

**DELIBERAZIONE 4 OTTOBRE 2012
400/2012/R/EEL**

**DETERMINAZIONI IN MATERIA DI IMPIANTI ESSENZIALI E MODIFICHE ED
INTEGRAZIONI ALLA DISCIPLINA DI RIFERIMENTO, DI CUI ALLA DELIBERAZIONE
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 111/06**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 4 ottobre 2012

VISTI:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005;
- il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, di recepimento della direttiva comunitaria 96/61/CE, relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 2 agosto 2010 (di seguito: decreto 2 agosto 2010);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2010, ARG/elt 247/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 247/10);
- la deliberazione dell'Autorità 21 ottobre 2011, ARG/elt 142/11;
- la deliberazione dell'Autorità 9 dicembre 2011, ARG/elt 176/11;
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2011, ARG/elt 208/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 208/11);
- la comunicazione di Terna, datata 14 settembre 2012, prot. Autorità n. 27945 del 17 settembre 2012 (di seguito: comunicazione 14 settembre 2012);
- la comunicazione di Terna, datata 27 settembre 2012, prot. Autorità n. 29542 del 27 settembre 2012 (di seguito: comunicazione 27 settembre 2012);

- la comunicazione di Terna, datata 1 ottobre 2012, prot. Autorità n. 30217 del 2 ottobre 2012 (di seguito: comunicazione 1 ottobre 2012).

CONSIDERATO CHE:

- il comma 63.4 della deliberazione 111/06 prevede che, entro il 30 settembre di ciascun anno, Terna notifichi a ciascun utente del dispacciamento i raggruppamenti minimi essenziali di impianti di produzione nella disponibilità del medesimo utente;
- gli articoli 63, 64 e 65 della deliberazione 111/06 definiscono la disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi cui deve attenersi l'utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali; e che l'articolo 65.bis della deliberazione 111/06 definisce, invece, le discipline alternative alla disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi cui deve adempiere l'utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali che opti per queste discipline alternative;
- ai sensi del comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06, l'Autorità deve determinare i valori assunti, con riferimento all'anno solare successivo, da:
 - le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 della medesima deliberazione;
 - la quantità di copertura in energia afferente all'impegno e di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1 della medesima deliberazione;
 - il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2 della medesima deliberazione, incluse le eventuali indicizzazioni;
 - il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2 della medesima deliberazione;
- ai sensi del comma 64.4 della deliberazione 111/06, i vincoli ed i criteri previsti dalla disciplina tipica cui l'utente del dispacciamento deve attenersi, con riferimento agli impianti di produzione essenziali, nel presentare le sue offerte nel mercato per i servizi di dispacciamento, possono essere definiti da Terna anche tenendo conto degli esiti dei mercati dell'energia;
- i vincoli ed i criteri cui l'utente del dispacciamento deve attenersi nel presentare le sue offerte nel mercato per i servizi di dispacciamento, qualora opti per le discipline alternative, non dipendono dagli esiti dei mercati dell'energia, con riferimento alla capacità produttiva disponibile in esito a detti mercati;
- qualora un utente del dispacciamento opti per una delle discipline alternative, si rende pertanto necessario formulare un'ipotesi circa la programmazione attesa nell'anno solare successivo degli impianti di produzione nella disponibilità del medesimo utente in esito ai mercati dell'energia, al fine di dimensionare adeguatamente, rispetto all'essenzialità dello stesso, la quantità dell'impegno che detto utente deve assumere;
- le quantità dell'impegno in energia, di cui al comma 65.bis.1, lettera b), punto i), della deliberazione 111/06, possano essere determinate assumendo una valorizzazione implicita delle risorse messe a disposizione di Terna ai sensi del comma 65.bis.1, lettera a), della deliberazione 111/06 come pari al valore

medio delle risorse approvvigionate da Terna nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento;

- con le comunicazioni 14 e 27 settembre 2012 e 1 ottobre 2012, Terna ha fornito all'Autorità gli elementi necessari per le determinazioni di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06; e che, con riferimento alle quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 della medesima deliberazione, tali elementi consentono di determinare dette quantità tenendo anche in considerazione, sulla base di ragionevoli ipotesi, la programmazione attesa degli impianti di produzione nella disponibilità dell'utente del dispacciamento in esito ai mercati dell'energia;
- sulla base degli elementi resi disponibili all'Autorità da Terna con le comunicazioni 14 e 27 settembre 2012 e 1 ottobre 2012, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione n. 111/06 sono:
 - a. ACEA ENERGIA HOLDING S.P.A.;
 - b. EDIPOWER S.P.A.;
 - c. EDISON TRADING S.P.A.;
 - d. ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
 - e. E.ON ENERGY TRADING SE;
 - f. ERG S.P.A.;
 - g. IDROENERGIA S.C.R.L.;
 - h. OTTANA ENERGIA S.P.A.;
 - i. TIRRENO POWER S.P.A.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- gli impianti termoelettrici turbogas a ciclo aperto (di seguito: impianti turbogas) sono impianti tipicamente caratterizzati dai costi variabili più elevati e che tali costi costituiscono, quindi, i prezzi massimi che dovrebbero caratterizzare equilibri concorrenziali, salvo i periodi di inadeguatezza di capacità produttiva; e che la frequenza di detti periodi dovrebbe, in equilibrio, essere pari a quanto necessario al recupero dei costi fissi che caratterizzano i predetti impianti turbogas tramite la rendita inframarginale fra VENN – il prezzo massimo da riconoscere proprio nei periodi di inadeguatezza di capacità produttiva – e il costo variabile dei medesimi impianti;
- un impianto di produzione che riceva prezzi non superiori al costo variabile che caratterizza un impianto turbogas ed un corrispettivo per la capacità produttiva pari ai costi fissi del medesimo impianto turbogas dovrebbe essere in grado di ottenere un'adeguata remunerazione del capitale investito salvo che, anche in ragione della consistenza complessiva e della composizione tecnologica del parco elettrico, detto investimento sia stato non ottimo e, quindi, caratterizzato da costi non recuperabili se non attraverso l'esercizio dell'eventuale potere di mercato di cui disponga l'operatore;
- pertanto, laddove il corrispettivo ed il prezzo massimo a salire, di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06, fossero definiti in funzione dei costi che

caratterizzano un impianto turbogas, ne conseguirebbe normalmente una remunerazione quantomeno adeguata;

- la disciplina tipica consente, comunque, all'utente del dispacciamento di accedere, qualora ne abbia titolo, alla reintegrazione dei costi prevista dalla disciplina tipica ai commi 63.11, 63.12 e 63.13 della deliberazione 111/06, qualora il medesimo utente lo ritenga conveniente; ossia nei casi in cui lo stesso ritenga che, anche in relazione ai margini attesi nelle ore in cui l'impianto non è ritenuto essenziale alla sicurezza del sistema, i margini complessivamente ottenibili dal medesimo impianto non siano sufficienti a remunerarne adeguatamente i costi fissi; e che ciò implica che la disciplina tipica consente di ottenere un'adeguata remunerazione dell'investimento anche nei casi in cui detto investimento sarebbe non recuperabile se l'operatore non potesse esercitare il potere di mercato derivante dall'essenzialità dell'impianto stesso per la sicurezza del sistema;
- il prezzo minimo a scendere che l'utente del dispacciamento deve riconoscere a Terna, qualora venga richiesto di ridurre il proprio programma di produzione, nei limiti delle quantità di impegno a scendere e di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06, debba essere determinato così da evitare di produrre un'ingiustificata penalizzazione per l'utente del dispacciamento;
- per quanto sopra, detto prezzo minimo dovrebbe essere determinato, oltre che con riferimento ai costi variabili evitati per un impianto turbogas in caso di riduzione di programma, anche al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma richiesto; e che ciò consente di evitare che l'utente del dispacciamento sia chiamato a pagare a Terna più di quanto ottenibile nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP) a fronte del programma oggetto di riduzione.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- la realizzazione di nuova capacità produttiva contribuisce ad un'offerta più concorrenziale, oltre che ad aumentare la sicurezza del sistema; e che, per quanto sopra, impianti di nuova realizzazione non dovrebbero essere assoggettati alla disciplina degli impianti essenziali e di cui alla deliberazione ARG/elt 52/09, salvo casi eccezionali in cui la realizzazione di detta nuova capacità avvenga in sostituzione di altra capacità produttiva del medesimo soggetto e siano presenti rilevanti barriere all'ingresso nella realizzazione di nuova capacità produttiva di terzi; o, comunque, qualora la realizzazione di detta nuova capacità costituisca impedimento alla concreta volontà di terzi di realizzare a loro volta nuova capacità produttiva;
- con la deliberazione ARG/elt 247/10, l'impianto San Filippo del Mela 150 kV, su richiesta di EDIPOWER S.P.A., e l'impianto Trapani Turbogas, su richiesta di E.ON ENERGY TRADING S.P.A (oggi E.ON ENERGY TRADING SE), sono stati ammessi dall'Autorità al regime di reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale che include anche l'anno 2013; e che, con la deliberazione ARG/elt 208/11, anche l'impianto Porto Empedocle di ENEL PRODUZIONE S.P.A. è stato ammesso dall'Autorità al regime di reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale che comprende l'anno 2013;

- l’Autorità intende contestualmente avviare un’istruttoria conoscitiva finalizzata ad individuare quali siano le cause tecniche alla base delle criticità che caratterizzano il sistema elettrico sardo e le ripercussioni che tali vincoli tecnici hanno sia sull’esercizio in condizioni di sicurezza del sistema elettrico isolano, sia sul corretto svolgimento dei mercati dell’energia.

RITENUTO OPPORTUNO:

- determinare, per ciascun utente del dispacciamento, le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 della deliberazione 111/06 sulla base delle informazioni di cui alle comunicazioni di Terna 14 e 27 settembre 2012 e 1 ottobre 2012, ivi inclusa la programmazione attesa, sulla base di ragionevoli ipotesi, degli impianti di produzione nella disponibilità dell’utente del dispacciamento in esito ai mercati dell’energia;
- determinare il prezzo massimo a salire, di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2 della deliberazione 111/06, in funzione del costo variabile standard di un impianto turbogas determinato secondo i medesimi criteri utilizzati per l’anno 2012, mantenendo anche per l’anno 2013 il valore della componente “Altri costi e rischi di gestione” incrementato rispetto al valore della medesima per l’anno 2010, onde tenere conto della quota parte dei maggiori costi causati dall’incertezza e dall’eventuale riduzione dei limiti massimi di ore di funzionamento annuo degli impianti turbogas non già coperta nel valore di tale componente vigente nell’anno 2010; e che la citata componente tiene conto di eventuali e ulteriori oneri, ivi inclusi gli effetti delle evoluzioni in materia di tariffe di trasporto successive alla deliberazione ARG/elt 175/08;
- determinare il prezzo minimo a scendere, di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2 della deliberazione 111/06, come pari al minor valore tra:
 - il costo variabile standard di un impianto turbogas, al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;
 - il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita nel MGP, al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;
- tenere conto, nella determinazione del corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2 della deliberazione 111/06, del valore assunto, qualora superiore ad 1 (uno), dal rapporto tra le ore di impegno richiesto ed il numero massimo di ore in cui un impianto turbogas può effettivamente funzionare nel corso dell’anno, anche in relazione alle esigenze di manutenzione ordinaria ed ai normali tassi di accidentalità;
- determinare il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2 della deliberazione 111/06 in funzione del costo fisso di un impianto turbogas;
- determinare comunque, per quanto nei considerati, i corrispettivi di cui ai precedenti alinea con riferimento alla struttura di costo che caratterizza gli impianti turbogas esistenti;
- nell’ipotesi di impianti di produzione alimentati da combustibili fossili e oggetto di convenzioni CIP 6 risolte anticipatamente ai sensi dell’art. 1, comma 2, del Decreto 2 agosto 2010, escludere la cumulabilità del corrispettivo per la disponibilità di capacità di cui all’art. 1, comma 3, del medesimo decreto, con il

corrispettivo di cui al comma 65.bis.2, lettera b), in quanto, avendo i due analoghe finalità, ciò determinerebbe una forma di doppia remunerazione delle quantità di potenza impegnata;

- determinare le quantità di copertura in energia afferente all'impegno e di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1 della medesima deliberazione, come pari al valore assunto dal prodotto tra:
 - il totale atteso per l'anno 2013 dell'energia assoggettata al corrispettivo a copertura del costo medio sostenuto da Terna per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento di cui al comma 44.3;
 - il valore assunto dal rapporto tra la somma dei valori assoluti delle quantità di energia corrispondenti all'impegno assunto dall'utente del dispacciamento e la somma dei valori assoluti delle quantità di energia corrispondenti al fabbisogno di servizi di dispacciamento atteso da Terna per l'anno 2013;
- consentire comunque a ciascun utente del dispacciamento oggetto del presente provvedimento di proporre all'Autorità strutture alternative di corrispettivi rispetto a quelli di cui ai precedenti alinea;
- che, comunque, al fine di permettere all'Autorità di valutare l'opportunità di accogliere dette proposte, queste siano accompagnate da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento;
- predisporre per ciascun utente del dispacciamento un apposito allegato al presente provvedimento nel quale siano evidenziate le quantità e i prezzi di cui ai precedenti alinea, nonché gli impianti cui si riferiscono.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- per definire il quadro regolatorio generale per l'anno 2013 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali, estendere al citato anno alcune disposizioni la cui validità è attualmente limitata all'anno 2012;
- in particolare, confermare per l'anno 2013 il valore del tasso di remunerazione del capitale fissato per l'anno 2012, che è pari alla somma tra il costo medio ponderato del capitale relativo all'attività di generazione elettrica e una maggiorazione per tenere conto della durata limitata dell'ammissione al regime di reintegrazione dei costi rispetto ai tipici periodi di ammortamento e recupero degli investimenti in generazione elettrica;
- estendere all'anno 2013 la validità dell'elenco dei prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili applicato per l'anno 2012, e, ai fini della presentazione delle offerte, semplificare la metodologia di calcolo della componente del costo variabile riconosciuto di cui al comma 64.11, lettera b), a copertura del corrispettivo di sbilanciamento;
- limitatamente all'anno in corso, prorogare alcuni termini fissati dalla vigente disciplina degli impianti essenziali, al fine di tenere conto del fatto che talune attività sinora svolte in applicazione della disciplina medesima si sono protratte oltre le scadenze originariamente previste

DELIBERA

1. di determinare i valori assunti, con riferimento all'anno solare 2013, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06 sulla base di quanto nei considerati e come quantificato negli Allegati A ed AI, B e BI, C e CI, D e DI, E ed EI, F e FI, G e GI, H e HI, I e II al presente provvedimento riferiti rispettivamente alle società ACEA ENERGIA HOLDING S.P.A., EDIPOWER S.P.A., EDISON TRADING S.P.A., ENEL PRODUZIONE S.P.A., E.ON ENERGY TRADING SE, ERG S.P.A., IDROENERGIA S.C.R.L., OTTANA ENERGIA S.P.A., TIRRENO POWER S.P.A.;
2. di trasmettere gli Allegati A ed AI al presente provvedimento ad ACEA ENERGIA HOLDING S.P.A., gli Allegati B e BI a EDIPOWER S.P.A., gli Allegati C e CI a EDISON TRADING S.P.A., gli Allegati D e DI a ENEL PRODUZIONE S.P.A., gli Allegati E ed EI a E.ON ENERGY TRADING SE., gli Allegati F e FI a ERG S.P.A., gli Allegati G e GI a IDROENERGIA S.C.R.L., gli Allegati H e HI a OTTANA ENERGIA S.P.A. e gli Allegati I e II a TIRRENO POWER S.P.A.;
3. di prevedere che ciascuna delle società, di cui al precedente punto 2, possa presentare all'Autorità, unitamente alla comunicazione di cui al comma 63.5 della deliberazione 111/06, una proposta di strutture di corrispettivi alternative rispetto a quelle contenute nell'allegato alla stessa riferito, accompagnata da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento da parte di Terna;
4. di trasmettere gli Allegati A, AI, B, BI, C, CI, D, DI, E, EI, F, FI, G, GI, H, HI, I e II di cui al presente provvedimento, a Terna, per le finalità di cui al comma 65.bis.5 della deliberazione 111/06;
5. di pubblicare il presente provvedimento, ad eccezione degli Allegati A, AI, B, BI, C, CI, D, DI, E, EI, F, FI, G, GI, H, HI, I e II sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it);
6. di modificare e integrare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
 - ai commi 64.14, 64.16 e 64.17.1, le parole “per gli anni 2011 e 2012” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2011 al 2013”;
 - al comma 64.16, lettera a. 2), le parole “per l'anno 2012” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni 2012 e 2013”;
 - alla fine del comma 64.16, lettera a. 2), sono aggiunte le parole seguenti “:
“qualora l'utente del dispacciamento interessato non eserciti la scelta menzionata entro il termine di cui al comma 64.30, la valorizzazione standard è effettuata applicando le quotazioni del *Monthly Coal Price Index API4 - FOB Richards Bay*”;
 - al comma 64.18.1, dopo la lettera b), è aggiunta la lettera seguente: “
c) nell'anno 2013, sono pari alla media aritmetica dei prezzi di sbilanciamento effettivi applicabili all'unità interessata e registrati nei dodici mesi compresi tra il mese di giugno dell'anno 2011 e il mese di maggio dell'anno 2012.”;
 - al comma 64.18.2, dopo la lettera b), è aggiunta la lettera seguente: “

- c) nell'anno 2013, per ciascun periodo rilevante è pari alla media aritmetica dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica relativi alla zona in cui è localizzato l'impianto che comprende l'unità in questione e registrati nei dodici mesi compresi tra il mese di giugno dell'anno 2011 e il mese di maggio dell'anno 2012.”;
- al comma 65.33, le parole “i dati indicati alle lettere da a) a d)” sono sostituite dalle parole seguenti: “i dati indicati alle lettere da a) ad e)”;
 - il testo del comma 77.9 è sostituito con il testo seguente: “
77.9 Nell'anno 2012:
 - a) il termine entro il quale Terna fornisce all'Autorità gli elementi di cui al comma 65.bis.4 è fissato al 14 settembre;
 - b) i termini di cui ai commi 63.5 e 64.30 sono prorogati al 20 ottobre;
 - c) il termine per la presentazione dell'istanza di cui al comma 65.3.7 è prorogato al 20 ottobre;
 - d) i termini di cui al comma 63.1 e per lo svolgimento da parte di Terna delle attività di cui ai commi 64.31 e 65.3.8 sono prorogati al 2 novembre.”
 - dopo il comma 77.11, è aggiunto il comma seguente: “
77.12 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per l'anno 2013:
 - a) i valori delle componenti di cui al comma 64.11, lettere f) ed h), e del costo standard di cui al comma 64.12, lettera b), punto b.3), sono pari a zero, salvo quanto previsto ai commi 64.14, lettera b), per il gas naturale e per il gas naturale da giacimenti minori isolati, e 77.11;
 - b) i valori dei parametri I_{MAX_1} e I_{MAX_2} di cui al comma 64.15 sono pari rispettivamente a 3 (tre) e 5 (cinque) centesimi di euro/Smc;
 - c) il tasso di remunerazione del capitale di cui al comma 65.15 è pari al 13 % (tredici per cento) annuo;
 - d) la componente di cui alla lettera e) del comma 64.11 è pari, con riferimento a ciascuna unità, al minore tra 10 euro/MWh e la media aritmetica del differenziale tra i prezzi accettati a salire (scendere) relativi alle offerte per riserva secondaria e i medesimi prezzi relativi agli altri servizi, considerando l'insieme delle unità abilitate e i prezzi degli ultimi sette mesi dell'anno 2011 e dei primi cinque mesi dell'anno 2012; Terna comunica la citata media aritmetica all'Autorità entro il 2 novembre 2012;
 - e) per l'olio combustibile STZ (0.5 pct), la valorizzazione standard di cui alla lettera b. 1) del comma 64.12, inclusiva del costo standard per la logistica internazionale di cui alla lettera b. 2) del medesimo comma, è calcolata maggiorando del 10% la quotazione del prodotto di riferimento *Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – 1 pct*, salvo quanto previsto al comma 77.11;
 - f) per l'olio combustibile STZ, il costo standard per la logistica nazionale di cui alla lettera b. 3) del comma 64.12 è pari a due (2) euro/tonnellata, salvo quanto previsto al comma 77.11;
 - g) per i combustibili che, oltre a non essere olio combustibile STZ e gas naturale, non fanno parte dell'elenco di cui al comma 64.16, le

- componenti di cui alle lettere b. 1), b. 2) e b. 3) del comma 64.12 sono poste pari a zero, salvo quanto previsto al comma 77.11;
- h) nel caso di unità localizzate nelle zone Sicilia e Sardegna, i margini richiamati al comma 65.3, lettera c), e relativi ai periodi rilevanti di cui alla lettera a) del medesimo comma sono pari al prodotto tra le quantità accettate nei periodi rilevanti di cui alla medesima lettera a) del comma 65.3, al netto di quelle di cui al comma 65.2, e la differenza tra:
- h.1) il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona in cui è localizzato l'impianto di produzione, incrementato del 5% (cinque per cento);
- h.2) il costo variabile riconosciuto calcolato ai fini della formulazione dell'offerta;
- i) i valori percentuali di cui al comma 64.18, lettere a) e b), sono pari al 2%.”.

4 ottobre 2012

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni