

**DELIBERAZIONE 10 OTTOBRE 2013
444/2013/R/EEL**

**DETERMINAZIONI IN MATERIA DI IMPIANTI ESSENZIALI E MODIFICHE ED
INTEGRAZIONI ALLA DISCIPLINA DI RIFERIMENTO**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 ottobre 2013

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 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 30 dicembre 2011, ARG/elt 208/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 208/11);
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2012, 400/2012/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 6 dicembre 2012, 518/2012/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2012, 582/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 582/2012/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2013, 413/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 413/2013/R/eel);
- la comunicazione di Terna, datata 2 settembre 2013, prot. Autorità n. 28923 del 4 settembre 2013;
- la comunicazione di Terna, datata 9 settembre 2013, prot. Autorità n. 29670 del 12 settembre 2013 (di seguito: comunicazione 9 settembre 2013);

- la comunicazione di Terna, datata 12 settembre 2013, prot. Autorità n. 29993 del 16 settembre 2013 (di seguito: comunicazione 12 settembre 2013);
- la lettera della Direzione Mercati dell’Autorità, datata 2 ottobre 2013, prot. Autorità n. 31775 del 2 ottobre 2013;
- la comunicazione di Terna, datata 4 ottobre 2013, prot. Autorità n. 32248 dell’8 ottobre 2013 (di seguito: comunicazione 4 ottobre 2013).

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 (di seguito: prezzi *ex* comma 65.bis.2);
 - 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 la comunicazione 9 settembre 2013, 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 la comunicazione 9 settembre 2013, 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. C.V.A. TRADING S.R.L.;
 - c. EDIPOWER S.P.A.;
 - d. EDISON TRADING S.P.A.;
 - e. ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
 - f. E.ON GLOBAL COMMODITIES SE;
 - g. OTTANA ENERGIA 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, se ne ha 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;
- al fine di tenere conto della seconda fase della riforma della regolazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, con la deliberazione 413/2013/R/eel è stata aggiornata il metodo di determinazione dei prezzi *ex* comma 65.bis.2 con riferimento al periodo 1 ottobre – 31 dicembre 2013.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, 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;
- i seguenti impianti sono stati ammessi dall'Autorità al regime di reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale che include anche l'anno 2014, su istanza degli utenti del dispacciamento titolari degli stessi:

- Trapani Turbogas di E.ON ENERGY TRADING S.P.A. (oggi E.ON GLOBAL COMMODITIES SE), con la deliberazione ARG/elt 247/10;
- Porto Empedocle di ENEL PRODUZIONE S.P.A., con la deliberazione ARG/elt 208/11;
- San Filippo del Mela 150kV di EDIPOWER S.P.A. e Centro Energia Ferrara di E.ON ENERGY TRADING SE (oggi E.ON GLOBAL COMMODITIES SE), con la deliberazione 582/2012/R/eel.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con la comunicazione 12 settembre 2013, come integrata dalla comunicazione 4 ottobre 2013, Terna ha evidenziato che, allo stato, l'autorizzazione integrata ambientale relativa ad alcune unità di produzione essenziali per l'anno 2014 non consente al relativo utente del dispacciamento l'esercizio delle unità medesime oltre il 31 dicembre 2013;
- avendo Terna segnalato alle Autorità competenti le possibili criticità derivanti dall'impossibilità di attivare le unità citate al precedente alinea, non è al momento escluso che il termine per la cessazione delle attività possa essere prorogato.

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 alla comunicazione di Terna 9 settembre 2013, 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'ultimo trimestre dell'anno 2013:
 - confermando la metodologia di valorizzazione del gas naturale introdotta con la deliberazione 413/2013/R/eel;
 - mantenendo anche per l'anno 2014 il valore della componente "Altri costi e rischi di gestione" incrementato rispetto al valore della medesima per l'anno 2010, onde considerare la 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; la citata componente tiene peraltro 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 analoghi 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 2014 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 2014;
- 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;
- rispetto alle unità di produzione essenziali per l'anno 2014 sulle quali sono in corso valutazioni circa un'eventuale proroga dell'autorizzazione integrata ambientale da parte della Autorità competenti, definire l'allegato di cui al precedente alinea secondo un'impostazione che possa considerare anche l'eventualità che il relativo utente del dispacciamento sia autorizzato a operare nell'anno 2014.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- per definire il quadro regolatorio generale per l'anno 2014 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali, estendere al citato anno alcune disposizioni la cui validità è attualmente limitata all'anno 2013;
- in particolare, con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, confermare per l'anno 2014 il valore del tasso di remunerazione del capitale fissato per l'anno 2013, che è pari alla somma tra il costo medio ponderato del capitale relativo all'attività di generazione elettrica e una maggiorazione per tenere conto sia della durata limitata dell'ammissione al regime di reintegrazione dei costi rispetto ai tipici periodi di ammortamento e recupero degli investimenti in generazione elettrica, sia degli effetti sulla remunerazione derivanti dal lasso temporale tra il termine dell'anno cui si riferisce il corrispettivo di reintegrazione e la data attesa del riconoscimento del corrispettivo medesimo all'utente del dispacciamento interessato;
- estendere all'anno 2014 la validità dell'elenco dei prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili applicato per l'anno 2013;
- definire con successivo provvedimento - a valle della probabile riforma dei corrispettivi di sbilanciamento e di trasporto del gas naturale - gli importi dei parametri I_{MAX_1} e I_{MAX_2} , che, ai sensi del comma 64.15 della deliberazione 111/06, costituiscono un'integrazione della valorizzazione del gas naturale e del gas naturale da giacimenti minori isolati nel caso di unità di produzione essenziali di tipo turbogas e a ciclo combinato a basso coefficiente di utilizzo;
- 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 2014, 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 al presente provvedimento riferiti rispettivamente alle società ACEA ENERGIA HOLDING S.P.A., C.V.A. TRADING S.R.L., EDIPOWER S.P.A., EDISON TRADING S.P.A., ENEL PRODUZIONE S.P.A., E.ON GLOBAL COMMODITIES SE e OTTANA ENERGIA 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 C.V.A. TRADING S.R.L., gli Allegati C e CI a EDIPOWER S.P.A., gli Allegati D e DI a EDISON TRADING S.P.A., gli Allegati E ed EI a ENEL PRODUZIONE S.P.A., gli Allegati F e FI a E.ON GLOBAL COMMODITIES SE e gli Allegati G e GI a OTTANA ENERGIA 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, A1, B, B1, C, C1, D, D1, E, E1, F, F1, G, G1 di cui al presente provvedimento, a Terna, per le finalità di cui al comma 65.bis.5 della deliberazione 111/06;
5. di modificare e integrare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
 - al comma 63.11, le espressioni “entro trenta (30) giorni dal ricevimento della comunicazione di cui al comma 63.10” ed “entro il termine di trenta (30) giorni dal ricevimento della comunicazione di cui al comma 63.10” sono sostituite dall’espressione seguente:
“entro trenta (30) giorni dalla pubblicazione dell’elenco di cui al comma 63.1”;
 - al comma 64.3, le parole “comma 63.10” sono sostituite dalle seguenti parole:
“comma 63.4”;
 - al comma 64.14, lettera c), le parole “per il periodo dall’1 ottobre 2013” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per il periodo dall’1 ottobre 2013 al 31 dicembre 2014”;
 - ai commi 64.16 e 64.17.1, le parole “per gli anni dal 2011 al 2013” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2011 al 2014”;
 - al comma 64.16, lettera a.2), le parole “per gli anni 2012 e 2013” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2012 al 2014”;
 - al comma 64.18.1, dopo la lettera c), è aggiunta la lettera seguente: “
d) nell’anno 2014, 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 2012 e il mese di maggio dell’anno 2013.”;
 - al comma 64.18.2, dopo la lettera c), è aggiunta la lettera seguente: “
d) nell’anno 2014, 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 2012 e il mese di maggio dell’anno 2013.”;
 - dopo il comma 77.15, è aggiunto il comma seguente: “
77.16 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per l’anno 2014:
 - 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 c), per il gas naturale e per il gas naturale da giacimenti minori isolati, e 77.15;
 - b) il tasso di remunerazione del capitale di cui al comma 65.15 è pari al tasso, di cui al comma 77.12, lettera c), applicato ai fini della determinazione dei corrispettivi per l’anno 2013;
 - c) 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 2012 e dei primi cinque mesi dell'anno 2013; Terna comunica la citata media aritmetica all'Autorità entro il 5 novembre 2013;

- d) 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 77.15;
- e) 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 77.15;
- f) 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 77.15;
- g) 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;
- h) i valori percentuali di cui al comma 64.18, lettere a) e b), sono pari al 2%.

77.17 Nell'anno 2013:

- a) i termini di cui ai commi 63.5 e 64.30 sono prorogati al 25 ottobre;
 - b) il termine per la presentazione dell'istanza di cui al comma 65.3.7 è prorogato al 25 ottobre;
 - c) 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 5 novembre.”;
6. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it, ad eccezione degli *Allegati A, AI, B, BI, C, CI, D, DI, E, EI, F, FI, G, GI*, e la nuova versione della deliberazione 111/06, risultante dalle modifiche apportate dal presente provvedimento.

10 ottobre 2013

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni