

DELIBERAZIONE 17 MAGGIO 2022

214/2022/R/EEL

**DETERMINAZIONI IN MERITO ALL'IMPIANTO DI PRODUZIONE ESSENZIALE
GTG101/GTG501, PER IL PERIODO DI APPLICAZIONE DEL REGIME 91/14**

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1204^a riunione del 17 maggio 2022

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: decreto-legge 91/14);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 (di seguito: DPR 244/01);
- 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;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, come successivamente integrato e modificato (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, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 521/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 26 novembre 2015, 574/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 26 maggio 2016, 274/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 274/2016/R/eel);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna), del 31 marzo 2016, prot. Autorità 9725, di pari data (di seguito: prima comunicazione Terna);
- la comunicazione di Terna, del 3 aprile 2017, prot. Autorità 13177, di pari data (di seguito: seconda comunicazione Terna);
- la comunicazione di Engie Italia S.p.A. (di seguito anche: Engie), del 2 agosto 2017, prot. Autorità 26107, del 3 agosto 2017 (di seguito: prima comunicazione Engie);

- la comunicazione della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità (di seguito: DMEA), del 5 marzo 2020, prot. Autorità 8110, di pari data (di seguito: prima lettera DMEA);
- la comunicazione di Engie, del 2 novembre 2020, prot. Autorità 35326, del 2 novembre 2020 (di seguito: seconda comunicazione Engie);
- la comunicazione di Terna, del 16 novembre 2020, prot. Autorità 37568, di pari data (di seguito: terza comunicazione Terna);
- la comunicazione di Engie, del 10 dicembre 2020, prot. Autorità 41437, di pari data (di seguito: terza comunicazione Engie);
- la comunicazione DMEA, del 4 agosto 2021, prot. Autorità 30950, di pari data (di seguito: seconda lettera DMEA).

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 23, comma 3bis, del decreto-legge 91/14, prevede che, con riferimento alla macrozona Sicilia e 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, 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);
- la capacità di produzione essenziale *ex* decreto-legge 91/14, che, secondo quanto disposto dalla deliberazione 521/2014/R/eel, è indicata da Terna in una sezione dedicata dell'elenco degli impianti essenziali, può essere classificata in:
 - capacità di produzione considerata essenziale da Terna per soddisfare il fabbisogno dei servizi di dispacciamento nell'anno medesimo (di seguito: impianti essenziali *ex* deliberazione 111/06);
 - capacità di produzione essenziale *ex* decreto-legge 91/14 diversa da quella descritta al precedente alinea (di seguito: unità essenziali addizionali);

- gli utenti del dispacciamento che dispongono di unità essenziali soggette al regime 91/14 hanno titolo a ricevere, se positivo, o sono tenuti a versare, se negativo, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per ciascuna delle citate unità (di seguito anche: Corrispettivo); il menzionato Corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi conseguiti nel periodo considerato;
- ai sensi del regime 91/14, il Corrispettivo è riconosciuto per il periodo dall'1 gennaio 2015 al giorno di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, ai sensi del combinato disposto del comma 3.1, lettera b), della deliberazione 521/2014/R/eel e del comma 63.13 della deliberazione 111/06 (laddove non diversamente specificato, i commi degli articoli 3 e 4 e i commi degli articoli 63 e 65 citati nel prosieguo sono da considerare relativi, rispettivamente, alla deliberazione 521/2014/R/eel e alla deliberazione 111/06);
- la deliberazione 274/2016/R/eel, in considerazione dell'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, ha stabilito il termine del regime 91/14 alle ore 00:00 del giorno 28 maggio 2016;
- conseguentemente, nell'anno 2016, il regime 91/14 è stato applicato agli impianti essenziali *ex* deliberazione 111/06 e alle unità essenziali addizionali per il periodo compreso tra il giorno 1 gennaio e il giorno 27 maggio, senza soluzione di continuità (di seguito: periodo di riferimento dell'anno 2016);
- l'impianto Gtg101/Gtg501 (di seguito: impianto Gtg) di Engie, essendo costituito da un'unità essenziale addizionale, è stato inserito, da Terna, nell'elenco degli impianti soggetti al regime 91/14 per gli anni 2015 e 2016;
- ai fini della determinazione del Corrispettivo, l'utente del dispacciamento interessato è tenuto a inviare, all'Autorità e a Terna, una relazione, corredata da un bilancio riclassificato per ciascun impianto in regime 91/14; secondo quanto stabilito dal combinato disposto dei commi 3.1, lettera z), e 65.28, detti documenti sono preventivamente sottoposti a revisione contabile, effettuata dallo stesso soggetto cui, ai sensi di legge, è demandato il controllo sulla contabilità dell'utente del dispacciamento;
- con la prima comunicazione Engie, l'omonimo utente ha richiesto chiarimenti circa il regime 91/14, ai quali è stato fornito riscontro con la prima lettera DMEA;
- con la seconda comunicazione Engie, come integrata dalla terza comunicazione Engie, l'omonimo utente ha presentato, all'Autorità, l'istanza per il riconoscimento dei Corrispettivi per l'anno 2015 e per il periodo di riferimento dell'anno 2016, in relazione all'impianto Gtg (di seguito anche: Istanza);
- l'istanza di reintegrazione avanzata da Engie è stata corredata dalla relazione del revisore contabile, che ha espresso un giudizio positivo circa la complessiva conformità alla disciplina di riferimento dei documenti economici allegati all'istanza medesima in ogni aspetto significativo;
- il combinato disposto dei commi 3.1, lettera bb), e 65.34 prevede che Terna verifichi che l'importo della differenza tra i ricavi e i costi variabili (di seguito: margine di contribuzione), riportato nelle istanze presentate dagli utenti del dispacciamento

interessati al riconoscimento del Corrispettivo, sia conforme alla disciplina di riferimento del regime 91/14;

- con la terza comunicazione Terna, detta società ha reso disponibile, all’Autorità, la relazione sugli esiti delle verifiche finalizzate a controllare se e in che termini l’importo del margine di contribuzione relativo all’anno 2015 e al periodo di riferimento dell’anno 2016, esplicitato da Engie nei documenti contabili a supporto della relativa istanza di reintegrazione, sia stato determinato conformemente alla disciplina di riferimento (di seguito: Relazione di verifica);
- rispetto ad alcune voci del margine di contribuzione relativo all’anno 2015 e al periodo di riferimento dell’anno 2016, la Relazione di verifica evidenzia alcuni scostamenti tra gli importi indicati nell’Istanza e i corrispondenti valori determinati da Terna in applicazione della disciplina di riferimento;
- il combinato disposto del comma 3.1, lettera y), e del comma 65.22 prevede che i costi fissi di un impianto essenziale che è soggetto al regime 91/14 senza essere ammesso al regime di reintegrazione *ex* deliberazione 111/06 siano riconosciuti in misura parziale qualora il tasso medio storico di indisponibilità dell’impianto considerato risulti inferiore al minore tra la percentuale di indisponibilità nell’anno medesimo e la percentuale di indisponibilità nella parte dello stesso anno nella quale è stato applicato il regime 91/14;
- con la prima e la seconda comunicazione Terna, quest’ultima ha reso disponibile, all’Autorità, i dati sulle indisponibilità rilevanti per la determinazione dei costi fissi riconosciuti rispettivamente per l’anno 2015 e per il periodo di riferimento dell’anno 2016; dai dati emerge che si sono verificate le condizioni per la riduzione dei costi fissi *ex* comma 65.22 sia per l’anno 2015 sia per il periodo di riferimento dell’anno 2016.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- l’impianto Gtg produce sia energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN), sia flussi energetici diversi da quello appena citato;
- ai sensi del comma 3.4, nel caso delle unità che, nel periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014, abbiano generato energia elettrica diversa da quella immessa nella RTN, al netto degli autoconsumi di produzione, e/o vapore per finalità diverse dalla produzione elettrica, come l’impianto Gtg, i costi fissi riconosciuti rilevanti per la determinazione del Corrispettivo sono quelli direttamente o indirettamente riconducibili alla produzione dell’energia elettrica immessa nella RTN 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 (di seguito: criterio standard); qualora, per la determinazione della quota parte dei costi indiretti e delle spese generali, l’utente del dispacciamento intenda applicare criteri diversi da quello standard, l’utente medesimo li può illustrare nell’istanza di reintegrazione,

descrivendo i motivi che potrebbero giustificare l'applicazione, e ne presenta gli effetti;

- nell'Istanza, Engie ha esercitato la facoltà di cui al comma 3.4, richiedendo l'applicazione di uno dei seguenti criteri alternativi rispetto al criterio standard, ai fini del calcolo della quota parte dei costi fissi indiretti e delle spese generali rilevante per la determinazione dei Corrispettivi per l'anno 2015 e per il periodo di riferimento dell'anno 2016 (di seguito: richiesta di modifica del criterio standard di ribaltamento dei costi fissi indiretti e delle spese generali):
 - ribaltamento dei costi fissi di produzione necessari per produrre l'energia minima per poter considerare essenziale l'impianto, ossia 10 MW, che è la soglia al di sotto della quale l'impianto, non potendo essere considerato rilevante, non avrebbe potuto essere incluso nella lista degli impianti essenziali (di seguito: criterio alternativo n. 1);
 - ribaltamento dei costi fissi di produzione non sull'energia prodotta ma sulla capacità di produzione massima fornita annualmente alla RTN (di seguito: criterio alternativo n. 2);
 - ribaltamento dei costi fissi di produzione necessari per produrre l'energia minima per poter considerare essenziale l'impianto, considerando, tuttavia, per i mesi dell'anno 2015 e del periodo di riferimento dell'anno 2016 in cui è stata superata la soglia dei 10 MW, la percentuale di ribaltamento derivante dall'applicazione del criterio standard (di seguito: criterio alternativo n. 3);
 - ribaltamento dei costi fissi di produzione non sull'energia prodotta ma sulla media delle capacità di produzione massime mensili fornite alla RTN (di seguito: criterio alternativo n. 4);
- Engie ha supportato la propria richiesta di modifica del criterio standard di ribaltamento dei costi fissi indiretti e delle spese generali con le motivazioni di seguito sintetizzate:
 - l'impianto ha superato la soglia di energia per la quale è stato considerato rilevante per un numero ridotto di ore nel 2015 e nel 2016 e se l'impianto non fosse stato rilevante non sarebbe stato possibile includerlo tra gli impianti essenziali *ex regime* 91/14;
 - l'applicazione del regime 91/14 andrebbe a determinare nella fattispecie ricavi figurativi eccessivi rispetto alla possibilità di ribaltamento dei costi fissi basati sul pro-quota di energia immessa nella RTN rispetto alla produzione totale attribuibile all'impianto;
 - il criterio standard di ribaltamento determinerebbe una percentuale di ribaltamento che remunererebbe solo una quota ridotta dei costi fissi;
- con la seconda comunicazione DMEA, ai sensi del dPR 244/01, sono state comunicate a Engie le risultanze dell'istruttoria sull'Istanza comprensiva della richiesta di modifica del criterio standard di ribaltamento dei costi fissi indiretti e delle spese generali, rilevando, tra l'altro, quanto segue:
 - a) ai sensi della regolazione vigente, l'energia oraria mediamente immessa nella RTN (potenza equivalente) non rileva ai fini della definizione di unità di produzione rilevante;

- b) i ricavi figurativi, che derivano dall'applicazione di norme del regime 91/14 definite e note *ex ante*, rappresentano una partita economica la cui effettiva esistenza nel caso concreto dipende dalla condotta dell'utente nei mercati a pronti;
- c) il criterio standard di ribaltamento dei costi fissi indiretti e delle spese generali – basato sul rapporto tra energia elettrica immessa nella RTN ed energia complessivamente prodotta dall'impianto – è volto a evitare la reintegrazione di costi fissi dell'impianto essenziale che sono riconducibili ad attività dell'impianto differenti rispetto alla produzione di energia elettrica da immettere nella RTN; sotto questo profilo, i criteri di ribaltamento alternativi proposti da Engie non risultano efficaci per le ragioni di seguito illustrate:
- i) il criterio alternativo n.1 calcola la percentuale di ribaltamento come rapporto tra la potenza minima richiesta ai fini della rilevanza e la potenza massima dell'impianto, a prescindere da quanta potenza dell'impianto sia stata effettivamente utilizzata in processi produttivi diversi dalla produzione di energia elettrica finalizzata all'immissione nella RTN, rischiando così di sottostimare la quota dei costi fissi indiretti e spese generali riconducibile alle attività diverse dalla menzionata produzione;
 - ii) il criterio alternativo n. 2 calcola la percentuale di ribaltamento come rapporto tra la quantità di energia massima fornita su base oraria nel corso dell'anno e la potenza massima dell'impianto, offrendo una fotografia parziale dell'utilizzo dell'impianto, che tende a sottostimare la quota dei costi fissi indiretti e spese generali associabile ad attività diverse dalla produzione elettrica per l'immissione nella RTN; a titolo esemplificativo, se in una sola ora dell'anno l'impianto immettesse nella RTN energia equivalente alla potenza massima ed energia nulla nelle restanti ore, il meccanismo proposto determinerebbe una percentuale di ribaltamento pari al 100%, malgrado l'energia elettrica destinata alle altre attività fosse positiva nelle citate restanti ore;
 - iii) il criterio alternativo n. 3 presenta punti di debolezza analoghi al criterio alternativo n. 1, dato che per la quasi totalità dei mesi corrisponde con quest'ultimo;
 - iv) il criterio alternativo n. 4, essendo fondato sulle quantità massime di energia fornita su base oraria nei diversi mesi considerati, soffre di criticità assimilabili a quelle illustrate con riferimento al criterio alternativo n. 2.

RITENUTO OPPORTUNO:

- accogliere l'istanza di reintegrazione dei costi per l'anno 2015 e per il periodo di riferimento dell'anno 2016 avanzata da Engie con la seconda e la terza comunicazione omonima, fatto salvo quanto espresso negli alinea seguenti;
- ai fini della determinazione dei Corrispettivi relativi all'impianto Gtg per l'anno 2015 e per il periodo di riferimento dell'anno 2016, adottare gli importi che risultano dalla Relazione di verifica di Terna con riferimento alle seguenti voci:
 - a) i ricavi attinenti al MGP, di cui al combinato disposto dei commi 4.4 e 65.3;

- b) la maggiorazione dei ricavi derivante dall'applicazione dei vigenti criteri di valorizzazione delle offerte accettate sul mercato infragiornaliero, di cui al combinato disposto del comma 3.1, lettera o), e del comma 65.3.2;
- ridurre i costi fissi rilevanti per i Corrispettivi relativi all'impianto Gtg per l'anno 2015 e per il periodo di riferimento dell'anno 2016, in quanto si sono verificate le condizioni previste dai commi 3.1, lettera y), e 65.22 in tema di indisponibilità; a tal fine, si definisce il fattore di abbattimento dei costi fissi riconosciuti come rapporto tra l'eccesso effettivo di indisponibilità rispetto all'indisponibilità media storica e il complemento a uno del tasso medio storico di indisponibilità; questa metodologia, che deriva dalla disposizione del comma 65.22 e che è stata applicata sin dall'anno 2011, consente di assicurare che, in caso di integrale indisponibilità, si azzerino i costi fissi riconosciuti, preservando, di conseguenza, l'incentivo a presidiare l'operatività della capacità produttiva;
 - rigettare, in considerazione degli elementi sopra riportati, la richiesta di modifica del criterio standard di ribaltamento dei costi fissi indiretti e delle spese generali formulate in relazione all'impianto Gtg da Engie per gli anni 2015 e per il periodo di riferimento dell'anno 2016 con la seconda comunicazione Engie, come integrata dalla terza comunicazione Engie

DELIBERA

1. di prevedere che Engie Italia S.p.A. versi, a Terna S.p.A., nei termini indicati in premessa e in relazione all'impianto Gtg, i Corrispettivi per l'anno 2015 e per il periodo di riferimento dell'anno 2016, i cui importi sono indicati nell'Allegato A;
2. di stabilire che Engie Italia S.p.A. dia seguito alla disposizione di cui al punto 1, entro il giorno 30 giugno 2022;
3. di trasmettere l'Allegato A a Terna S.p.A. e ad Engie Italia S.p.A.;
4. di pubblicare la presente deliberazione, ad eccezione dell'Allegato A, in quanto contenente informazioni commercialmente sensibili, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

17 maggio 2022

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini