo scambio sul posto sia riferito ad un impianto fotovoltaico oggetto di incentivazione ai sensi dei decreti ministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006 o 19 febbraio 2007, l'utente dello scambio sul posto coincide con il soggetto responsabile che percepisce l'incentivo in conto energia.

### **6.2.5 Procedure per lo scambio sul posto**

Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto presenta istanza al GSE utilizzando uno schema di istanza definito dal GSE stesso. Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto indica se intende optare per la gestione a credito per gli anni successivi ovvero per la liquidazione annuale delle eventuali eccedenze. Nei casi in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione<sup>54</sup>, l'utente dello scambio comunica al GSE,

<sup>53</sup> Rimane ferma la deroga prevista dall'articolo 27, comma 5, della legge n. 99/09 per il Ministero della Difesa.

<sup>54</sup> Ai fini dell'erogazione dello scambio sul posto, il punto di prelievo e il punto di immissione coincidono nell'unico punto di scambio, ad eccezione del caso in cui gli impianti siano alimentati da fonti rinnovabili e:

- l'utente dello scambio sul posto sia un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Comune, ferma restando la proprietà degli impianti in capo al Comune;
- l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.

Nei casi di cui sopra, è consentita la presenza di più impianti di produzione di energia elettrica purché, per ogni punto di connessione, la potenza complessiva non sia superiore a 200 kW. Il limite di 200 kW non si applica nel caso in cui

secondo modalità da quest'ultimo definite, l'insieme dei punti di prelievo e di immissione per i quali richiede l'applicazione di un'unica convenzione per lo scambio sul posto. Il GSE stipula con il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto una convenzione, di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile, che regola lo scambio e le relative tempistiche e che sostituisce i normali adempimenti relativi all'immissione di energia elettrica (trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica immessa), ma che non sostituisce i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata.

Il GSE predispone un apposito portale informatico ai fini della gestione tecnica, economica ed amministrativa dello scambio sul posto.

#### **6.2.6 *Struttura della nuova disciplina dello scambio sul posto e la sua integrazione nel mercato elettrico***

La figura 6.2 rappresenta schematicamente la struttura del nuovo scambio sul posto, evidenziando la sua integrazione nell'attuale struttura del sistema elettrico. In particolare, l'utente dello scambio sul posto acquista l'intera quantità di energia elettrica prelevata da un qualsiasi venditore (ivi inclusi i venditori in maggior tutela per gli aventi diritto). Inoltre, il medesimo utente sigla con il GSE la convenzione per lo scambio sul posto, sulla base della quale il GSE prende in consegna l'intera quantità di energia elettrica immessa, vendendola sul mercato e regolando i contratti di trasporto e di dispacciamento con le imprese distributrici e con Terna. Il GSE, sempre nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente dello scambio un contributo finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata. Nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore viene riportato a credito negli anni solari successivi senza scadenza;
- alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata al più pari a quella immessa (energia "scambiata"), della parte variabile, espressa in c€/kWh, dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasporto e dispacciamento) e degli oneri generali di sistema (solo nel caso di fonti rinnovabili).

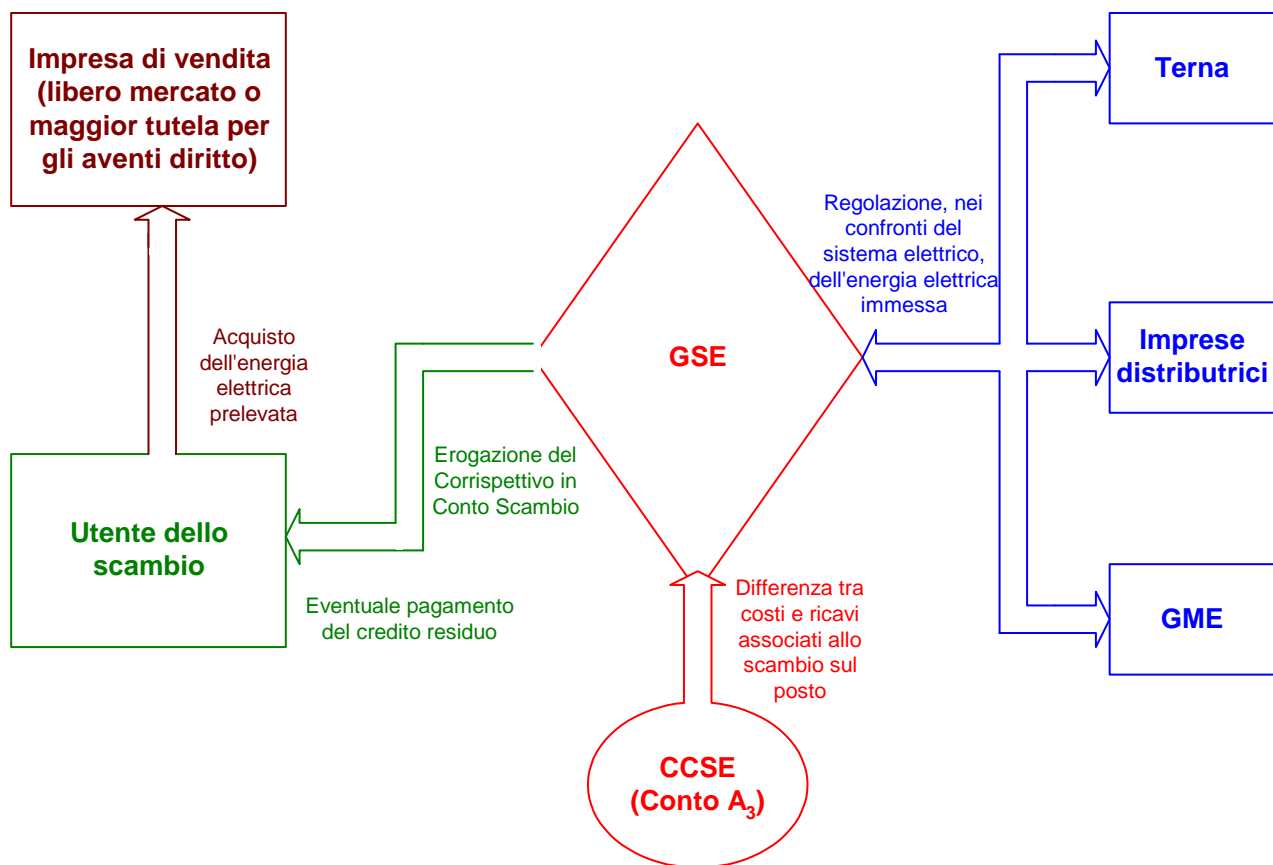
Mentre la compensazione economica di cui alla lettera a) deriva dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, la restituzione dei corrispettivi tariffari di cui alla lettera b) rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nello scambio sul posto. E' come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà tale rete è stata utilizzata). Ciò significa che i costi non sostenuti dai soggetti che richiedono lo scambio sul posto rimangono in capo a tutti gli utenti del sistema elettrico.

La nuova disciplina, evitando compensazioni tra quantità di energia elettrica dal diverso valore economico, garantisce la trasparenza dei flussi energetici e la corretta valorizzazione economica dell'energia elettrica immessa e prelevata. Inoltre, la nuova disciplina consente di quantificare i costi non sostenuti dai soggetti che richiedono lo scambio sul posto che rimangono in capo agli utenti del sistema elettrico, attraverso la componente tariffaria A<sub>3</sub>.

---

l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.





- figura 6.2 -

### 6.2.7 Procedimento di calcolo per la quantificazione del contributo erogato dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto

Nel seguito viene messo in evidenza il procedimento per il calcolo del contributo erogato dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto (chiamato contributo in conto scambio CS).

Gli elementi necessari per il calcolo sono:

- le misure dell'energia elettrica immessa e prelevata, raccolte e validate dalle imprese distributrici secondo quanto previsto dalla regolazione vigente e da queste ultime trasmesse al GSE (si veda al riguardo il Testo Integrato Trasporto<sup>55</sup>, la deliberazione n. 292/06 e la deliberazione ARG/elt 178/08 e il Testo Integrato Settlement<sup>56</sup>);
- la tipologia di utenza ai sensi dell'articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto, trasmessa dalle imprese di vendita al GSE;
- le informazioni necessarie alla regolazione dei servizi di trasporto, ai sensi del Testo Integrato Trasporto, e di dispacciamento, ai sensi della deliberazione n. 111/06, trasmesse dalle imprese di vendita al GSE;
- l'onere sostenuto dall'utente dello scambio, espresso in €, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata, inclusivo di tutte le componenti tariffarie relative ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento, A, UC ed MCT (O<sub>PR</sub>), relativo all'anno precedente e trasmesso dalle imprese di vendita al GSE. Tale onere, su base annuale solare, deve risultare evidente dalle fatture che l'impresa di vendita trasmette al proprio cliente oltre che al GSE, qualora esplicitamente richiesto. Nel caso in cui l'utente dello scambio sia un

<sup>55</sup> Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07.

<sup>56</sup> Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09.

cliente non dotato di partita Iva, l'onere  $O_{PR}$  sostenuto dall'utente dello scambio viene espresso in € al lordo dell'Iva e delle accise. In tutti gli altri casi, l'onere  $O_{PR}$  sostenuto dall'utente dello scambio viene espresso in € al lordo delle accise e al netto dell'Iva.

Sulla base degli elementi sopra elencati, il GSE calcola i termini di seguito elencati:

- $CU_S$  = somma delle componenti tariffarie variabili rimborsabili [c€/kWh]. In particolare, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili il termine  $CU_S$  è pari alla somma delle componenti variabili della tariffa di trasmissione, della tariffa di distribuzione, degli oneri di sistema (A e UC) e del dispacciamento. Nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento il termine  $CU_S$  è pari alla somma delle componenti variabili della tariffa di trasmissione, della tariffa di distribuzione e del dispacciamento. Il termine  $CU_S$  non include la componente MCT (Misure di Compensazione Territoriale) perché essa è applicata ai consumi di energia elettrica, anziché ai prelievi, e pertanto non può essere restituita<sup>57</sup>. Ovviamente il valore del termine  $CU_S$  dipende dalla tipologia di cliente e dalla struttura tariffaria che ad esso si applica;
- $O_E$  = valore della parte energia dell'energia elettrica prelevata [€]: è il termine  $Q_{PR}$  al netto degli oneri associati ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura e di dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse, ove presenti, nonché delle componenti A, UC ed MCT<sup>58</sup>;
- $C_{Ei}$  = prezzo di mercato dell'energia elettrica immessa [€]: include anche l'eventuale credito derivante dagli anni precedenti e non liquidato. Il termine  $C_{Ei}$  è, di fatto, il ricavo derivante al GSE dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica immessa, determinato sulla base dei prezzi zonali orari che si formano sul mercato del giorno prima (MGP)<sup>59</sup>. Si ricorda altresì che la quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.

Il GSE eroga all'utente dello scambio un corrispettivo CS che include due componenti<sup>60</sup>:

- a) la prima, è finalizzata alla **compensazione economica** tra il valore dell'energia elettrica immessa ( $C_{Ei}$  espresso in €) e il valore della parte energia dell'energia elettrica prelevata ( $O_E$  espresso in €). In pratica, il GSE riconosce all'utente dello scambio il valore economico della sua energia elettrica immessa ( $C_{Ei}$ ) nei limiti del valore economico dell'energia elettrica prelevata al netto delle componenti "di rete" ( $O_E$ ). In termini matematici, il GSE riconosce il minimo tra  $O_E$  e  $C_{Ei}$ ;
- b) la seconda, è finalizzata alla **restituzione**, da parte del GSE all'utente dello scambio, del termine  $CU_S$ <sup>61</sup> (espresso in c€/kWh) per la quantità di energia elettrica scambiata. E' come se,

<sup>57</sup> La componente MCT è stata introdotta, per ogni kWh consumato, dalla legge n. 368/03 per la raccolta di fondi a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare.

<sup>58</sup> Si noti che, per come viene calcolato, il termine  $O_E$  include le accise e l'Iva (quest'ultima nei soli casi di clienti finali non dotati di partita Iva).

<sup>59</sup> L'effettiva possibilità di associare all'energia elettrica immessa i prezzi orari dipende dai dati di misura disponibili. Nei casi in cui non sia disponibile la misura oraria dell'energia elettrica immessa, viene associato un prezzo coerente con i dati di misura disponibili (ad esempio, a misure per fasce orarie dell'energia elettrica immessa si associa un prezzo zonale medio per ciascuna fascia oraria). Si evidenzia anche che, nel caso di impianti fotovoltaici per i quali non si ha la disponibilità delle misure su base oraria o per fasce, il prezzo riconosciuto per l'energia elettrica immessa è pari alla media aritmetica mensile dei prezzi zonali orari delle sole ore ricomprese tra l'ottava e la ventesima ora, come registrati nel medesimo mese.

<sup>60</sup> Per ulteriori approfondimenti e per esempi numerici di calcolo del CS si rimanda alla Relazione tecnica "Modalità e condizioni tecnico economiche per lo scambio sul posto", disponibile sul sito internet:

[http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/08/076-08rt\\_186.pdf](http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/08/076-08rt_186.pdf).

<sup>61</sup> Nel caso particolare di clienti finali domestici, per i quali si applicano le tariffe D2 e D3 strutturate per scaglioni progressivi di consumo, le componenti tariffarie restituite (cioè quelle che conducono al calcolo del termine  $CU_S$ ) sono quelle riferite agli scaglioni più elevati, in modo che ciò che rimane in capo all'utente dello scambio sia riferito agli scaglioni di consumo più bassi. Per ulteriori approfondimenti e per esempi numerici si rimanda alla Relazione tecnica "Modalità e condizioni tecnico economiche per lo scambio sul posto", disponibile sul sito internet dell'Autorità all'indirizzo riportato nella nota precedente.

limitatamente alla quantità di energia elettrica scambiata, non fosse stata utilizzata la rete. In termini matematici, il GSE riconosce un corrispettivo pari a  $(CU_S * \text{en. scambiata})$ . I costi dell'utilizzo della rete, non allocati agli utenti dello scambio, sono allocati agli altri clienti finali tramite la componente tariffaria A3.

In conclusione, il corrispettivo riconosciuto dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto (CS) è pari a:  **$CS = \min(O_E; C_{Ei}) + CU_S * \text{en. scambiata}$** .

Nel caso in cui la valorizzazione dell'energia immessa sia superiore a quella dell'energia prelevata (cioè  $C_{Ei} > O_E$ ), tale maggiore valorizzazione può essere riportata a credito oppure tale credito può essere liquidato dal GSE. Il pagamento, da parte del GSE, dell'eventuale credito non è parte del contributo in conto scambio CS.

Si evidenzia, infine, che:

- nel caso di impianti fotovoltaici oggetto di incentivazione ai sensi dei decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006, continua ad essere effettuato il calcolo del saldo con le stesse modalità previste dalla deliberazione n. 28/06 ai soli fini dell'erogazione dell'incentivo, senza più scadenza del saldo positivo dopo il terzo anno. Infatti le regole del primo conto energia prevedono che, nel caso di impianti fotovoltaici ammessi allo scambio sul posto, la tariffa incentivante venga erogata sull'energia elettrica prodotta e consumata dalle utenze del soggetto responsabile direttamente o in applicazione della disciplina dello scambio sul posto;
- nel caso di impianti fotovoltaici oggetto di incentivazione ai sensi del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, l'incentivo viene erogato su tutta l'energia elettrica prodotta, indipendentemente dalle modalità scelte per la cessione o l'utilizzo di tale energia.

#### **6.2.8 Tempistiche della regolazione economica**

La regolazione economica dello scambio sul posto avviene, a conguaglio, con cadenza annuale solare. Il GSE è tenuto ad erogare il contributo in conto scambio su base trimestrale a titolo di acconto, secondo modalità da quest'ultimo definite, previa verifica positiva da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità. Per quanto riguarda le ulteriori indicazioni relative ai dettagli di calcolo, alle tempistiche e alle modalità di pagamento, si rimanda alle pubblicazioni del GSE.

#### **6.2.9 Obblighi in capo agli utenti dello scambio sul posto**

L'utente è tenuto a consentire l'accesso all'impianto al GSE per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste.

Inoltre solo nei casi di centrali ibride deve trasmettere al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, la quantità e le energie primarie associate ai combustibili utilizzati nell'anno precedente; nei casi di impianti di cogenerazione deve invece trasmettere i dati ai fini della verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento.

Nel caso di cambio dell'impresa di vendita l'utente dello scambio sul posto è tenuto a comunicare al GSE gli estremi dell'impresa subentrante.

#### **6.2.10 Scambio sul posto per Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e per il Ministero della Difesa**

L'articolo 27, comma 4, della legge n. 99/09 prevede che "Per incentivare l'utilizzazione dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili, i comuni con popolazione fino a 20.000 residenti possono usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, secondo quanto stabilito dall'articolo 2, comma 150, lettera a), della legge 24 dicembre 2007, n. 244, per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW, a copertura dei

*consumi di proprie utenze, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete e fermo restando il pagamento degli oneri di rete".*

L'articolo 27, comma 5, della legge n. 99/09 prevede che *"Il Ministero della difesa, ai fini di quanto previsto dal comma 1 dell'articolo 39, può usufruire per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta secondo le modalità di cui al comma 4, anche per impianti di potenza superiore a 200 kW"*. L'articolo 39, comma 1, della legge n. 99/09 sostanzialmente prevede che il Ministero della Difesa possa affidare in concessione, o in locazione, o utilizzare direttamente i propri siti per installare impianti energetici, ferma restando l'appartenenza al demanio dello Stato.

L'articolo 27, commi 4 e 5, della legge n. 99/09 di fatto rimuove il vincolo della coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo ai fini dell'applicazione dello scambio sul posto nei seguenti casi:

- a) l'utente dello scambio sul posto è un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso in cui gli impianti alimentati da fonti rinnovabili ammessi allo scambio sul posto, di potenza fino a 200 kW, siano di proprietà dei medesimi Comuni;
- b) l'utente dello scambio sul posto è il Ministero della Difesa (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili ammessi allo scambio sul posto, di potenza anche superiore a 200 kW.

La rimozione del vincolo della coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo ai fini dell'applicazione dello scambio sul posto comporta una maggiore complicazione dal punto di vista amministrativo e gestionale. Per questo motivo si ritiene opportuno che l'utente dello scambio versi al GSE un contributo aggiuntivo pari a 4 euro/anno per ogni punto di connessione compreso nella convenzione, a copertura dei costi di aggregazione delle misure relative ai diversi punti di connessione.

Al fine di dare applicazione a quanto previsto dalla legge, si è ritenuto opportuno che il valore di mercato dell'energia elettrica immessa da tutti gli impianti ammessi allo scambio sul posto ( $C_{Ei}$ ) sia riconosciuto dal GSE a compensazione del valore - al netto delle componenti di trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento, A, UC e MCT - dell'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo nella titolarità del Comune o del Ministero della Difesa ( $O_E$ ). Per quanto riguarda invece la restituzione della parte variabile delle componenti di trasmissione, distribuzione, dispacciamento, A e UC, è necessario richiamare il fatto che la legge n. 99/09 stabilisce che lo scambio sul posto nei casi in oggetto debba essere attuato *"fermo restando il pagamento degli oneri di rete"*. Poiché gli oneri di rete includono le componenti tariffarie di trasmissione, di distribuzione, di dispacciamento nonché le componenti tariffarie A e UC, il termine  $CU_S$  viene restituito solo per l'energia elettrica scambiata in ciascun punto di scambio. In termini matematici, se  $I_i$  e  $P_i$  sono rispettivamente l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata in ogni punto di scambio  $i$ -esimo, la quantità di energia elettrica a cui si applica il termine  $CU_S$  è pari a  $\sum_i \min(I_i; P_i)$ . Il valore

del termine  $CU_S$  non è necessariamente lo stesso per tutti i punti di scambio poiché la tipologia di cliente, a fini tariffari, può essere diversa.

Il termine  $CU_S$  non viene quindi restituito per l'energia elettrica scambiata tra punti di connessione e/o punti di scambio distinti.

### **6.2.11 Contributo da versare al GSE**

Il GSE riceve dall'utente dello scambio sul posto un contributo a copertura dei costi amministrativi pari a:

- 15 euro/anno per ogni impianto di potenza inferiore o uguale a 3 kW;
- 30 euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 3 kW e inferiore o uguale a 20 kW;
- 45 euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 20 kW.

Nei casi in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, il GSE applica all'utente dello scambio un contributo aggiuntivo pari a 4 euro/anno per ogni punto di connessione compreso nella convenzione, a copertura dei costi di aggregazione delle misure relative ai diversi punti di connessione.

## 6.2.12 Testo della regolazione vigente in materia di scambio sul posto: la deliberazione ARG/elt 74/08

Allegato A alla deliberazione del 3 giugno 2008,  
ARG/elt 74/08

Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)

### 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 agli articoli 2 e 3 del decreto legislativo n. 20/07, le definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 111/06, le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo Integrato Trasporto, le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo Integrato Settlement, le definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione ARG/elt 89/09, nonché le seguenti definizioni:

- a) **contributo in conto scambio** è l'ammontare, espresso in euro e determinato dal GSE ai sensi del presente provvedimento, che garantisce, al più, l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente dello scambio, limitatamente alla quantità di energia elettrica prelevata, ed il valore dell'energia elettrica immessa in rete per il tramite di un punto di scambio;
- b) **energia elettrica immessa** 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 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato Settlement;
- c) **energia elettrica prelevata** è l'energia elettrica effettivamente prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi aumentata di un fattore percentuale, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 76, comma 76.1, lettera b), del Testo Integrato Settlement;
- d) **energia elettrica scambiata** è, relativamente ad un anno solare, il valore minimo tra il totale dell'energia elettrica immessa e il totale dell'energia elettrica prelevata per il tramite del punto di scambio;
- e) **GSE** è la società Gestore dei Servizi Energetici Spa;
- f) **impianto** è:
  - h1) nel caso in cui sia alimentato dalla fonte idrica, l'insieme delle opere di presa, di adduzione e di restituzione, delle opere civili ed elettromeccaniche, poste a monte del punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi, a cui è

associato il/i disciplinare/i di concessione di derivazione d'acqua; ovvero

- f2) nel caso in cui sia alimentato da fonti diverse da quella idrica, di norma, 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;
- g) **potenza attiva nominale di un generatore** è la massima potenza elettrica 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;
- h) **potenza di un impianto** è:
  - h1) nel caso in cui l'impianto sia alimentato dalla fonte idrica, la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale;
  - h2) nel caso in cui l'impianto sia alimentato da fonti diverse da quella idrica, la somma delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'impianto;
- i) **prezzo zonale orario** è il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06;
- j) **punto di scambio** è il punto di connessione tra la rete con obbligo di connessione di terzi e l'impianto per cui si richiede il servizio di scambio sul posto, nel caso in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata con la rete coincidano. Con riferimento a tale punto viene misurata l'energia elettrica immessa e prelevata;
- k) **scambio sul posto** è il servizio erogato dal GSE atto a consentire la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione;
- l) **utente dello scambio** è il soggetto a cui è erogato lo scambio sul posto.

#### Articolo 2

##### Oggetto e finalità

- 2.1 Il presente provvedimento disciplina le modalità e le condizioni economiche per lo scambio sul posto dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 e dell'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07.

- 2.2 Il servizio di scambio sul posto è erogato al cliente finale, o a un soggetto mandatario del medesimo cliente finale, che è titolare o ha la disponibilità di:
- a) impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale;
  - b) impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

L'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio.

Ai fini dell'erogazione dello scambio sul posto, il punto di prelievo e il punto di immissione coincidono nell'unico punto di scambio, ad eccezione del caso in cui gli impianti siano alimentati da fonti rinnovabili e:

- i) l'utente dello scambio sul posto sia un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Comune, ferma restando la proprietà degli impianti in capo al Comune;
- ii) l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.

Nei casi di cui ai punti i) ed ii), è consentita la presenza di più impianti di produzione di energia elettrica purché, per ogni punto di connessione, la potenza complessiva non sia superiore a 200 kW. Il limite di 200 kW non si applica nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.

- 2.3 Le disposizioni di cui al presente provvedimento perseguono principi di semplicità procedurale, di certezza, trasparenza e non discriminazione, tenendo conto di quanto previsto dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 e dall'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07.

## **TITOLO II MODALITÀ PROCEDURALI**

### **Articolo 3**

#### *Procedure per lo scambio sul posto dell'energia elettrica*

- 3.1 Il servizio di scambio sul posto viene erogato dal GSE agli utenti dello scambio.
- 3.2 Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto presenta istanza al GSE utilizzando uno schema di istanza definito dal GSE, positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità. Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto indica se intende optare per la gestione a credito per gli anni successivi ovvero per la liquidazione annuale delle eventuali eccedenze. Nei casi previsti dal comma 2.2, lettere

i) ed ii), in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, l'utente dello scambio comunica al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, l'insieme dei punti di prelievo e di immissione per i quali richiede l'applicazione di un'unica convenzione per lo scambio sul posto.

- 3.3 Il GSE stipula con il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto la convenzione per la regolazione dello scambio sul posto e le relative tempistiche secondo uno schema di convenzione definito dal medesimo GSE sulla base di quanto previsto dal presente provvedimento e positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità.
- 3.4 La convenzione di cui al comma 3.3 è di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile. Inoltre, tale convenzione sostituisce i normali adempimenti relativi all'immissione di energia elettrica, ma non sostituisce i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata, come previsti dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n. 111/06. Pertanto, la regolazione economica dei prelievi di energia elettrica avviene secondo le modalità previste dalla regolazione vigente, ivi inclusa la maggior tutela per gli aventi diritto.
- 3.5 Lo scambio sul posto secondo le modalità di cui al presente provvedimento decorre da una data, concordata tra il GSE e l'utente dello scambio, non antecedente alla data in cui viene inoltrata al GSE l'istanza di cui al comma 3.2. 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 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo, nonché ai fini della gestione tecnica, economica ed amministrativa dello scambio sul posto, il GSE predispone un apposito portale informatico.
- 3.7 Nel caso di cambio dell'impresa di vendita, l'utente dello scambio è tenuto a comunicare al GSE gli estremi dell'impresa di vendita subentrante, specificando la data a decorrere dalla quale ha avuto inizio il nuovo contratto di vendita.

## **TITOLO III**

### **MODALITÀ DI EROGAZIONE DELLO SCAMBIO SUL POSTO**

#### **Articolo 4**

#### *Adempimenti in capo agli utenti dello scambio sul posto e alle imprese di vendita*

- 4.1 Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento, l'utente dello scambio è tenuto a:
  - a) 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;

- b) nei casi di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, trasmettere al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, i dati e le informazioni necessarie ai fini della verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento, secondo quanto previsto dall'articolo 4 della deliberazione n. 42/02;
- c) consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture al GSE per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste dall'articolo 7 del presente provvedimento.
- 4.2 Entro il 31 marzo di ogni anno, le imprese di vendita che, nel corso dell'anno solare precedente hanno fornito utenti dello scambio trasmettono al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto e secondo modalità definite dal medesimo GSE, i seguenti dati e informazioni, su base annuale solare e relativi a ciascun utente dello scambio:
- a) la tipologia di utenza ai sensi dell'articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto;
- b) le informazioni necessarie alla regolazione dei servizi di trasporto, ai sensi del Testo Integrato Trasporto, e di dispacciamento, ai sensi della deliberazione n. 111/06;
- c) l'onere sostenuto dall'utente dello scambio, espresso in €, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata, inclusivo degli oneri relativi ai servizi di trasporto e di dispacciamento ( $O_{PR}$ ), relativo all'anno precedente. Tale onere, su base annuale solare, deve risultare evidente dalle fatture che l'impresa di vendita trasmette al proprio cliente oltre che al GSE, qualora esplicitamente richiesto. Nel caso in cui l'utente dello scambio sia un cliente non dotato di partita Iva, l'onere  $O_{PR}$  sostenuto dall'utente dello scambio viene espresso in € al lordo dell'Iva e delle accise. In tutti gli altri casi, l'onere  $O_{PR}$  sostenuto dall'utente dello scambio viene espresso in € al lordo delle accise e al netto dell'Iva.
- Articolo 5**  
*Adempimenti in capo al GSE*
- 5.1 L'immissione in rete di energia elettrica nell'ambito dello scambio sul posto è gestita dal GSE applicando le disposizioni di cui alla deliberazione n. 111/06, alla deliberazione ARG/elt 89/09 e di cui al Testo Integrato Trasporto.
- 5.2 Il GSE, ai fini del calcolo del contributo per lo scambio sul posto, associa all'energia elettrica immessa un controvalore ( $C_{Ei}$ ), espresso in €, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo zonale orario di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06. Nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse, il GSE associa all'energia elettrica immessa un controvalore ( $C_{Ei}$ ), espresso in €, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo orario di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c), della deliberazione n. 111/06.
- 5.3 Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dal medesimo utente per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento ( $CU_S$ ), espressa in c€/kWh, calcolata sommando algebricamente la quota energia dei corrispettivi previsti rispettivamente dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n. 111/06. Tale calcolo esclude la componente MCT e, solo nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, include le componenti tariffarie A e UC. Nel caso in cui i valori unitari di cui al presente comma siano aggiornati nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica ai fini del presente provvedimento.
- 5.4 Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, la parte energia ( $O_E$ ), espressa in €, dell'onere sostenuto dal medesimo utente per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, calcolata sottraendo all'onere  $O_{PR}$ , di cui al comma 4.2, lettera c), gli oneri associati ai servizi di trasporto e di dispacciamento richiamati al comma 5.3 comprensivi delle relative componenti fisse, ove presenti, nonché gli oneri generali e gli oneri corrispondenti all'applicazione della componente tariffaria MCT.
- 5.5 Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, il contributo in conto scambio (CS), espresso in €, pari alla somma del:
- i) minor valore tra il termine  $C_{Ei}$  di cui al comma 5.2 e il termine  $O_E$  di cui al comma 5.4;
- ii) prodotto tra il termine  $CU_S$  di cui al comma 5.3 e l'energia elettrica scambiata.
- 5.6 Nei casi previsti dal comma 2.2, lettere i) ed ii), in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, il contributo in conto scambio (CS), espresso in €, pari alla somma del:
- i) minor valore tra il termine  $C_{Ei}$  di cui al comma 5.2, riferito all'energia elettrica immessa in tutti i punti di immissione per cui viene richiesto lo scambio sul posto, e il termine  $O_E$  di cui al comma 5.4, riferito all'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo per cui viene richiesto lo scambio sul posto;
- ii) la sommatoria dei prodotti tra il termine  $CU_S$  di cui al comma 5.3 e l'energia elettrica scambiata per ogni punto di scambio per cui viene richiesto lo scambio sul posto.
- 5.7 Nel caso in cui, per ciascun utente dello scambio, il termine  $O_E$  di cui al comma 5.4 sia inferiore al termine  $C_{Ei}$  di cui al comma 5.2, la differenza tra  $C_{Ei}$  ed  $O_E$ :
- a) nel caso in cui l'utente dello scambio abbia optato per la gestione a credito delle eventuali eccedenze, viene riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita. Tale credito, o parte di esso, viene sommato



- dal GSE al termine  $C_{Ei}$  di cui al comma 5.2 solo negli anni in cui il medesimo termine  $C_{Ei}$  sia inferiore al termine  $O_E$  di cui al comma 5.4 e comunque, ogni anno, nei limiti del valore del termine  $O_E$ ;
- b) nel caso in cui l'utente dello scambio abbia optato per la liquidazione delle eventuali eccedenze, viene riconosciuta dal GSE all'utente dello scambio.

### **Articolo 6**

#### *Regolazione economica del servizio di scambio sul posto*

- 6.1 Il GSE, nell'ambito della convenzione di cui al comma 3.3:
- riconosce all'utente dello scambio il contributo in conto scambio CS calcolato secondo quanto previsto al comma 5.5;
  - nel caso in cui l'utente dello scambio abbia optato per la liquidazione delle eventuali eccedenze, riconosce all'utente dello scambio l'importo di cui al comma 5.7. Tale importo non è parte del contributo in conto scambio;
  - applica all'utente dello scambio un contributo a copertura dei costi amministrativi, pari a:
    - 15 (quindici) euro/anno per ogni impianto di potenza inferiore o uguale a 3 kW;
    - 30 (trenta) euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 3 kW e inferiore o uguale a 20 kW;
    - 45 (quarantacinque) euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 20 kW;
  - nei casi previsti dal comma 2.2, lettere i) ed ii), in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, applica all'utente dello scambio un contributo aggiuntivo pari a 4 (quattro) euro/anno per ogni punto di connessione compreso nella convenzione, a copertura dei costi di aggregazione delle misure relative ai diversi punti di connessione.
- 6.2 La regolazione economica del servizio di scambio sul posto, di cui al comma 6.1, viene effettuata dal GSE a conguaglio su base annuale solare a seguito dell'espletamento degli adempimenti posti in capo all'utente dello scambio e all'impresa di vendita ai sensi dell'articolo 4, nonché degli obblighi informativi in capo ai soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 9. Il GSE prevede altresì una regolazione periodica in acconto sulla base di criteri proposti dal medesimo e positivamente verificati dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

## **TITOLO IV DISPOSIZIONI FINALI**

### **Articolo 7**

#### *Verifiche*

- 7.1 Il GSE effettua le verifiche sugli impianti che si avvalgono dello scambio sul posto, svolte, ove

necessario, attraverso sopralluoghi al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi.

- 7.2 Ai fini della verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento, si applica quanto previsto dalla deliberazione n. 42/02. In particolare, la verifica positiva di tale condizione sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno precedente ha effetti per l'ammissione allo scambio sul posto nell'anno corrente. Per gli impianti ricadenti nel primo periodo di esercizio, l'ammissione allo scambio sul posto, che in ogni caso non può essere antecedente alla data di avvio del primo periodo di esercizio, avviene previa verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento sulla base dei dati di progetto dell'impianto: qualora, sulla base dei dati effettivi di esercizio, la condizione di cogenerazione ad alto rendimento non dovesse essere soddisfatta, si applica quanto previsto al comma 7.3.
- 7.3 Qualora l'impianto non dovesse risultare cogenerativo ad alto rendimento, anche a seguito delle verifiche effettuate ai sensi della deliberazione n. 42/02, ovvero non dovesse rispettare il requisito di cui al comma 2.2, lettera a), nel caso di centrali ibride, l'utente dello scambio restituisce al GSE quanto ottenuto in applicazione dell'articolo 6, maggiorato degli interessi legali. Per l'energia elettrica immessa il GSE applica all'utente dello scambio le condizioni di cui alla deliberazione n. 280/07.
- 7.4 Il GSE segnala ogni situazione anomala riscontrata all'Autorità, che adotta i provvedimenti di propria competenza.

### **Articolo 8**

#### *Modalità di copertura delle risorse necessarie al GSE per l'applicazione dello scambio sul posto*

- 8.1 La differenza tra i costi sostenuti dal GSE e i ricavi ottenuti dal medesimo GSE in applicazione dello scambio sul posto è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.
- 8.2 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:
- i dati a consuntivo, relativi ai mesi precedenti dell'anno in corso, delle quantità di energia scambiate secondo le modalità di cui al presente provvedimento e il conseguente fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto;
  - 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.

- 8.3 Nelle comunicazioni di cui al comma 8.2, il GSE evidenzia l'incidenza sul fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui al comma 8.1, distinguendo tra fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento.
- 8.4 Con cadenza annuale il GSE trasmette all'Autorità:
- a) entro il mese di dicembre, una descrizione delle attività da svolgere per i tre anni successivi in applicazione del presente provvedimento, ivi inclusa la gestione operativa del servizio di scambio sul posto, comprensiva dei preventivi di spesa per lo stesso periodo;
  - b) entro il mese di marzo, una descrizione delle attività svolte nell'anno precedente, indicando anche il dettaglio dei costi sostenuti.

### **Articolo 9**

#### *Obblighi informativi*

- 9.1 I soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prelevata e dell'energia elettrica immessa, trasmettono al GSE i valori dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prelevata tramite ciascun punto di scambio con le stesse tempistiche previste dall'articolo 18 del Testo Integrato Vendita, secondo modalità e formati definiti dal GSE.
- 9.2 Il GSE, entro 15 giorni dalla sottoscrizione della convenzione per lo scambio sul posto da parte dell'utente dello scambio, comunica ai soggetti responsabili di cui al comma 9.1 l'elenco dei punti di connessione che insistono sulla loro rete con obbligo di connessione di terzi e che hanno richiesto il servizio di scambio sul posto.
- 9.3 Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata le informazioni di cui al comma 9.1 riferite ad un periodo storico pari al massimo di cinque anni qualora necessarie al medesimo per le attività di propria competenza.

### **Articolo 10**

#### *Regole tecniche per lo scambio sul posto*

- 10.1 Entro il 15 settembre 2008 il GSE predispone e trasmette all'Autorità un documento contenente i criteri puntuali di calcolo per l'applicazione del presente provvedimento, oltre che criteri di calcolo da applicarsi nei casi in cui ad unico punto di scambio risultino collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto ad accedere al servizio di scambio sul posto. Tale documento, a seguito della verifica da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità, viene pubblicato sul sito internet del GSE.

## Capitolo 7

### **Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili**

La promozione delle fonti rinnovabili in Italia è incentrata su programmi di incentivazione che possono essere raggruppati nelle seguente tre tipologie:

- a) assegnazione di certificati verdi alla produzione<sup>62</sup>;
- b) assegnazione di un incentivo amministrato alla produzione;
- c) remunerazione amministrata dell'energia elettrica immessa (tariffa fissa onnicomprensiva).

La tabella 7.1, estendendo la tabella 1.2 (si veda il capitolo 1), sintetizza le modalità di accesso alla rete, di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e gli incentivi previsti. La tabella 7.2 descrive sinteticamente gli strumenti incentivanti esistenti in Italia per le fonti rinnovabili. La tabella 7.3 introduce alcuni elementi aggiuntivi relativi alla quantificazione dei principali incentivi esistenti, con riferimento agli impianti entrati in esercizio a partire dal 2008.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al sito del GSE ([www.gse.it](http://www.gse.it)).

---

<sup>62</sup> Si noti che, la quantità di energia elettrica prodotta è maggiore o uguale alla quantità di energia elettrica immessa poiché parte della produzione può essere consumata istantaneamente senza utilizzare la rete con obbligo di connessione di terzi.

Accesso alla rete, modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivi previsti (esclude le connessioni e la misura)

Accesso alla rete e modalità di cessione dell'energia elettrica immessa				Incentivi			Totale
Modalità di cessione	Quali impianti	Delibere di riferimento	Contratti da siglare	Tipo di incentivi	Quali fonti tra quelle rinnovabili	Quali impianti	Ricavi per il produttore
1 <b>Libero mercato</b> <i>(partecipazione diretta in Borsa o tramite trader)</i>	Tutti	Deliberazione n. 111/06 (dispacciamento e registrazione contratti di compravendita) e n. 348/07 (Allegato A, trasporto)	Dispacciamento in immissione con Terna + Compravendita con la propria controparte + Regolazione trasporto con Terna e impresa distributrice per impianti connessi in MT o BT	Certificati verdi	Tutte, ad eccezione della fonte solare	Tutti, inclusi gli impianti ibridi (per la sola produzione attribuibile alle fonti rinnovabili)	Vendita + incentivo
				Conto energia	Solare	Fotovoltaici e solari termodinamici inclusi gli impianti ibridi (per la sola produzione attribuibile alla fonte solare)	
2 <b>Ritiro dedicato, secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità</b>	Di potenza < 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili	Deliberazione n. 280/07	Unica convenzione con il GSE che comprende anche il dispacciamento in immissione e il trasporto dell'energia elettrica immessa	Certificati verdi	Tutte, ad eccezione della fonte solare	Di potenza < 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili	Vendita + incentivo
				Conto energia	Solare	Fotovoltaici e solari termodinamici inclusi gli impianti ibridi (per la sola produzione attribuibile alla fonte solare)	
3 <b>Ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, secondo modalità definite dall'Autorità e a condizioni economiche definite per legge</b>	Alimentati da fonte eolica fino a 200 kW; alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ad eccezione della solare, fino a 1 MW	Deliberazione ARG/elt 1/09	Unica convenzione con il GSE inclusiva di tutto, compresi gli incentivi	Conto energia, già incluso nel prezzo di ritiro dell'energia elettrica	Tutte, ad eccezione della fonte solare	Di potenza fino a 1 MW	Vendita (a un prezzo che già include l'incentivo)
4 <b>Scambio sul posto</b>	Di potenza fino a 20 kW, e di potenza maggiore a 20 kW fino a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007	Deliberazione ARG/elt 74/08	Contratto di scambio con il GSE dall'1 gennaio 2009 relativo all'energia elettrica immessa e allo scambio sul posto. Non sostituisce la regolazione dell'energia elettrica prelevata	Certificati verdi	Tutte, ad eccezione della fonte solare	Di potenza fino a 20 kW, e di potenza maggiore a 20 kW fino a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007	Compensazione tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata + incentivo
				Conto energia	Solare		

- tabella 7.1 -

### Descrizione sintetica degli strumenti incentivanti esistenti in Italia per le fonti rinnovabili

Tipo di incentivo	Riferimento normativo e regolatorio	A quali impianti si applica	Durata del periodo di incentivazione	Quantità di energia incentivata
<b>Certificati verdi</b>	D. lgs. n. 79/99; D. lgs. n. 387/03; D.M. 18 dicembre 2008; L. n. 244/07 e L. n. 222/07. Delibere Autorità ARG/elt 24/08 e ARG/elt 10/09	Impianti alimentati da fonti rinnovabili e impianti ibridi entrati in esercizio dall'1 aprile 1999	12 anni per gli impianti entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2007; 15 anni per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008	Energia elettrica prodotta netta per gli impianti entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2007; energia elettrica prodotta netta moltiplicata per un coefficiente per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008. Nel caso di impianti ibridi, la produzione incentivata è quella attribuibile alle fonti rinnovabili.
<b>Conto energia per impianti fotovoltaici</b>	D. lgs. n. 387/03; D.M. 28 luglio 2005; D.M. 6 febbraio 2006; D.M. 19 febbraio 2007. Delibere Autorità n. 188/05 e n. 90/07	Impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 30 settembre 2005	20 anni	Energia elettrica prodotta.
<b>Conto energia per impianti solari termodinamici</b>	D.M. 11 aprile 2008. Delibera Autorità ARG/elt 95/08	Impianti solari termodinamici entrati in esercizio dopo il 18 luglio 2008.	25 anni	Energia elettrica prodotta netta. Nel caso di impianti ibridi, la produzione incentivata in conto energia è quella attribuibile alla fonte solare.
<b>Tariffa fissa onnicomprensiva</b>	L. n. 244/07 e L. n. 222/07; D.M. 18 dicembre 2008. Delibera Autorità ARG7elt 1/09	Impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008: alimentati da fonte eolica fino a 200 kW; alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ad eccezione della solare, fino a 1 MW.	15 anni	Energia elettrica immessa. Nel caso di impianti ibridi, l'immissione incentivata in conto energia è quella attribuibile alle fonti rinnovabili.

- tabella 7.2 -

Tipologia di incentivo	Durata	Parametro incentivato	Caratteristiche incentivazione																						
Certificato verde (CV)	15 anni	Produzione di energia elettrica	<p><math>1 \text{ CV} = 1 \text{ MWh} * k_{CV}</math></p> <p><math>k_{CV}</math> è differenziato per fonte (cfr. tabella a destra)</p> <p>Nel caso di scarsità di CV, il GSE emette CV al prezzo di riferimento di 180 €/MWh –PMRD dell’anno precedente</p> <p><b>PMRD: Prezzo Medio del Ritiro Dedicato</b> (delibera 280/07).</p> <p>Il termine PMRD è calcolato su base annuale dall’Autorità<sup>63</sup></p> <p>I CV emessi durano 3 anni. Alla loro scadenza, qualora invenduti, sono ritirati dal GSE al prezzo medio di contrattazione dei CV sul mercato organizzato (mercato CV del GME) dell’anno precedente.</p> <p>I parametri 180 €/MWh <math>k_{CV}</math> sono rivisti con cadenza triennale dal MSE</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fonte</th> <th>coefficienti moltiplicativi per la determinazione del numero dei CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW</td> <td>1,00</td> </tr> <tr> <td>Eolica off-shore</td> <td>1,50</td> </tr> <tr> <td>Geotermica</td> <td>0,90</td> </tr> <tr> <td>Moto ondoso e maremotrice</td> <td>1,80</td> </tr> <tr> <td>Idraulica</td> <td>1,00</td> </tr> <tr> <td>Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo</td> <td>1,30</td> </tr> <tr> <td>Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell’ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte (entro un raggio di 70 km).</td> <td>1,80</td> </tr> <tr> <td>Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente</td> <td>0,80</td> </tr> </tbody> </table>	Fonte	coefficienti moltiplicativi per la determinazione del numero dei CV	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1,00	Eolica off-shore	1,50	Geotermica	0,90	Moto ondoso e maremotrice	1,80	Idraulica	1,00	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30	Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell’ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte (entro un raggio di 70 km).	1,80	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80			
Fonte	coefficienti moltiplicativi per la determinazione del numero dei CV																								
Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1,00																								
Eolica off-shore	1,50																								
Geotermica	0,90																								
Moto ondoso e maremotrice	1,80																								
Idraulica	1,00																								
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30																								
Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell’ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte (entro un raggio di 70 km).	1,80																								
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80																								
Remunerazione onnicomprensiva dell’energia elettrica immessa	15 anni	Energia elettrica immessa in rete	<p>Remunerazione = 1 MWh di <math>E_e</math> immessa * <math>k_{CE}</math></p> <p><math>k_{CE}</math> (€/MWh) differenziato per fonte (cfr. tabella a destra)</p> <p><math>k_{CE}</math> è rivisto su base triennale da MSE</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Numerazione L.244/07</th> <th>Fonte</th> <th>Tariffa (€/MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW</td> <td>300</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>Geotermica</td> <td>200</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Moto ondoso e maremotrice</td> <td>340</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>Idraulica diversa da quella del punto precedente</td> <td>220</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>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. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009</td> <td>280</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>Gas di 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. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009</td> <td>180</td> </tr> </tbody> </table>	Numerazione L.244/07	Fonte	Tariffa (€/MWh)	1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	300	3	Geotermica	200	4	Moto ondoso e maremotrice	340	5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	220	6	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. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	280	8	Gas di 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. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	180
Numerazione L.244/07	Fonte	Tariffa (€/MWh)																							
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	300																							
3	Geotermica	200																							
4	Moto ondoso e maremotrice	340																							
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	220																							
6	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. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	280																							
8	Gas di 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. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	180																							
Incentivo sulla produzione	20 anni	Produzione di energia elettrica	<p>Incentivazione erogata fino al 2010 a concorrenza di una potenza complessiva limite pari a 1.200 MW.</p> <p>I valori dell’incentivo di cui alla tabella a destra (espressi in €/kWh) sono riferiti agli impianti che entrano in esercizio nel 2010. Dopo il 2010, vi sarà un nuovo programma incentivante da stabilirsi con nuovo decreto.</p> <p>Il solare termodinamico è incentivato con lo stesso modello del fotovoltaico (25 anni e valori di incentivo appositamente definiti – cfr. DM 11 aprile 2008).</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Potenza nominale impianto (kW)</th> <th colspan="3">Tipologia di impianto</th> </tr> <tr> <th>1 Non integrato</th> <th>2 Parzialmente integrato</th> <th>3 Integrato</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A 1 ≤ P ≤ 3</td> <td>0,384</td> <td>0,422</td> <td>0,470</td> </tr> <tr> <td>B 3 &lt; P ≤ 20</td> <td>0,365</td> <td>0,403</td> <td>0,442</td> </tr> <tr> <td>C P &gt; 20</td> <td>0,346</td> <td>0,384</td> <td>0,422</td> </tr> </tbody> </table>	Potenza nominale impianto (kW)	Tipologia di impianto			1 Non integrato	2 Parzialmente integrato	3 Integrato	A 1 ≤ P ≤ 3	0,384	0,422	0,470	B 3 < P ≤ 20	0,365	0,403	0,442	C P > 20	0,346	0,384	0,422		
Potenza nominale impianto (kW)	Tipologia di impianto																								
	1 Non integrato	2 Parzialmente integrato	3 Integrato																						
A 1 ≤ P ≤ 3	0,384	0,422	0,470																						
B 3 < P ≤ 20	0,365	0,403	0,442																						
C P > 20	0,346	0,384	0,422																						

- tabella 7.3 -

<sup>63</sup> Per l’anno 2008, PMRD = 67,12 €/MWh (deliberazione ARG/elt 24/08). Per l’anno 2009, PMRD = 91,34 €/MWh (deliberazione ARG/elt 10/09). Per l’anno 2010, PMRD = 67,18 €/MWh (deliberazione ARG/elt 3/10)

*Autorità per l'energia elettrica e il gas*  
*Direzione mercati*  
*Unità fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale*  
*Piazza Cavour, 5*  
*20121 Milano*

*mercati@autorita.energia.it*  
*www.autorita.energia.it*  
*Tel: 02 – 655 65 284/290*  
*Fax: 02 – 655 65 265*