

DELIBERAZIONE 29 DICEMBRE 2014
667/2014/R/EEL

DISPOSIZIONI IN TEMA DI IMPIANTI ESSENZIALI EX DECRETO-LEGGE 91/14, NELLA MACROZONA SICILIA, PER L'ANNO 2015

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

Nella riunione del 29 dicembre 2014

VISTI:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e successive modifiche e integrazioni, nonché i relativi 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 29 aprile 2009;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 447/2014/R/eel);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 521/2014/R/eel);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna), datata 7 novembre 2014, prot. Autorità 17 novembre 2014, n. 32796 (di seguito: comunicazione 7 novembre 2014);
- la comunicazione di ENEL S.P.A. (di seguito: ENEL), datata 11 novembre 2014, prot. Autorità 12 novembre 2014, n. 32208 (di seguito: prima comunicazione ENEL);
- la comunicazione di Terna, datata 17 novembre 2014, prot. Autorità 27 novembre 2014, n. 34565 (di seguito: comunicazione 17 novembre 2014);

- la comunicazione di Terna, datata 1 dicembre 2014, prot. Autorità 4 dicembre 2014, n. 35366 (di seguito: comunicazione 1 dicembre 2014);
- la comunicazione di ENI S.P.A. (di seguito anche: ENI), datata 4 dicembre 2014, prot. Autorità 4 dicembre 2014, n. 35381 (di seguito: prima comunicazione ENI);
- la comunicazione di ERG S.P.A. (di seguito anche: ERG), datata 10 dicembre 2014, prot. Autorità 11 dicembre 2014, n. 35984 (di seguito: comunicazione ERG);
- la comunicazione della Direzione Mercati dell’Autorità (di seguito: DMEG), datata 11 dicembre 2014, prot. Autorità 11 dicembre 2014, n. 36226 (di seguito: lettera DMEG);
- la comunicazione della DMEG, datata 15 dicembre 2014, prot. Autorità 15 dicembre 2014, n. 36607;
- la comunicazione della DMEG, datata 15 dicembre 2014, prot. Autorità 15 dicembre 2014, n. 36608 (di seguito: lettera DMEG/ENI);
- la comunicazione di ENI, datata 17 dicembre 2014, prot. Autorità 19 dicembre 2014, n. 37155 (di seguito: seconda comunicazione ENI);
- la comunicazione di ENEL, datata 22 dicembre 2014, prot. Autorità 23 dicembre 2014, n. 37463 (di seguito: seconda comunicazione ENEL);
- la comunicazione di Terna, datata 19 dicembre 2014, prot. Autorità 29 dicembre 2014, n. 37828 (di seguito: comunicazione 19 dicembre 2014);
- la comunicazione di Terna, datata 23 dicembre 2014, prot. Autorità 29 dicembre 2014, n. 37826 (di seguito: comunicazione 23 dicembre 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 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;

- nell'ambito del procedimento citato al precedente alinea, la deliberazione 521/2014/R/eel definisce 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 (di seguito: regime 91/14); detta deliberazione prevede altresì specifiche norme di raccordo tra il regime 91/14 e i regimi di cui alla deliberazione 111/06, in base alle quali ciascun raggruppamento di impianti *ex* deliberazione 111/06, se ammesso a uno dei regimi regolati dal Titolo 2 della deliberazione medesima (regimi tipici e regimi alternativi), è soggetto alla disciplina dei menzionati regimi esclusivamente nelle ore in cui, per qualsiasi ragione, non si applica il regime 91/14;
- ai fini della definizione del regime 91/14, la deliberazione 521/2014/R/eel applica l'impostazione della disciplina della reintegrazione dei costi, di cui all'articolo 65 della deliberazione 111/06, adottando gli adattamenti ritenuti necessari alla luce delle disposizioni del decreto-legge 91/14;
- la deliberazione 521/2014/R/eel definisce con la locuzione "periodo di riferimento" l'insieme delle ore in cui si applicano le disposizioni dell'articolo 23, comma *3bis*, del decreto-legge 91/14, nell'arco temporale che intercorre tra il giorno 1 gennaio 2015 incluso e il giorno di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi (di seguito: periodo di riferimento);
- le unità di produzione essenziali *ex* decreto-legge 91/14, che, secondo quanto disposto dalla deliberazione 521/2014/R/eel, sono state indicate da Terna in una sezione dedicata dell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2015, possono essere classificate in:
 - capacità di produzione considerata essenziale da Terna per soddisfare il fabbisogno dei servizi di dispacciamento nell'anno medesimo;
 - capacità di produzione essenziale *ex* decreto-legge 91/14 diversa da quella descritta al precedente alinea (di seguito: unità essenziali addizionali).

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- il combinato disposto dei commi 3.1, lettera j), della deliberazione 521/2014/R/eel, e 64.31 della deliberazione 111/06 (di seguito, se non diversamente specificato, i commi inizianti per 3 e 4 sono da considerare attinenti alla deliberazione 521/2014/R/eel e quelli inizianti per 63, 64, 65, 65.*bis* e 77, invece, relativi alla deliberazione 111/06) prevede, tra l'altro, che Terna, per ciascuna unità essenziale addizionale, presenti all'Autorità una proposta contenente i dati e le informazioni di cui al comma 64.29, vale a dire:
 - nel caso di unità termoelettrica, la categoria (o categorie) tecnologia-combustibile di assegnazione;
 - nel caso di unità termoelettrica, il rendimento di cui al comma 64.13, lo standard di emissione di cui al comma 64.20 e il valore della componente di cui alla lettera g) del comma 64.11 (componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori, smaltimento di rifiuti e residui della combustione ed ecotasse, di seguito: standard di smaltimento) se, oltre a essere possibile

- determinarli, sono congrui secondo quanto indicato al comma 64.22 o, in caso contrario, i valori dei corrispondenti standard relativi alla categoria tecnologia-combustibile di assegnazione;
- nel caso di unità termoelettrica, il valore della componente a copertura dei costi standard per la logistica internazionale e nazionale del combustibile e i valori delle componenti a copertura degli oneri di cui alle lettere e) (specifiche prestazioni richieste da Terna nel mercato del servizio di dispacciamento), f) (acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico per esigenze di produzione) ed h) (manutenzione correlata alla quantità di energia elettrica prodotta) del comma 64.11, nonché i valori delle percentuali standard per la valorizzazione della componente a copertura del corrispettivo di sbilanciamento di cui al comma 64.18;
 - nel caso di unità termoelettrica alimentata a gas naturale o a gas naturale da giacimenti minori isolati di tipo turbogas o a ciclo combinato a basso coefficiente di utilizzo, la stima del fattore di carico;
 - nel caso di unità idroelettrica, la categoria di appartenenza tra quelle indicate al comma 64.28;
- il comma 64.31 stabilisce, inoltre, che Terna presenti all’Autorità una proposta in merito alle segnalazioni e alle richieste avanzate dall’utente del dispacciamento ai sensi del comma 64.30; in base a quest’ultimo comma, l’utente medesimo:
 - con riferimento ai combustibili che alimentano le unità nella sua disponibilità e che, oltre a non essere gas naturale o gas naturale da giacimenti minori isolati, non fanno parte dell’elenco di cui al comma 64.16, deve proporre a Terna una metodologia standard di valorizzazione per il combustibile e per i relativi costi della logistica internazionale e nazionale; se una o più unità nella disponibilità dello stesso utente sono alimentate a carbone, può inoltre esercitare la scelta del prodotto/indice di riferimento tra quelli indicati alla lettera a) del comma 64.16;
 - con riferimento a una o più unità di produzione nella sua disponibilità, può richiedere a Terna che siano modificati i valori standard di una o più variabili che contribuiscono a determinare il costo variabile riconosciuto; nell’esercizio di questa facoltà, l’utente del dispacciamento è tenuto a fornire elementi sufficienti, oggettivi e verificabili a supporto della richiesta;
 - Terna ha pubblicato l’elenco delle unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14, che include, tra le altre, l’unità Milazzo di EDISON TRADING S.P.A. (di seguito anche: EDISON) e le unità essenziali addizionali, vale a dire le unità degli impianti Anapo, Augusta, Guadalami e Termini Imerese di ENEL PRODUZIONE S.P.A. (di seguito: ENEL PRODUZIONE), Raffineria di Gela di ENI, CTE Nuce Nord di ERG POWER GENERATION S.P.A., GTG101/GTG501 di GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.P.A., Isab Energy e Impsud di ISAB S.R.L. (di seguito, l’unità Milazzo e le unità essenziali addizionali sono denominate *unità rilevanti*);
 - le comunicazioni 7 e 17 novembre e 19 e 23 dicembre 2014 riportano, tra l’altro, le proposte previste dal comma 64.31 in relazione alle unità rilevanti;

- nella comunicazione 17 novembre 2014, si evidenzia che, nel periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014, un sottoinsieme di unità rilevanti ha generato vapore per finalità diverse dalla produzione di energia elettrica e alcune unità del menzionato sottoinsieme hanno anche prodotto energia elettrica diversa da quella immessa nella rete di trasmissione nazionale (al netto degli autoconsumi di produzione);
- dalle comunicazioni 7 novembre, 17 novembre, 1 dicembre e 19 dicembre 2014 e dalla comunicazione ERG, emerge che quattro degli utenti del dispacciamento titolari di unità rilevanti si sono avvalsi della facoltà di cui al comma 64.30, lett. b), richiedendo di modificare i valori standard di variabili che contribuiscono a determinare i costi variabili riconosciuti di unità essenziali per l'anno 2015 nella loro disponibilità;
- con la lettera DMEG, ai sensi del comma 63.14, la DMEG ha posticipato al 31 dicembre 2014 il termine dal quale si intendono approvate le proposte di Terna sui dati per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità essenziali e sui parametri tipici delle stesse (*ex* comma 64.31 e 65.3.8).

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- la deliberazione 521/2014/R/eel, oltre a definire il regime 91/14, ha fissato un termine per l'invio di osservazioni e proposte da parte dei soggetti interessati, al fine di poterne tenere conto per eventuali adeguamenti e integrazioni del regime medesimo; negli alinea seguenti sono sintetizzate le principali osservazioni e proposte;
- in generale, gli utenti ritengono che la vigente disciplina sull'obbligo di offerta sul MGP implichi un incremento del rischio che, in esito a detto mercato, si definiscano programmi non tecnicamente implementabili stanti i vincoli tecnici delle rispettive unità; per tenere conto di ciò, è stato proposto di applicare, alle quantità di offerte accettate sul mercato infragiornaliero (di seguito: MI) strettamente necessarie a permettere l'implementazione tecnica dei programmi in esito al MGP secondo i parametri tipici dell'unità considerata, il criterio di valorizzazione delle quantità strettamente necessarie a rendere realizzabili programmi di indispensabilità sui mercati dell'energia (comma 65.2), in luogo del criterio adottato per le offerte accettate sul MI non richieste da Terna (comma 65.3.2);
- in tema di unità rinnovabili programmabili, è stato proposto:
 - di introdurre un'apposita componente a copertura degli oneri di sbilanciamento, che sia definita in modo da tenere conto delle differenze che contraddistinguono lo sbilanciamento delle unità di pompaggio rispetto alle unità termoelettriche;
 - di limitare la capacità oggetto delle offerte sul MGP a una quota della capacità massima, per considerare *ex ante* i vincoli tecnici di immissione e di prelievo dell'unità considerata;
 - di integrare i criteri di determinazione dei prezzi di offerta delle unità rinnovabili programmabili, al fine di tenere conto sia del rendimento di ciascuna unità, sia

del fatto che, per le loro caratteristiche tecniche, il valore marginale di dette unità è almeno pari a quello di qualsiasi tipo di unità termoelettrica; in questo contesto, è stato altresì evidenziata l'opportunità che, nel caso di unità di pompaggio con ciclo non superiore alla settimana, l'arco temporale di riferimento per il calcolo dei prezzi di offerta sia di durata superiore a sette giorni, per mitigare gli effetti della volatilità della produzione di unità rinnovabili non programmabili, e che le ore di picco e di fuori picco siano individuate con un approccio *ex post*, in funzione dei prezzi zonali effettivamente emersi dal MGP;

- per alcuni utenti è necessario che Terna fornisca aggiornamenti *ex ante* sulla data e sulle modalità di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi con un anticipo maggiore (trenta/sessanta giorni) di quanto attualmente previsto dalla deliberazione 521/2014/R/eel; e che i citati aggiornamenti siano resi pubblici;
- alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione *ex* deliberazione 521/2014/R/eel hanno richiesto di specificare le ore che compongono il periodo di riferimento.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- con la prima comunicazione ENI, come integrata – a seguito della lettera DMEG/ENI – con la seconda comunicazione ENI, l'omonimo utente ha segnalato che:
 - l'unità Raffineria di Gela è inserita all'interno di un sito industriale, per il quale è stato avviato un processo di riconversione;
 - nell'ambito di detto processo, è previsto che le turbine di generazione elettrica siano spente entro la fine del mese di gennaio 2015, termine entro il quale si stima sia esaurita la parte restante del combustibile prodotto nel sito industriale;
 - l'Autorizzazione integrata ambientale per l'unità in questione presuppone l'utilizzo, almeno, del combustibile citato al precedente alinea;
 - nella fase attuale, la capacità dell'unità destinata effettivamente alla produzione di energia elettrica è già inferiore a 50 MW;
- per le ragioni evidenziate al precedente alinea, ENI ha richiesto che l'unità Raffineria di Gela sia espunta dall'elenco delle unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14.

RITENUTO OPPORTUNO:

- approvare, con efficacia limitata al periodo di riferimento e in relazione alle unità rilevanti, le proposte presentate da Terna, ai sensi del comma 64.31, lettera a), - di cui alle comunicazioni 7 novembre, 17 novembre, 1 dicembre, 19 dicembre e 23 dicembre 2014 - come modificate dalle istanze di cui alla lettera b) del comma medesimo e di cui alla comunicazione ERG, con le seguenti precisazioni:

- in generale, l'approvazione attiene esclusivamente alle variabili indicate al comma 64.29 e alle metodologie standard di valorizzazione dei combustibili e dei relativi costi di logistica;
- fatta salva l'unità Milazzo, per le unità rilevanti che, nel periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014 (di seguito: periodo di osservazione), hanno generato energia elettrica diversa da quella immessa nella rete di trasmissione nazionale (di seguito: energia elettrica extra) e/o vapore per finalità diverse dalla produzione di energia elettrica (di seguito: vapore extra), si approvano i valori degli standard - di rendimento, di cui al comma 64.13, di emissione, di cui al comma 64.20, di smaltimento, di cui al comma 64.11, lettera g) - che sono stati calcolati imputando al denominatore del rapporto rilevante la sommatoria dell'energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale, dell'energia elettrica extra e del vapore extra nel periodo di osservazione;
- nel caso dell'unità Milazzo, si approva la proposta di EDISON riportata nella comunicazione 1 dicembre 2014 e denominata "Alternativa 2", in relazione ai valori degli standard citati al precedente alinea;
- l'approvazione di cui ai due precedenti alinea rileva per la determinazione sia del costo variabile riconosciuto per la formulazione delle offerte, sia del costo variabile riconosciuto per la reintegrazione;
- nel caso delle unità CTE Nuce Nord e Isab Energy, si approvano gli standard di consumo specifico relativi a un sottoinsieme dei combustibili utilizzati nel periodo di osservazione, per tenere conto delle peculiarità delle unità medesime evidenziate dai relativi utenti; per l'unità Isab Energy, inoltre, si approva la metodologia semplificata di valorizzazione del gas di sintesi indicata nella comunicazione 19 dicembre 2014, di cui al paragrafo 4.1 dell'allegato relativo alla medesima unità;
- nel caso dell'unità CTE Nuce Nord, si approva la proposta di ERG, riportata nella comunicazione omonima, che si riferisce esclusivamente all'energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale con la componente a ciclo combinato;
- per le unità per cui il relativo utente ha presentato a Terna la medesima istanza in più versioni successive, si considera l'ultima versione inviata;
- dall'approvazione sono esclusi i dati e le informazioni attinenti all'unità Raffineria di Gela.

RITENUTO, ALTRESÌ, OPPORTUNO:

- modificare e integrare il regime 91/14, al fine di tenere conto delle osservazioni e delle proposte pervenute a seguito dell'entrata in vigore della deliberazione 521/2014/R/eel, nel corso di un'istruttoria che ha registrato la partecipazione della totalità degli utenti del dispacciamento titolari di unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14; detta istruttoria, per il grado di articolazione e di novità delle tematiche affrontate, ha richiesto lo svolgimento di approfondimenti sino al termine dell'anno

- corrente, in considerazione anche del fatto che diverse unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14 risultano integrate in processi industriali;
- in particolare, applicare, alle quantità delle offerte accettate sul MI strettamente necessarie a permettere l'implementazione tecnica - secondo i parametri tipici dell'unità considerata - dei programmi in esito al MGP, il criterio di valorizzazione delle quantità strettamente necessarie a rendere realizzabili programmi di indispensabilità sui mercati dell'energia (comma 65.2), in luogo del criterio adottato per le offerte accettate sul MI non richieste da Terna (comma 65.3.2), a condizione, però, che le offerte accettate sul MGP siano state presentate a un prezzo pari al costo variabile riconosciuto; la misura appena descritta è volta ad attenuare il rischio che, a fronte dell'obbligo di offerta sul MGP e dell'eventuale accettazione delle offerte che non tenga conto dei vincoli tecnici dell'unità medesima e in presenza di limiti che la disciplina della reintegrazione impone alla copertura degli oneri di sbilanciamento, si incrementino gli sbilanciamenti attesi e/o si riduca il corrispettivo di reintegrazione per porre in essere programmi sul MI strettamente finalizzati - sulla base dei vincoli tecnici dell'unità di produzione - a realizzare programmi che sono conseguenza diretta dell'adempimento dell'obbligo di offerta sul MGP; la condizione che limita l'applicazione della misura esclusivamente alle quantità offerte sul MGP a un prezzo pari al costo variabile riconosciuto è volta a mantenere l'efficacia delle regole vigenti in tema di offerte sul MGP, che disincentivano le offerte a prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto;
 - per quanto attiene alle unità rinnovabili programmabili:
 - prevedere un'apposita componente a copertura degli oneri di sbilanciamento, che rilevi esclusivamente ai fini della reintegrazione (di seguito: componente dispacciamento); detta componente è definita secondo un'impostazione analoga a quella adottata per le unità termoelettriche, ma tenendo conto che il prezzo delle offerte relative alle unità rinnovabili programmabili è determinato in base al principio del costo evitato;
 - fissare percentuali standard per la valorizzazione della componente dispacciamento distinte da quelle già stabilite per le unità termoelettriche, per considerare le differenze che contraddistinguono le unità rinnovabili programmabili rispetto alle unità termoelettriche sotto il profilo dello sbilanciamento;
 - stabilire che la capacità oggetto delle offerte in vendita (in acquisto) sul MGP di ciascuna unità sia pari al prodotto tra la potenza massima in immissione (in prelievo) e il peso giornaliero - tipico della stessa unità - delle ore di funzionamento in immissione (in prelievo) alla potenza massima; in questo modo, internalizzando nell'offerta, in forma statistica, i vincoli tecnici di immissione e prelievo, si permette all'unità di realizzare i programmi di produzione (di pompaggio) con elevata probabilità, a prescindere dagli esiti del mercato, e a Terna di minimizzare le movimentazioni sul mercato dei servizi di dispacciamento, con benefici sistemici sotto il profilo della sicurezza e dell'efficienza;

- per le due unità rinnovabili programmabili essenziali *ex* decreto-legge 91/14, che sono nella disponibilità di ENEL PRODUZIONE, approvare i valori del tipico peso giornaliero delle ore di funzionamento alla potenza massima proposti con la prima e la seconda comunicazione ENEL;
- modificare il criterio di determinazione del prezzo per la formulazione delle offerte, stabilendo che il prezzo delle offerte in vendita sia pari al massimo tra la media aritmetica dei prezzi zonali registrati sul MGP in ore di picco (di seguito: prezzo medio di picco) e il costo variabile delle unità termoelettriche contraddistinte tipicamente dal più elevato costo variabile, vale a dire le unità turbogas a ciclo aperto; e che il prezzo delle offerte in acquisto sia pari al prodotto tra il rendimento standard dell'unità interessata (di seguito: rendimento standard) e il minimo tra la media dei prezzi zonali registrati sul MGP in ore di fuori picco (di seguito: prezzo medio di fuori picco) e il sopra citato costo variabile delle unità turbogas a ciclo aperto; questa modifica è volta ad assicurare che il differenziale tra il prezzo di vendita e il prezzo di acquisto sia sufficiente a coprire gli oneri del ciclo generazione-pompaggio e a fornire una rappresentazione del valore dell'unità interessata anche in termini di costo evitato - rispetto al valore indicativo della risorsa termoelettrica più onerosa;
- prevedere che, per la determinazione del prezzo per la presentazione delle offerte relative alle unità rinnovabili programmabili, il costo variabile rappresentativo delle unità turbogas a ciclo aperto sia calcolato secondo la metodologia applicata nell'ambito del regime alternativo degli impianti essenziali *ex* comma 65.bis.2;
- stabilire che il rendimento standard di una data unità sia pari al rapporto tra la quantità di energia immessa e la quantità di energia prelevata, considerando le quantità relative al periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014 (estremi inclusi), essendo unità con cicli di produzione e pompaggio di durata non superiore alla settimana;
- prevedere che le ore di picco (fuori picco) per il calcolo del prezzo medio di picco (fuori picco) siano le sette ore, di ciascun giorno nell'arco temporale di riferimento, contraddistinte dal prezzo zonale più elevato (contenuto) sul MGP, così da intercettare con un approccio *ex post* i segnali di prezzo di picco (fuori picco) espressi dal mercato;
- precisare che la disposizione in base alla quale, nel caso delle unità rinnovabili programmabili, il costo variabile riconosciuto per la reintegrazione corrisponde con il costo variabile riconosciuto per la formulazione delle offerte rilevi ai fini della determinazione degli eventuali ricavi figurativi relativi alle offerte sul MI;
- in considerazione della rilevanza dell'intervento Sorgente-Rizziconi per la dinamica del mercato elettrico, prevedere che Terna fornisca aggiornamenti sulla data e sulle modalità di entrata in operatività del medesimo intervento con maggiore anticipo e più elevata frequenza rispetto a quanto stabilito dalla disciplina vigente; e che Terna pubblici detti aggiornamenti;

- chiarire che, fatti salvi gli effetti di eventuali interventi indipendenti dall’Autorità e riconducibili, ad esempio, a decisioni giudiziarie o scelte del legislatore, il periodo di riferimento è composto dall’insieme di ore del periodo compreso tra il giorno 1 gennaio 2015 e il giorno di entrata in operatività dell’intervento Sorgente-Rizziconi (estremi inclusi);
- per le unità rilevanti che, nel periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014, hanno generato energia elettrica extra e/o vapore extra, precisare che i ricavi e i costi fissi rilevanti per la reintegrazione sono al netto, rispettivamente, degli eventuali ricavi derivanti dalla cessione dei menzionati flussi energetici e della quota dei costi fissi relativi ai flussi medesimi.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- espungere l’unità Raffineria di Gela dall’elenco delle unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14, accogliendo l’istanza di ENI, di cui alla prima e alla seconda comunicazione omonima; e prevedere, conseguentemente, che l’unità sia esclusa dalla reintegrazione dei costi *ex* regime 91/14, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico

DELIBERA

1. di approvare, con efficacia limitata al periodo di riferimento e nei termini esplicitati in premessa:
 - a) le proposte e le istanze, di cui alle lettere a) e b), del comma 64.31, della deliberazione 111/06 (dati e informazioni di cui al comma 64.29 e istanze avanzate ai sensi del comma 64.30), che Terna ha presentato all’Autorità mediante le comunicazioni 7 novembre 2014, 17 novembre 2014, 1 dicembre 2014, 19 dicembre 2014 e 23 dicembre 2014, con riferimento alle unità rilevanti (unità Raffineria di Gela esclusa);
 - b) l’istanza *ex* comma 64.30 avanzata da ERG con l’omonima comunicazione;
2. di trasmettere a EDISON TRADING S.P.A., ENEL PRODUZIONE S.P.A., ERG POWER GENERATION S.P.A., GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.P.A. e ISAB S.R.L., rispettivamente, gli *Allegati A, B, C, D, E*, che riportano, per ciascun utente del dispacciamento interessato, quanto approvato al punto 1 del presente provvedimento in relazione al rendimento di cui al comma 64.13, allo standard di emissione di cui al comma 64.20, al valore delle componenti di cui alle lettere e) e g) del comma 64.11 e, laddove rilevi, alla stima del fattore di carico e alla categoria di appartenenza delle unità rinnovabili programmabili;
3. di trasmettere a Terna gli *Allegati A, B, C, D, E*;
4. di modificare e integrare la deliberazione 521/2014/R/eel nei termini di seguito indicati:

- alla fine del comma 3.1, lettera d), sono aggiunte le seguenti parole:
 “nel caso delle unità rinnovabili programmabili, ai relativi utenti del dispacciamento è riconosciuta una componente a copertura dei costi di dispacciamento, determinata secondo quanto previsto al comma 64.18, applicando, per la differenza di cui al comma 64.18, lettera a), il prezzo di valorizzazione dell’energia elettrica nella zona in cui è localizzata l’unità in questione, in luogo del costo variabile riconosciuto, e, come percentuali di cui alle lettere a) e b) del medesimo comma, rispettivamente, il 2,6% e il 3%; i commi da 64.18.1 a 64.18.3 rilevano esclusivamente per le unità termoelettriche.”;
- alla fine del comma 3.1, lettera o), sono aggiunte le seguenti parole:
 “e applicando le disposizioni dell’ultimo capoverso del comma 65.3.2 anche per l’implementazione tecnica delle offerte accettate sul mercato del giorno prima che sono state presentate a un prezzo pari al costo variabile riconosciuto;”;
- alla fine del comma 3.1, lettera t), sono aggiunte le seguenti parole:
 “i ricavi rilevanti per la reintegrazione non includono gli eventuali ricavi derivanti dalla cessione di energia elettrica diversa da quella immessa nella rete di trasmissione nazionale, al netto degli autoconsumi di produzione, e/o di vapore generato per finalità diverse dalla produzione elettrica, nel caso delle unità che, nel periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014, hanno prodotto i menzionati flussi energetici;”;
- dopo il comma 3.3, è aggiunto il comma seguente: “
 3.4 Nel caso delle unità che, nel periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014, hanno generato energia elettrica diversa da quella immessa nella rete di trasmissione nazionale, al netto degli autoconsumi di produzione, e/o vapore per finalità diverse dalla produzione elettrica, i costi fissi riconosciuti rilevanti per la determinazione del corrispettivo di cui al comma 63.13 sono quelli direttamente o indirettamente riconducibili alla produzione dell’energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale nel periodo di riferimento. La determinazione della quota parte dei costi indiretti e delle spese generali da attribuire alla menzionata produzione è effettuata in funzione del peso di detta produzione rispetto alla produzione energetica complessiva dell’unità considerata nel periodo di riferimento. Qualora, per la determinazione della quota parte dei costi indiretti e delle spese generali, l’utente del dispacciamento intenda applicare criteri diversi da quello appena enunciato, l’utente medesimo li illustra e ne presenta gli effetti secondo modalità analoghe a quelle indicate al comma 3.2”;
- il testo del comma 4.3 è sostituito dal testo seguente: “
 4.3 Fatte salve le disposizioni di cui al comma 3.1, lettere m) ed n), l’utente del dispacciamento di un’unità essenziale *ex* decreto-legge 91/14, in ciascuna ora del periodo di riferimento, formula sul mercato del giorno prima:

- a) offerte in vendita, per l'intera capacità disponibile della stessa unità, a un prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto se l'unità è termoelettrica;
- b) offerte in vendita a un prezzo pari al costo variabile riconosciuto di picco se l'unità è rinnovabile programmabile;
- c) offerte in acquisto a un prezzo pari al costo variabile riconosciuto fuori picco se l'unità è di pompaggio.

Le offerte di cui alle precedenti lettere b) e c) sono presentate per una capacità, se disponibile, pari, per ciascuna unità, al prodotto tra la potenza massima indicata sul Registro statico delle unità produttive e il tipico peso giornaliero delle ore di funzionamento in immissione (in prelievo) alla potenza massima, nel rispetto dei vincoli tecnici in immissione e in prelievo specifici dell'unità medesima. Se il valore del citato prodotto ricade in una fascia di non implementabilità, è sostituito con il valore di potenza della fascia di implementabilità più prossima.”;

- il testo del comma 4.5 è sostituito dal testo seguente: “
 - 4.5 Il costo variabile riconosciuto di picco di un'unità rinnovabile programmabile è pari al massimo tra la media aritmetica dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona dove è localizzato l'impianto di produzione che comprende l'unità interessata nelle sette ore con i prezzi più alti di ciascun giorno nell'ambito di un predefinito arco temporale di riferimento, che è stabilito al comma 4.6, e il costo variabile calcolato, per l'anno del periodo rilevante considerato, secondo la metodologia applicata nell'ambito del regime alternativo degli impianti essenziali *ex* comma 65.bis.2. Il costo variabile riconosciuto di fuori picco di un'unità rinnovabile programmabile è pari al prodotto tra il rendimento standard dell'unità e il minimo tra la media aritmetica dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona dove è localizzato l'impianto di produzione che comprende l'unità interessata nelle sette ore con i prezzi più bassi di ciascun giorno nell'ambito di un predefinito arco temporale di riferimento, che è stabilito al comma 4.6, e il costo variabile calcolato, per l'anno del periodo rilevante considerato, secondo la metodologia applicata nell'ambito del regime alternativo degli impianti essenziali *ex* comma 65.bis.2. Il citato rendimento standard è pari al rapporto tra la quantità di energia immessa e la quantità di energia prelevata, considerando le quantità relative al periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014 (estremi inclusi). Nel caso delle unità rinnovabili programmabili, ai fini dell'applicazione del comma 65.3.2, il costo variabile riconosciuto rilevante per la reintegrazione corrisponde con il costo variabile riconosciuto rilevante per la formulazione delle offerte.”;
- il testo del comma 4.6, lettera c), è sostituito dal testo seguente: “

- c) nel caso di unità di pompaggio con ciclo non superiore alla settimana, al periodo che intercorre tra il trentesimo giorno e il secondo giorno che precedono il giorno che include il periodo rilevante considerato (estremi dell'intervallo inclusi).”;
- il testo del comma 4.7 è sostituito dal testo seguente: “
 - 4.7 Terna pubblica informazioni circa la data e le modalità di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi entro:
 - a) il giorno 30 aprile 2015;
 - b) la fine di ciascun mese solare successivo al mese di aprile 2015 e antecedente al mese dell'ultima data indicata per l'entrata in operatività dell'intervento;
 - c) due giorni prima della data di entrata in operatività.
 Nel caso in cui detta entrata sia stimata in data successiva al giorno 30 giugno 2015, Terna comunica il rinvio almeno venti giorni prima della data indicata in occasione dell'ultimo aggiornamento.
 La data di entrata in operatività comunicata da Terna ai sensi della precedente lettera c) costituisce il termine del periodo di riferimento.”;
 - 5. di definire il tipico peso giornaliero delle ore di funzionamento alla potenza massima per le unità rinnovabili programmabili inserite nell'elenco delle unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14, indicandone i valori nell'Allegato B, destinato a ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
 - 6. di prevedere che Terna espunga l'unità Raffineria di Gela dalla sezione dell'elenco impianti essenziali dedicata alle unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14, accogliendo l'istanza avanzata da ENI con la prima e la seconda comunicazione omonima;
 - 7. di escludere l'unità Raffineria di Gela dall'applicazione del regime 91/14;
 - 8. di pubblicare il presente provvedimento, ad eccezione degli Allegati A, B, C, D ed E, in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili e la nuova versione della deliberazione 521/2014/R/eel, come risultante dalle modifiche e integrazioni apportate dallo stesso, sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it;
 - 9. di prevedere che il presente provvedimento sia applicato dal giorno 1 gennaio 2015.

29 dicembre 2014

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni