

**DELIBERAZIONE 27 OTTOBRE 2016
610/2016/R/EEL**

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

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 27 ottobre 2016

VISTI:

- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge 10/91);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- 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 il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09;
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 89/09);
- 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 26 settembre 2013, 413/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 413/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 635/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 635/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 14 ottobre 2015, 486/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 22 ottobre 2015, 496/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 20 novembre 2015, 557/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2015, 663/2015/R/eel;

- la deliberazione dell’Autorità 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 342/2016/E/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 459/2016/E/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 22 settembre 2016, 519/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 519/2016/R/eel);
- la comunicazione di Terna S.p.a. (di seguito: Terna), datata 2 settembre 2016, prot. Autorità n. 24238 del 2 settembre 2016 (di seguito: comunicazione 2 settembre 2016);
- la comunicazione di Terna, datata 7 settembre 2016, prot. Autorità n. 24697 dell’8 settembre 2016 (di seguito: comunicazione 7 settembre 2016);
- la comunicazione di Terna, datata 8 settembre 2016, prot. Autorità n. 24710 dell’8 settembre 2016 (di seguito: comunicazione 8 settembre 2016);
- la lettera della Direzione Mercati dell’Autorità, datata 3 ottobre 2016, prot. Autorità n. 27619 del 3 ottobre 2016;
- la comunicazione di Terna, datata 20 ottobre 2016, prot. Autorità n. 30090 del 21 ottobre 2016 (di seguito: comunicazione 20 ottobre 2016).

CONSIDERATO CHE:

- gli articoli 63, 64 e 65, della deliberazione 111/06 (laddove non diversamente specificato, gli articoli e i commi citati nel prosieguo sono da considerare relativi alla 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 (di seguito: regimi tipici); l’articolo 65.bis definisce, invece, la disciplina alternativa 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 detta disciplina alternativa;
- ai sensi del comma 65.bis.3, ai fini dell’applicazione della disciplina alternativa, 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 al comma 65.bis.2;
 - il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2, incluse le eventuali indicizzazioni;
 - il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2;
- ai sensi del comma 64.4, 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 il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD), 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 MSD, qualora opti per la disciplina alternativa, 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 la disciplina alternativa, 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;
- con le comunicazioni 7 e 8 settembre 2016, Terna ha fornito all'Autorità gli elementi necessari per le determinazioni di cui al comma 65.bis.3; 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 al comma 65.bis.2, 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 7 e 8 settembre 2016, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui al comma 65.bis.3 sono:
 - a. C.V.A. TRADING S.R.L.;
 - b. ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
 - c. ENI S.P.A.;
 - d. ERG POWER GENERATION S.P.A.;
 - e. ISAB S.R.L.;
- dagli elementi che, con le comunicazioni 7 e 8 settembre 2016, Terna ha fornito all'Autorità per l'individuazione degli impianti (o dei raggruppamenti di impianti) essenziali ex deliberazione 111/06, è emerso che una parte delle unità abilitate oggetto dei procedimenti 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel risulta essenziale per la sicurezza del sistema elettrico per l'anno 2017 (di seguito: capacità essenziale oggetto di procedimento);
- con le comunicazioni 7 e 8 settembre 2016, come integrate dalla comunicazione 20 ottobre 2016, Terna ha altresì segnalato che gli impianti Porcari e Rosen 132kV, indicati dalla stessa Terna tra gli impianti singolarmente essenziali per l'anno 2017, non sono allo stato abilitati;
- il comma 65.bis.3 prevede che la comunicazione di cui al medesimo comma sia inviata esclusivamente con riferimento a potenza abilitata; conseguentemente, la disciplina alternativa non è applicabile agli impianti Porcari e Rosen 132kV;
- l'impianto Rosen è oggetto di convenzione CIP 6/92, in scadenza nell'anno 2017 (di seguito: convenzione CIP 6/92);
- l'impianto Centrale elettrica di Capri, indicato da Terna tra gli impianti singolarmente essenziali per l'anno 2017 con le comunicazioni 7 e 8 settembre

2016, è attualmente classificato tra gli impianti essenziali per la sicurezza di reti con obbligo di connessione di terzi non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale, di cui alla deliberazione ARG/elt 89/09, ed è soggetto al sistema di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori, di cui all'articolo 7 della legge 10/91;

- Terna stima che l'intervento che collegherà la rete di trasmissione nazionale all'isola di Capri entrerà in operatività nel corso dell'anno 2017;
- il comma 63.4 prevede che, entro due giorni dalla comunicazione di cui al comma 65.bis.3, Terna notifichi a ciascun utente del dispacciamento i raggruppamenti minimi essenziali di impianti di produzione e gli impianti di produzione singolarmente essenziali nella disponibilità del medesimo utente.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- su istanza degli utenti del dispacciamento titolari, i seguenti impianti sono stati ammessi dall'Autorità al regime di reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale che include anche l'anno 2017:
 - Trapani Turbogas di EP PRODUZIONE S.P.A., con la deliberazione ARG/elt 247/10;
 - Porto Empedocle di ENEL PRODUZIONE S.P.A., con la deliberazione ARG/elt 208/11;
 - Montemartini di ACEA ENERGIA HOLDING S.P.A., con la deliberazione 635/2013/R/eel;
 - Ottana Biopower di OTTANA ENERGIA S.P.A., con la deliberazione 519/2016/R/eel;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, il valore del tasso di remunerazione del capitale è pari alla somma tra il costo medio ponderato del capitale relativo all'attività di generazione elettrica (di seguito: tasso base) 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 (di seguito: maggiorazione).

RITENUTO OPPORTUNO:

- definire con il presente provvedimento i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime alternativo, di cui all'articolo 65.bis, agli impianti (o raggruppamenti di impianti) essenziali diversi dalla capacità essenziale oggetto di procedimento;
- 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 al comma 65.bis.2, alla luce delle informazioni di cui alle comunicazioni di Terna 7 e 8 settembre 2016, adottando – anche alla luce dei fenomeni evidenziati nell’ambito dei procedimenti *ex* deliberazioni 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel - ipotesi maggiormente cautelative rispetto agli anni passati in merito alla programmazione attesa in esito ai mercati dell’energia degli impianti di produzione nella disponibilità dell’utente del dispacciamento;
- determinare il prezzo massimo a salire, di cui alla lettera a), del comma 65.bis.2, in funzione del costo variabile standard di un impianto turbogas a ciclo aperto (di seguito: impianto turbogas) determinato secondo i medesimi criteri utilizzati per l’anno 2016:
 - confermando la metodologia di valorizzazione del gas naturale introdotta con la deliberazione 413/2013/R/eel;
 - mantenendo anche per l’anno 2017 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, 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 mercato del giorno prima, al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;
 - tenere conto, nella determinazione del corrispettivo *ex* lettera b) del comma 65.bis.2, 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 *ex* lettera b) del comma 65.bis.2 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 6/92 risolte anticipatamente ai sensi dell’articolo 1, comma 2, del decreto 2 agosto 2010, escludere la cumulabilità del corrispettivo per la disponibilità di capacità, di cui all’articolo 1, comma 3, del medesimo decreto, con il corrispettivo di cui al comma 65.bis.2, lettera b), in quanto,

avendo i due analoga finalità, ciò determinerebbe una forma di doppia remunerazione delle quantità di potenza impegnata;

- 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;
- definire la regolazione asimmetrica della capacità essenziale oggetto di procedimento con un provvedimento distinto.

RITENUTO, ALTRESÌ, OPPORTUNO:

- che, con riferimento agli impianti Porcari e Rosen 132kV, al fine di proseguire il processo per l'individuazione del regime tipico di essenzialità eventualmente da applicare per l'anno 2017 ai menzionati impianti e per la definizione dei parametri tecnico-economici da utilizzare in sede di implementazione del regime medesimo, Terna effettui la notifica *ex* comma 63.4 ai seguenti soggetti:
 - AXPO ITALIA S.P.A., per l'impianto Porcari;
 - ROSEN - ROSIGNANO ENERGIA S.P.A., per l'impianto Rosen 132kV;
- che, ai fini dell'applicazione della disciplina in tema di essenzialità all'impianto Rosen 132kV, il referente di Terna sia il proprietario dell'impianto medesimo sino a quando sarà indicato l'utente del dispacciamento per il periodo successivo alla scadenza della vigente convenzione CIP 6/92 di cui è oggetto;
- che Terna iscriva l'impianto Rosen 132kV nell'elenco degli impianti essenziali *ex* comma 63.1 a decorrere dalla scadenza della vigente convenzione CIP 6/92 di cui è oggetto;
- che il regime tipico cui sarà eventualmente assoggettato l'impianto Rosen 132kV sia applicato limitatamente al periodo compreso tra la scadenza della convenzione CIP 6/92 e il giorno 31 dicembre 2017;
- che la società Gestore dei Servizi Energetici S.p.a. (di seguito: GSE) comunichi, all'Autorità e a Terna, la scadenza della convenzione CIP 6/92;
- che il processo per l'individuazione del regime tipico cui eventualmente assoggettare l'impianto Rosen 132kV nell'anno 2017, con le limitazioni descritte ai precedenti alinea, segua il medesimo cronoprogramma previsto per gli altri impianti singolarmente essenziali, anche nel caso in cui detto impianto non sia incluso nell'elenco degli impianti essenziali *ex* comma 63.1 nel corso del menzionato processo;

- per quanto attiene alla Centrale elettrica di Capri:
 - definire con successivo provvedimento le norme di raccordo tra il sistema di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori, cui è attualmente soggetto il citato impianto, e la disciplina sull'essenzialità *ex* deliberazione 111/06;
 - prevedere che Terna effettui la notifica *ex* comma 63.4 alla società S.I.P.P.I.C. S.P.A.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- per definire il quadro regolatorio generale per l'anno 2017 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali, estendere al citato anno alcune disposizioni la cui validità è attualmente limitata all'anno 2016, quali, a titolo esemplificativo, quelle riguardanti i prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili;
- approvare le percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti che Terna ha proposto con la comunicazione 2 settembre 2016;
- prevedere che le proposte di Terna *ex* commi 64.31 e 65.3.8, in tema di categoria tecnologia-combustibile di assegnazione, standard per la determinazione del costo variabile riconosciuto, categoria di appartenenza delle unità idroelettriche e parametri tipici per rendere implementabili i programmi sotto il profilo tecnico, siano approvate espressamente dall'Autorità;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, applicare, per l'anno 2017, un tasso di remunerazione del capitale pari alla differenza tra il tasso valido per l'anno 2016 e 110 punti base, al fine di tenere conto della contrazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e di ridurre il valore della maggiorazione in proporzione alla diminuzione del tasso base;
- integrare la disciplina sui criteri di determinazione della quota parte dei costi fissi rilevante per la reintegrazione dei costi e sulle condizioni per richiedere l'acconto semestrale del corrispettivo di reintegrazione, per tenere conto del fatto che alcuni impianti possono essere ammessi al regime di reintegrazione per un periodo diverso dall'anno solare o da multipli interi dell'anno medesimo;
- 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 2017, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni, di cui al comma 65.*bis*.3, sulla base di

- quanto esplicitato in premessa e come quantificato negli Allegati A ed A1, B e B1, C e C1, D e D1, E ed E1 al presente provvedimento, riferiti rispettivamente alle società C.V.A. TRADING S.R.L., ENEL PRODUZIONE S.P.A., ENI S.P.A., ERG POWER GENERATION S.P.A. e ISAB S.R.L.;
2. di trasmettere gli Allegati A ed A1 al presente provvedimento a C.V.A. TRADING S.R.L., gli Allegati B e B1 a ENEL PRODUZIONE S.P.A., gli Allegati C e C1 a ENI S.P.A., gli Allegati D e D1 a ERG POWER GENERATION S.P.A. e gli Allegati E ed E1 a ISAB S.R.L.;
 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, 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 del presente provvedimento a Terna, per le finalità di cui al comma 65.bis.5;
 5. di stabilire, nei termini espliciti in premessa, che Terna effettui la notifica *ex* comma 63.4 ai seguenti soggetti:
 - a) AXPO ITALIA S.P.A., per l'impianto Porcari;
 - b) ROSEN - ROSIGNANO ENERGIA S.P.A., per l'impianto Rosen 132kV;
 - c) S.I.P.P.I.C. S.P.A., per l'impianto Centrale elettrica di Capri;
 6. di prevedere che, ai fini dell'applicazione della disciplina in tema di essenzialità all'impianto Rosen 132kV, il referente di Terna sia il proprietario dell'impianto medesimo sino a quando sarà indicato l'utente del dispacciamento per il periodo successivo alla scadenza della vigente convenzione CIP 6/92 di cui è oggetto;
 7. di prevedere che Terna iscriva l'impianto Rosen 132kV nell'elenco degli impianti essenziali *ex* comma 63.1 a decorrere dalla scadenza della vigente convenzione CIP 6/92 di cui è oggetto;
 8. di applicare il regime tipico cui sarà eventualmente assoggettato l'impianto Rosen 132kV limitatamente al periodo compreso tra la scadenza della convenzione CIP 6/92 e il giorno 31 dicembre 2017;
 9. di stabilire che il GSE comunichi all'Autorità e a Terna la scadenza della convenzione CIP 6/92 entro trenta giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento;
 10. di prevedere che il processo per l'individuazione del regime tipico cui eventualmente assoggettare l'impianto Rosen 132kV nel periodo indicato al punto 8 e per la definizione dei parametri tecnico-economici da utilizzare in sede di implementazione del regime medesimo segua lo stesso cronoprogramma previsto dagli articoli 63, 64, 65 e 77 per gli altri impianti singolarmente essenziali per l'anno 2017, anche nel caso in cui l'impianto Rosen 132kV non risulti incluso nell'elenco degli impianti essenziali *ex* comma 63.1 nel corso del menzionato processo, e che, conseguentemente:

- a) la relazione di Terna di cui al comma 63.9 includa le informazioni e i dati relativi all'impianto Rosen 132kV;
 - b) con riferimento all'impianto citato alla lettera a), ai fini della presentazione all'Autorità dell'eventuale istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi e per la notificazione dell'istanza medesima a Terna, si applichi il termine di cui al comma 63.11 valido per gli altri impianti essenziali per l'anno 2017;
 - c) ai fini dell'applicazione delle disposizioni dei commi 64.13, 64.20 e 64.31, si consideri la prima pubblicazione dell'elenco *ex* comma 63.1 per l'anno 2017, anche se non include l'impianto citato alla lettera a);
 - d) le proposte di cui al comma 64.31 riguardino anche l'impianto citato alla lettera a);
11. di trasmettere la presente deliberazione, ad eccezione dei relativi Allegati, ad AXPO ITALIA S.P.A., ROSEN - ROSIGNANO ENERGIA S.P.A. e S.I.P.P.I.C. S.P.A.;
12. di modificare e integrare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
- al comma 64.14, lettera c), le parole "31 dicembre 2016" sono sostituite dalle parole seguenti:
"31 dicembre 2017";
 - ai commi 64.16 e 64.17.1, le parole "per gli anni dal 2011 al 2016" sono sostituite dalle parole seguenti:
"per gli anni dal 2011 al 2017";
 - al comma 64.16, lettera a.2), le parole "per gli anni dal 2012 al 2016" sono sostituite dalle parole seguenti:
"per gli anni dal 2012 al 2017";
 - ai commi 64.18.1 e 64.18.2, le parole "negli 2015 e 2016" sono sostituite dalle parole seguenti:
"negli anni dal 2015 al 2017";
 - al comma 64.31, le parole "Le proposte di cui alle lettere precedenti si intendono approvate se l'Autorità non si esprime entro venticinque (25) giorni dalla ricezione delle stesse. Dopo l'approvazione," sono cancellate;
 - al comma 65.3.8, le parole "La citata proposta si intende approvata se l'Autorità non si esprime entro venticinque (25) giorni dalla ricezione della stessa." sono cancellate;
 - dopo il comma 65.20, sono aggiunti i commi seguenti: "
65.20.1 Nel caso in cui un impianto sia soggetto al regime di reintegrazione dei costi per una parte di un determinato anno solare:
 - a) i commi da 65.13 a 65.15 sono applicati tenendo conto che, l'importo considerato per la determinazione dei costi fissi riconosciuti è pari, per ciascuna immobilizzazione, a una quota del valore di cui al comma 65.15, definita in funzione del minore tra il numero di giorni in cui, nell'anno considerato, l'unità è soggetta al regime di reintegrazione e la durata dell'ammortamento del cespite nell'ambito del numero di giorni predetto;
 - b) il comma 65.19 è applicato tenendo conto che l'importo considerato per la determinazione dei costi fissi riconosciuti è pari a una quota

del valore di cui al comma 65.19, definita in funzione del numero di giorni in cui, nell'anno considerato, l'unità è soggetta al regime di reintegrazione;

- c) il comma 65.22 è applicato effettuando il confronto tra il valore medio storico di indisponibilità relativo ai tre anni precedenti rispetto a quello considerato e il valore minore tra la percentuale di indisponibilità nell'anno medesimo e la percentuale di indisponibilità nella parte dell'anno in cui l'unità è soggetta al regime di reintegrazione.

65.20.2 Se, nel caso di un impianto soggetto al regime di reintegrazione dei costi per una parte di un determinato anno solare, il relativo utente del dispacciamento intende applicare criteri diversi rispetto a quelli di cui al comma 65.20.1, lettere a) e b), ai fini della determinazione della quota parte dei costi fissi da attribuire all'impianto per i giorni in cui è soggetto al regime di reintegrazione dei costi, il citato utente:

- a) li illustra all'interno della nota di commento di cui al comma 65.24, lettera c), descrivendo i motivi che potrebbero giustificare l'applicazione;
- b) presenta sia i risultati derivanti dall'applicazione dei criteri di cui al comma 65.20.1, lettere a) e b), sia quelli conseguenti all'adozione dei criteri alternativi proposti.”;

- al comma 65.30, le parole “l'utente del dispacciamento può chiedere un acconto del corrispettivo di cui al comma 63.13” sono sostituite dalle parole seguenti: “l'utente del dispacciamento può chiedere un acconto del corrispettivo di cui al comma 63.13 se il citato impianto è ammesso alla reintegrazione per l'intero anno considerato o, senza soluzione di continuità, per un periodo compreso tra un giorno successivo all'1 gennaio e il giorno 31 dicembre dello stesso anno”;
- dopo il comma 77.28, sono aggiunti i commi seguenti: “

77.29 Fatte salve le facoltà di cui al comma 64.30 e a condizione che l'impianto considerato sia incluso nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2017, sono confermati, per il menzionato anno, i criteri di determinazione dei valori, di cui al comma 64.12, lettere b.1), b.2) e b.3), che l'Autorità ha confermato per l'anno 2016 ai sensi del comma 77.24 o approvato per l'anno 2016 a seguito di specifica istanza avanzata dall'utente del dispacciamento interessato ai sensi del comma 64.30, lettera b). Dalla conferma per l'anno 2017, sono esclusi i criteri specifici approvati dall'Autorità, per l'anno 2012, con riferimento all'impianto Fiumesanto e alla componente a copertura degli oneri di logistica nazionale relativi a un combustibile dell'impianto Augusta e, per gli anni 2014 e 2015, rispetto alla componente a copertura degli oneri di logistica nazionale relativi a un combustibile degli impianti Porto Empedocle e Portoferraio.

77.30 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per l'anno 2017:

- 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 77.24;
- b) il tasso di remunerazione del capitale di cui al comma 65.15 è pari al tasso vigente per l'anno 2016, di cui al comma 77.25, lettera b), ridotto di 110 punti base;
 - 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 2015 e dei primi cinque mesi dell'anno 2016; Terna comunica la citata media aritmetica all'Autorità entro il giorno 16 novembre 2016;
 - 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 77.29;
 - 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 77.29;
 - 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 77.29;
 - 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:
 - g.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);
 - g.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 rispettivamente pari al 3% e al 2%;
 - i) 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.

77.31 Nell'anno 2016:

- a) i termini di cui ai commi 63.5 e 64.30 sono prorogati al giorno 7 novembre;
 - b) i termini di cui al comma 63.1 e per lo svolgimento da parte di Terna delle attività di cui al comma 64.31 sono prorogati al giorno 11 novembre;
 - c) il termine di cui al comma 63.11 per la presentazione all'Autorità dell'eventuale istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi e per la notificazione dell'istanza medesima a Terna è fissato al giorno 2 dicembre.”;
13. di pubblicare la presente deliberazione, ad eccezione degli Allegati A, A1, B, B1, C, C1, D, D1, E, E1 in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili, e la deliberazione 111/06, come risultante dalle modifiche, sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

27 ottobre 2016

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni