

DELIBERAZIONE 23 OTTOBRE 2014
521/2014/R/EEL

DISPOSIZIONI SUGLI IMPIANTI ESSENZIALI IN SICILIA

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

Nella riunione del 23 ottobre 2014

VISTI:

- 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-legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 (di seguito anche: decreto-legge 91/14);
- 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, 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);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 ottobre 2009, GOP 46/09 (di seguito: deliberazione GOP 46/09);
- 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 10 ottobre 2013, 444/2013/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 21 novembre 2013, 530/2013/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 635/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 635/2012/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 447/2014/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 16 ottobre 2014, 500/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 500/2014/R/eel);
- la comunicazione di Terna, datata 8 settembre 2014, prot. Autorità n. 24694, del 11 settembre 2014 (di seguito: comunicazione 8 settembre 2014);
- la lettera della Direzione Mercati dell’Autorità, datata 29 settembre 2014, prot. Autorità n. 26486 del 29 settembre 2014 (di seguito: lettera DMEG);
- la comunicazione di Terna, datata 2 ottobre 2014, prot. Autorità n. 26953, del 3 ottobre 2014 (di seguito: comunicazione 2 ottobre 2014).

CONSIDERATO CHE:

- per quanto attiene alla macrozona Sicilia, l’articolo 23, comma *3bis*, del decreto-legge 91/14 prevede che, sino all’entrata in operatività dell’elettrodotto 380 kV “Sorgente-Rizziconi” tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare:
 - le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW (di seguito: unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14) siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e debbano essere offerte sul mercato del giorno prima (di seguito: MGP);
 - l’Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge 91/14, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento per singola unità produttiva dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa e di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico;
- con la deliberazione 447/2014/R/eel, l’Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per l’attuazione delle disposizioni del decreto-legge 91/14, prevedendo che, nel corso del procedimento, possa farsi ricorso alle condizioni di urgenza di cui agli articoli 4 e 5 della deliberazione GOP 46/09, disciplinante la partecipazione ai procedimenti di regolazione dell’Autorità;
- facendo seguito alla lettera DMEG, Terna, con la comunicazione 2 ottobre 2014, ha evidenziato che:
 - gli interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, di cui all’articolo 23, comma *3bis*, del decreto-legge 91/14, sono l’insieme delle opere riconducibili all’intervento “Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi”; le principali opere di detto intervento sono elencate nell’Allegato A al presente provvedimento;

- l'entrata in operatività dell'intervento "Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi" è attualmente prevista entro il giorno 30 giugno 2015;
- la capacità di produzione essenziale *ex* decreto-legge 91/14 può essere classificata in:
 - capacità di produzione considerata essenziale da Terna per soddisfare il fabbisogno dei servizi di dispacciamento nell'anno 2015, parte della quale ammessa al regime di reintegrazione dei costi prima dell'entrata in vigore del menzionato decreto (di seguito: raggruppamenti di impianti *ex* deliberazione 111/06);
 - capacità di produzione essenziale *ex* decreto-legge 91/14 diversa da quella descritta al precedente alinea.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- per quanto attiene, in particolare, ai raggruppamenti di impianti *ex* deliberazione 111/06, il comma 63.4 della deliberazione 111/06 prevede che, ogni 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 le comunicazioni 8 settembre e 2 ottobre 2014, 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;
- alla luce degli elementi resi disponibili all'Autorità da Terna con le comunicazioni 8 settembre e 2 ottobre 2014, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06 con riferimento alla macrozona Sicilia sono:
 - a. EDIPOWER S.P.A.;
 - b. EDISON TRADING S.P.A.;
 - c. ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
- per quanto riguarda le macrozone Continente e Sardegna, i parametri tecnico-economici per l'applicazione dei regimi alternativi sono stati già stabiliti con la deliberazione 500/2014/R/eel.

CONSIDERATO, INFINE, 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 – ossia il valore unitario stimato dell’energia elettrica non fornita ai carichi distaccati, che rappresenta 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 MGP a fronte del programma oggetto di riduzione;

- 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;
- nella macrozona Sicilia, 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 2015:
 - 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. con la deliberazione 635/2013/R/eel e sino al 30 giugno 2015.

RITENUTO OPPORTUNO:

- disciplinare, con il presente provvedimento, i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alle disposizioni di cui all'articolo 23, comma 3bis, del decreto-legge 91/14;
- non sottoporre a consultazione la regolazione del regime *ex* articolo 23, comma 3bis, del decreto-legge 91/14 (di seguito: regime 91/14), in quanto il processo consultivo è incompatibile sia con il rispetto del termine previsto dal decreto-legge 91/14 per l'adozione da parte dell'Autorità della disciplina riguardante le unità essenziali ai sensi del decreto medesimo, sia con il grado di urgenza con il quale occorre avviare le attività necessarie a consentire l'applicazione dei criteri di offerta e remunerazione esplicitati nella menzionata disciplina a decorrere dalla data dell'1 gennaio 2015;
- prevedere, tuttavia, che i soggetti interessati possano far pervenire all'Autorità le loro osservazioni e proposte entro e non oltre un termine fissato nel presente provvedimento, in modo che l'Autorità possa tenerne conto per eventuali adeguamenti e integrazioni dell'Allegato A al presente provvedimento;
- prevedere che il regime 91/14 sia applicato a decorrere dal giorno 1 gennaio 2015, per integrare, per quanto possibile, i relativi processi con quelli dei regimi di essenzialità previsti dalla deliberazione 111/06 e al fine di permettere al sistema elettrico di conseguire tempestivamente i benefici sottesi alla misura introdotta dal decreto-legge 91/14;

- ai fini della definizione del regime 91/14, adottare, in linea di principio, l'impostazione della disciplina della reintegrazione dei costi, di cui all'articolo 65 della deliberazione 111/06, in quanto consente un riconoscimento puntuale dei costi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale – come stabilito dal decreto-legge 91/14 e a differenza dei regimi *ex* articoli 64 (regime ordinario) e 65*bis* (regimi alternativi) della citata deliberazione; e, dunque, nel delineare il regime 91/14, confermare del regime di reintegrazione *ex* articolo 65, tra l'altro:
 - le regole per la formulazione delle offerte sul mercato infragiornaliero e sul mercato dei servizi di dispacciamento e per la valorizzazione delle stesse nell'ambito del calcolo del corrispettivo di reintegrazione;
 - i criteri e modalità di determinazione e verifica del costo variabile riconosciuto già utilizzati per le unità ammesse a reintegrazione dei costi, in modo da incentivare gli utenti del dispacciamento interessati ad assumere condotte efficienti;
 - le modalità di determinazione della componente a copertura dell'ammortamento e della remunerazione del capitale residuo investito, inteso come valore complessivo delle immobilizzazioni tecniche che non sono state ancora interamente ammortizzate; dette modalità limitano le distorsioni che, con riferimento alle voci di costo sopra richiamate, l'ammissione transitoria a un regime regolato, come il regime 91/14, può causare sull'evoluzione della remunerazione delle unità in questione rispetto agli anni che precedono e seguono il periodo regolato;
- equiparare le unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14 a quelle ammesse al regime di reintegrazione anche con riferimento alla facoltà riconosciuta a Terna di imporre vincoli di offerta nelle ore in cui e per le quantità per cui, nel periodo di applicazione del regime 91/14, detta società ritenga la specifica unità singolarmente indispensabile per la sicurezza del sistema elettrico;
- differenziare il regime 91/14 dal regime di reintegrazione dei costi *ex* articolo 65 in relazione agli aspetti che, alla luce delle disposizioni del decreto-legge 91/14, necessitano di adattamenti;
- definire, a tal fine, il perimetro delle opere finalizzate al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, di cui all'articolo 23, comma 3bis, del decreto-legge 91/14 (di seguito: intervento Sorgente-Rizziconi), tenendo conto delle informazioni fornite da Terna con la comunicazione 2 ottobre 2014, in modo da fornire elementi utili a stimare il termine del periodo di applicazione del regime 91/14;
- prevedere che Terna inserisca le unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14 in una sezione dedicata dell'elenco degli impianti essenziali e notificati, all'Autorità e agli utenti del dispacciamento titolari delle stesse, l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi;
- che l'utente del dispacciamento titolare di un'unità essenziale *ex* decreto-legge 91/14 di tipo termoelettrico adempia all'obbligo di offerta sul MGP della

stessa, previsto dal decreto-legge 91/14, formulando offerte di vendita a prezzi non superiori al costo variabile riconosciuto dell'unità considerata, in considerazione del fatto che:

- detto costo rappresenta il prezzo al quale l'utente del dispacciamento offrirebbe la propria unità in assenza di vincoli regolatori e in condizioni di mercato concorrenziale;
- gli utenti del dispacciamento possono avere l'esigenza di formulare selettivamente offerte a un prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto, per riuscire a realizzare un programma di immissione, rispettare i vincoli di esercizio e limitare la necessità di ricorrere allo sbilanciamento;
- definire, però, delle regole di valorizzazione delle offerte di vendita, ai fini del calcolo del corrispettivo di reintegrazione, che disincentivino l'utente a presentare offerte a un prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto nelle ore non profittevoli, vale a dire nelle ore in cui il costo variabile riconosciuto è superiore al prezzo del MGP nella zona in cui è localizzata l'unità;
- che l'utente del dispacciamento titolare di un'unità essenziale *ex* decreto-legge 91/14 di tipo rinnovabile programmabile adempia all'obbligo di offerta sul MGP della stessa, formulando offerte di vendita a un prezzo rappresentativo del valore dell'energia elettrica nelle ore di picco e, nel caso di unità di pompaggio, offerte di acquisto a un prezzo che sia indicativo del valore dell'energia elettrica nelle ore di fuori picco, così da delineare un approccio analogo alla strategia di offerta che sarebbe implementata dall'utente del dispacciamento in assenza di vincoli regolatori;
- stabilire i criteri di determinazione della quota dei costi fissi rilevante per la reintegrazione dei costi delle unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14, per tenere conto del fatto che, in base alle stime attuali sulla data di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, è ragionevole attendersi che il regime 91/14 sia applicato per un periodo diverso dall'anno solare;
- definire le norme di raccordo tra il regime 91/14 e i regimi di cui alla deliberazione 111/06, con riferimento ai raggruppamenti di impianti *ex* deliberazione 111/06 soggetti, nel corso dell'anno 2015, sia al menzionato decreto-legge, sia alle norme sull'essenzialità di cui al Titolo 2 della citata deliberazione;
- prevedere che ciascun raggruppamento di impianti *ex* deliberazione 111/06, se ammesso a uno dei regimi regolati dal Titolo 2 della deliberazione medesima, è soggetto alla disciplina dei menzionati regimi esclusivamente nelle ore in cui, per qualsiasi ragione, non si applica il regime 91/14;
- che, con riferimento a ciascun raggruppamento di impianti *ex* deliberazione 111/06 per l'anno 2015, proseguano le attività finalizzate a:
 - individuare a quale regime di essenzialità di cui alla predetta deliberazione sia soggetto, nelle ore in cui, per qualsiasi ragione, non si applica il regime 91/14;

- definire l'insieme dei parametri necessari a implementare il regime di essenzialità *ex* deliberazione 111/06 cui è eventualmente soggetto;
- in sede di determinazione dei parametri richiamati al precedente alinea, assumere che il regime 91/14 non sia applicato in alcuna ora dell'anno 2015, in modo da:
 - consentire al sistema elettrico di implementare tempestivamente la disciplina di essenzialità *ex* deliberazione 111/06, qualunque sia il set di ore dell'anno 2015 soggette al regime 91/14;
 - permettere agli utenti del dispacciamento titolari di raggruppamenti di impianti *ex* deliberazione 111/06 di conoscere preventivamente le condizioni loro applicate.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- per le ragioni evidenziate nei precedenti alinea, definire con il presente provvedimento i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione dei regimi contrattuali, di cui all'articolo 65*bis* della deliberazione 111/06, in relazione alla macrozona Sicilia;
- 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 nella macrozona Sicilia e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65*bis*.1 e 65*bis*.2 della deliberazione 111/06, alla luce delle informazioni di cui alle comunicazioni di Terna 8 settembre e 2 ottobre 2014, ivi inclusa la programmazione attesa in esito ai mercati dell'energia, sulla base di ragionevoli ipotesi, 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 della deliberazione 111/06, in funzione del costo variabile standard di un impianto turbogas determinato secondo i medesimi criteri utilizzati per l'anno 2014:
 - confermando la metodologia di valorizzazione del gas naturale introdotta con la deliberazione 413/2013/R/eel;
 - mantenendo anche per l'anno 2015 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'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 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 2015 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 2015;
- 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;

- limitatamente all'anno in corso, prorogare alcuni termini fissati dalla vigente disciplina degli impianti essenziali *ex* deliberazione 111/06, 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 approvare i “Criteri per la presentazione delle offerte e la remunerazione delle unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14”, nel testo allegato al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di prevedere, per le ragioni esplicitate in premessa, che i soggetti interessati possano far pervenire all’Autorità, per iscritto e preferibilmente in formato elettronico, le loro osservazioni e proposte in merito alle disposizioni dell’Allegato A entro e non oltre il giorno 6 novembre 2014, tramite uno solo dei seguenti mezzi:
 - a. e-mail, con allegato il file contenente le osservazioni, indirizzata a mercati@autorita.energia.it (preferibile);
 - b. fax, inviato al numero 02.65565.265;
 - c. posta, indicando come destinatario “Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, Direzione Mercati, Unità mercati elettrici all’ingrosso, Piazza Cavour 5 – 20121 Milano”;
3. che i soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata ai sensi del precedente punto 2 sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate;
4. di determinare i valori assunti, con riferimento all’anno solare 2015, 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 B e BI, C e CI, D e DI* al presente provvedimento, riferiti rispettivamente alle società EDIPOWER S.P.A., EDISON TRADING S.P.A. ed ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
5. di trasmettere *gli Allegati B e BI* al presente provvedimento a EDIPOWER S.P.A., *gli Allegati C e CI* a EDISON TRADING S.P.A. e *gli Allegati D e DI* a ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
6. di prevedere che ciascuna delle società, di cui al precedente punto 5, 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;
7. di trasmettere a Terna gli *Allegati B, BI, C, CI, D, DI* del presente provvedimento, per le finalità di cui al comma 65.bis.5 della deliberazione 111/06;

8. di modificare e integrare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
- dopo il comma 77.21, è aggiunto il comma seguente: “
77.22 Nell’anno 2014, con riferimento alla capacità di produzione nella macrozona Sicilia oggetto della notifica di cui al comma 63.4 per l’anno 2015:
 - a) i termini di cui ai commi 63.5 e 64.30 sono prorogati al 3 novembre;
 - b) il termine di cui al comma 63.1 è prorogato al 7 novembre;
 - c) il termine per lo svolgimento da parte di Terna delle attività di cui al comma 64.31 è prorogato al 10 novembre;
 - d) 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 all’1 dicembre.”;
9. di pubblicare la presente deliberazione, ad eccezione degli Allegati B, BI, C, CI, D, DI, in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili e la nuova versione della deliberazione 111/06, come risultante dalle modifiche apportate dal presente provvedimento, sul sito internet dell’Autorità www.autorita.energia.it

23 ottobre 2014

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni