

DELIBERAZIONE 26 MARZO 2024

99/2024/R/EEL

INTEGRAZIONI AI CRITERI, DI CUI ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 430/2022/R/EEL, PER LA REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA RILEVANTI ALIMENTATI CON COMBUSTIBILI DIVERSI DAL GAS NATURALE, SOGGETTI ALL'OBBLIGO DI MASSIMIZZAZIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 5BIS DEL DECRETO-LEGGE 25 FEBBRAIO 2022, N. 14

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1288^a riunione del 26 marzo 2024

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo 387/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto-legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito dalla legge 5 aprile 2022, n. 28, e successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto-legge 14/22);
- il decreto-legge 24 febbraio 2023, n. 13, convertito dalla legge 21 aprile 2023, n. 41 (di seguito: decreto-legge 13/23);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministro delle Attività produttive 20 aprile 2005;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 29 aprile 2009;
- l'atto di indirizzo del Ministro della Transizione ecologica (ora Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, di seguito anche: Ministro) 1 settembre 2022, prot. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 37645, del 2 settembre 2022 (di seguito: Atto di indirizzo 1 settembre 2022);
- l'atto di indirizzo del Ministro 31 marzo 2023, prot. Autorità 21940, del 3 aprile 2023 (di seguito: Atto di indirizzo 31 marzo 2023);

- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 430/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2022, 725/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 725/2022/R/eel);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 maggio 2023, 209/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 209/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2023, 601/2023/R/eel.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 5*bis*, comma 1, del decreto-legge 14/22 prevede che, al fine di fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e di consentire il riempimento degli stoccaggi di gas per l'anno termico 2022-2023, possano essere adottate le misure finalizzate all'aumento della disponibilità di gas e alla riduzione programmata dei consumi di gas previste dal piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza, e che dette misure possano essere adottate mediante provvedimenti e atti di indirizzo del Ministro;
- l'articolo 5*bis*, comma 2, del decreto-legge 14/22 stabilisce che, in caso di adozione delle misure finalizzate a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico ai sensi del comma 1:
 - Terna predisponga un programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone od olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, per il periodo stimato di durata dell'emergenza, fermo restando il contributo degli impianti alimentati a energie rinnovabili (di seguito anche: programma di massimizzazione);
 - l'Autorità definisca i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dai citati impianti;
- ai sensi dell'articolo 5*bis*, comma 4:
 - il programma di massimizzazione può comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, prevedendo, esclusivamente durante il periodo emergenziale, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale, in deroga alle disposizioni di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 387/03, fermo restando quanto disposto in materia autorizzativa dal comma 3 del citato articolo 5*bis*;
 - la predetta deroga è concessa nell'ambito dei provvedimenti di cui al comma 1 esclusivamente qualora risulti che l'alimentazione a biocombustibili non sia economicamente sostenibile rispetto all'alimentazione a combustibile

- tradizionale e non consenta l'esercizio degli impianti, considerando la disponibilità e i prezzi dei biocombustibili e l'attuale livello degli incentivi;
- fermo restando che l'erogazione dei menzionati incentivi è sospesa per il periodo emergenziale di alimentazione a combustibile tradizionale, l'Autorità definisce i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia sul mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti nel periodo emergenziale ed effettivamente sostenuti a partire dalla data di entrata in vigore dei provvedimenti di cui al comma 1;
 - l'articolo *5bis*, comma 6, prevede che, sino all'adozione dei provvedimenti e degli atti di indirizzo di cui al comma 1, non sia riconosciuto alcun corrispettivo a reintegrazione degli eventuali maggiori costi di gestione e di stoccaggio sostenuti dagli impianti di produzione di energia elettrica del programma di massimizzazione.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- con l'Atto di indirizzo 1 settembre 2022, il Ministro ha, tra l'altro:
 - richiesto a Terna di predisporre e avviare il programma di massimizzazione di cui all'articolo *5bis* del decreto-legge 14/22;
 - richiesto all'Autorità di definire le modalità di partecipazione al mercato degli impianti inclusi nel programma di massimizzazione (di seguito: impianti interessati), nel rispetto dei vincoli di rete, in modo da massimizzarne l'utilizzo e definendo il regime dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti, compresi i costi di gestione e di stoccaggio dei combustibili;
- con la deliberazione 430/2022/R/eel, come successivamente modificata e integrata, l'Autorità ha definito, ai sensi del combinato disposto dell'articolo *5bis* del decreto-legge 14/22 e dell'Atto di indirizzo 1 settembre 2022, i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico e per la remunerazione in relazione agli impianti interessati; le disposizioni della menzionata deliberazione trovano applicazione per gli impianti interessati rilevanti;
- in occasione della pubblicazione della prima versione dell'elenco degli impianti interessati, Terna ha indicato il giorno 19 settembre 2022 come data di decorrenza dell'applicazione del programma di massimizzazione;
- per quanto riguarda, invece, gli impianti non rilevanti interessati dal programma di massimizzazione, l'Autorità, con la deliberazione 725/2022/R/eel, ha adottato soluzioni semplificate in merito alle modalità di partecipazione al mercato e alla definizione del regime dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti scegliendo, allo scopo, lo strumento dei prezzi minimi garantiti; con la deliberazione 725/2022/R/eel, l'Autorità ha anche avviato un procedimento per la quantificazione di tali prezzi minimi garantiti, nonché per la definizione delle relative modalità e tempistiche di erogazione (ivi inclusi acconti e conguagli);
- nella sua prima formulazione, la deliberazione 725/2022/R/eel prevedeva che la reintegrazione degli eventuali maggiori costi fosse limitata all'energia elettrica

immessa; tuttavia, a seguito di consultazione postuma nelle forme previste dalla deliberazione 649/2014/A, l'Autorità, con la deliberazione 209/2023/R/eel, ha modificato il punto 2 della deliberazione 725/2022/R/eel, prevedendo che si utilizzi lo strumento dei prezzi minimi garantiti per tutta la produzione netta di energia elettrica, indipendentemente dal fatto che essa sia immessa in rete o consumata in sito nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo, in quanto anche tale produzione concorre alla riduzione della produzione elettrica da gas naturale;

- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 725/2022/R/eel, l'Autorità, con la deliberazione 209/2023/R/eel, ha approvato le modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti alla massimizzazione della produzione ai sensi dell'articolo 5bis del decreto-legge 14/22; tali modalità di remunerazione hanno incluso e specificato anche il caso dell'energia elettrica prodotta e consumata in sito;
- in data 31 marzo 2023, Terna ha reso pubblicamente nota la conclusione del programma di massimizzazione di cui all'articolo 5bis del decreto-legge 14/22;
- dopo l'adozione, da parte del Ministro, dell'Atto di indirizzo 31 marzo 2023, che ha fatto seguito all'Atto di indirizzo 1 settembre 2022, Terna, in data 1 aprile 2023, ha reso pubblicamente noti i punti salienti del medesimo Atto di indirizzo 31 marzo 2023, che ha previsto, tra l'altro, di continuare il programma sino al 30 settembre 2023;
- nell'aprile 2023, inoltre, l'articolo 5bis del decreto-legge 14/22 è stato modificato in sede di conversione del decreto-legge 13/23, prevedendo che il programma di massimizzazione possa includere impianti alimentati da biomassa solida;
- in data 10 maggio 2023, Terna ha comunicato il programma di massimizzazione e l'elenco di impianti di produzione interessati, includendo anche impianti, rilevanti e non rilevanti, alimentati da biomasse solide;
- il programma di massimizzazione si è definitivamente concluso in data 30 settembre 2023.

CONSIDERATO, ANCHE, CHE:

- con la deliberazione 430/2022/R/eel, che è stata adottata senza una precedente consultazione per l'urgenza di avviare il programma di massimizzazione, l'Autorità ha assicurato la partecipazione dei soggetti interessati nelle forme previste dalla deliberazione 649/2014/A, fissando, ai sensi del comma 5.2 della citata deliberazione, un termine per la presentazione di osservazioni e proposte, al fine di eventuali adeguamenti e integrazioni alla deliberazione 430/2022/R/eel;
- diversi operatori e alcune associazioni hanno trasmesso all'Autorità le proprie osservazioni sulla deliberazione 430/2022/R/eel, concentrandosi sulle seguenti tematiche:

- a) i criteri per la valorizzazione delle componenti e dei parametri relativi al costo variabile riconosciuto (di seguito: determinazione del costo variabile riconosciuto);
- b) le modalità e i vincoli di offerta applicati agli impianti interessati (di seguito: vincoli di offerta);
- c) le modalità e i vincoli previsti per il reintegro dei costi sostenuti dagli impianti interessati (di seguito: criteri per il reintegro dei costi);
- d) la trasparenza sul programma di massimizzazione e sul relativo periodo di applicazione (di seguito: trasparenza sulla massimizzazione);
- e) nel caso degli impianti interessati essenziali, a regime di reintegrazione, la possibilità di modificare, anche a consuntivo, il regime di remunerazione, per passare al regime ordinario di essenzialità e assicurare che l'inclusione nel programma di massimizzazione sia sostenibile economicamente (di seguito: regime di remunerazione degli impianti interessati essenziali a regime di reintegrazione);
- f) l'estensione del perimetro dell'energia elettrica soggetta al regime di remunerazione *ex* deliberazione 430/2022/R/eel;
- con riferimento alla determinazione del costo variabile riconosciuto, è stato tra l'altro evidenziato quanto segue:
 - a) la necessità, ai fini della valorizzazione del prodotto *Crude Palm Oil Sumatra Malaysia – Rotterdam Netherlands CIF Position 1*, codice *Reuters PALM-MYCRD-P1*, di applicare la media aritmetica delle quotazioni registrate nella dodicesima settimana antecedente la data di utilizzo dell'olio vegetale;
 - b) l'esigenza, in determinate situazioni, di adottare il costo di acquisto effettivamente sostenuto per il combustibile, in luogo di indici e quotazioni di riferimento pubblici;
 - c) la proposta di utilizzare le quotazioni di un prodotto di riferimento diverso dal prodotto *Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – Gasoil 0,1%*, per tenere conto del fatto che lo specifico impianto considerato è tenuto a utilizzare gasolio a basso contenuto di zolfo in base alle prescrizioni del titolo autorizzativo;
 - d) la necessità di considerare anche i combustibili di origine animale ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto;
- per quanto attiene ai vincoli di offerta, è stata tra l'altro segnalata l'opportunità di:
 - a) prevedere che gli operatori interessati dal provvedimento di massimizzazione siano obbligati a presentare offerte a un prezzo pari a zero, invece che al prezzo limite tecnico minimo, in modo da limitare il rilevante incremento delle garanzie necessarie per operare in borsa;
 - b) escludere le offerte relative alla capacità oggetto di massimizzazione dalla condivisione sulla piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione (cd. Piattaforma RR) e dalla procedura per la selezione delle risorse per la fase preliminare al mercato del giorno prima di cui all'Allegato A.77 del Codice di rete;

- in relazione ai criteri per il reintegro dei costi, secondo quanto emerso in sede di consultazione:
 - a) è necessario consentire il recupero di oneri non altrimenti recuperabili connessi all'acquisto del combustibile approvvigionato per far fronte alla richiesta di massimizzazione, in caso di mutate condizioni di mercato o conclusione anticipata del periodo di massimizzazione;
 - b) è opportuno che i costi di cui l'operatore può richiedere il reintegro includano tutti i costi di produzione di competenza del periodo, inclusi i costi fissi indiretti di natura operativa e i costi per la remunerazione e l'ammortamento del capitale dell'impianto, anche se investito prima del periodo di massimizzazione;
 - c) le modalità per il reintegro dei costi dovrebbero essere semplificate;
- per quanto concerne l'estensione del perimetro dell'energia elettrica soggetta al regime di remunerazione *ex* deliberazione 430/2022/R/eel, è stato sottolineato che, nel caso degli impianti interessati, anche l'energia elettrica immessa in sistemi di distribuzione chiusi e consumata da clienti connessi ai medesimi e l'energia elettrica prodotta e contestualmente consumata in sistemi semplici di produzione e consumo contribuiscono alla riduzione della produzione elettrica da gas naturale;
- in merito alle osservazioni sulla determinazione del costo variabile riconosciuto, le richieste degli operatori sono riconducibili alla categoria di istanze cui la deliberazione 430/2022/R/eel dedica un iter specifico; ai sensi dei commi 5.5 e 7.3 della deliberazione 430/2022/R/eel, Terna presenta all'Autorità, per l'approvazione, una proposta in merito alle istanze avanzate dagli utenti del dispacciamento interessati alla modifica di parametri che contribuiscono a determinare il costo variabile riconosciuto di unità di produzione di impianti rilevanti del programma di massimizzazione;
- le osservazioni sui vincoli di offerta risultano superate, data la conclusione del periodo di massimizzazione;
- in relazione alle osservazioni sui criteri per il reintegro dei costi:
 - a) il termine del periodo di massimizzazione è stato annunciato con largo anticipo, prevenendo, *prima facie*, l'insorgenza di oneri dovuti all'acquisto di combustibile approvvigionato per far fronte alla richiesta di massimizzazione in caso di conclusione anticipata del periodo medesimo;
 - b) l'articolo 5*bis*, comma 4, del decreto-legge 14/22, stabilisce che l'Autorità definisca i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia sul mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti nel periodo emergenziale ed effettivamente sostenuti a partire dalla data di entrata in vigore del programma di massimizzazione; anche alla luce di ciò, è esclusa la possibilità di copertura dei costi fissi indiretti e dei costi per la remunerazione e l'ammortamento del capitale investito prima del periodo di massimizzazione;
 - c) le modalità per il reintegro dei costi, essendo basate, con gli opportuni adattamenti, sulla disciplina dell'essenzialità, seguono un'impostazione consolidata a livello regolatorio;

- la trasparenza sul periodo di applicazione della massimizzazione è stata assicurata mediante la pubblicazione del termine del programma (30 settembre 2023) da parte di Terna con congruo anticipo; in merito alla trasparenza sul programma di utilizzo degli impianti, l'articolo *5bis* del decreto-legge 14/22 ha previsto che detto programma fosse inviato al Ministero e all'Autorità;
- il regime di reintegrazione *ex* deliberazione 111/06 è in grado di assicurare, tra l'altro, che gli eventuali maggiori costi sostenuti per effetto del programma di massimizzazione possano essere reintegrati, garantendo pertanto la sostenibilità economica della partecipazione a detto programma da parte degli impianti interessati essenziali a regime di reintegrazione;
- con la deliberazione 209/2023/R/eel, nell'ambito della definizione delle modalità di remunerazione degli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti alla massimizzazione di cui all'articolo *5bis* del decreto-legge 14/22, l'Autorità ha stabilito di reintegrare i costi sostenuti dai produttori in relazione sia all'energia elettrica immessa in rete, sia all'energia elettrica prodotta e consumata in sito, in quanto produzione che concorre alla riduzione della produzione elettrica da gas naturale.

RITENUTO CHE:

- per le ragioni sopra evidenziate, sia opportuno confermare le disposizioni della deliberazione 430/2022/R/eel in merito alla determinazione del costo variabile riconosciuto, ai vincoli di offerta, ai criteri per il reintegro dei costi, alla trasparenza sulla massimizzazione e al regime di remunerazione degli impianti interessati essenziali a regime di reintegrazione;
- sia condivisibile la richiesta, riferita agli impianti rilevanti inclusi nel programma di massimizzazione, di applicare il regime di remunerazione *ex* deliberazione 430/2022/R/eel sia sulla produzione netta di energia elettrica immessa in reti (pubbliche e sistemi di distribuzione chiusi), sia su quella prodotta e consumata in sistemi semplici di produzione e consumo, in quanto in grado di concorrere alla riduzione della produzione elettrica da gas naturale;
- sia opportuno modificare di conseguenza la deliberazione 430/2022/R/eel, prevedendo, tra l'altro, per la produzione netta di energia elettrica consumata in sito nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo, una valorizzazione convenzionale mutuata da quanto previsto, dalla deliberazione 209/2023/R/eel, per l'energia elettrica prodotta e consumata in sito per gli impianti non rilevanti interessati dal programma di massimizzazione

DELIBERA

1. di integrare la deliberazione 430/2022/R/eel nei termini di seguito indicati:

- al comma 1.1, nella definizione di “impianti interessati”, le parole “sono gli impianti di produzione termoelettrica” sono sostituite dalle seguenti parole: “sono gli impianti rilevanti di produzione termoelettrica”;
- alla fine del comma 1.1, sono aggiunte le seguenti definizioni: “
 - Testo Integrato Scambio sul Posto è la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A;
 - Testo Integrato Settlement è la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A.”;
- all’inizio del comma 2.3, lettera b), sono aggiunte le seguenti parole: “fatto salvo quanto previsto alla successiva lettera c),”;
- dopo la lettera b) del comma 2.3 è aggiunta la seguente lettera: “
 - c) in deroga ai commi 65.10.2 e 65.27.1 della deliberazione 111/06:
 - i) i ricavi per la determinazione del corrispettivo di cui al comma 63.13 della medesima deliberazione includono, per ciascun periodo rilevante, il prodotto tra la produzione di energia elettrica consumata in sito nell’ambito di sistemi semplici di produzione e consumo (al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione) e la valorizzazione convenzionale, quest’ultima pari alla somma tra il prezzo unico nazionale (PUN), i corrispettivi unitari denominati $CU_{sf,m}^{reti}$ e $CU_{sf,m}^{ogs}$ di cui al Testo Integrato Scambio sul Posto calcolati per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo e i corrispettivi unitari di cui agli articoli 23bis, 25bis e 25ter del Testo Integrato Settlement ove applicabili per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo;
 - ii) i costi per la determinazione del corrispettivo di cui al comma 63.13 della deliberazione 111/06 includono, per ciascun periodo rilevante, il prodotto tra il costo variabile riconosciuto e la produzione di energia elettrica consumata in sito nell’ambito di sistemi semplici di produzione e consumo (al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione);
 - iii) ai fini dell’applicazione del comma 65.27.1 della deliberazione 111/06, la produzione di energia elettrica immessa e consumata in sistemi di distribuzione chiusi e la produzione di energia elettrica consumata in sito nell’ambito di sistemi semplici di produzione e consumo (al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione) sono equiparate alla produzione di energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale;
 - iv) ai fini dell’applicazione del comma 65.10.2 della deliberazione 111/06, la produzione di energia elettrica immessa e consumata in sistemi di distribuzione chiusi (al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione) è equiparata alla produzione di energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale.”;
- al comma 4.1, le parole “commi 4.2 e 4.3” sono sostituite dalle seguenti parole: “commi 4.2, 4.3 e 4.6”;

- dopo il comma 4.5 è aggiunto il seguente comma: “
 - 4.6 Nel caso di impianti interessati la cui produzione, al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione, viene, in parte o integralmente, consumata in sito nell’ambito di sistemi semplici di produzione e consumo:
 - a) con riferimento alla produzione di energia elettrica consumata in sito nell’ambito di sistemi semplici di produzione e consumo (al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione), Terna riconosce all’utente del dispacciamento di ciascuna unità di produzione dei menzionati impianti un corrispettivo pari, in ciascun periodo rilevante, alla differenza, se positiva, tra il costo variabile riconosciuto dell’unità considerata e la valorizzazione convenzionale pari alla somma tra il prezzo unico nazionale (PUN), i corrispettivi unitari denominati $CU_{Sf,m}^{reti}$ e $CU_{Sf,m}^{ogs}$ di cui al Testo Integrato Scambio sul Posto calcolati per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo e i corrispettivi unitari di cui agli articoli 23bis, 25bis e 25ter del Testo Integrato Settlement ove applicabili per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo;
 - b) ai fini dell’eventuale determinazione del corrispettivo di reintegrazione di cui al comma 4.4:
 - i) le disposizioni di cui al comma 2.3, lettera c), punti da i) a iii), sono applicate anche agli impianti interessati non essenziali, con le limitazioni di cui al comma 4.3 in relazione ai costi fissi;
 - ii) i commi da 4.3 a 4.5 sono applicati facendo salvo quanto previsto al precedente punto i) e includendo gli importi del corrispettivo di cui al comma 4.6, lettera a), tra gli altri ricavi riconducibili all’impianto.

Nel caso di impianti interessati la cui produzione di energia elettrica (al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione) viene immessa e consumata in sistemi di distribuzione chiusi, per l’eventuale determinazione del corrispettivo di reintegrazione di cui al comma 4.4 le disposizioni di cui al comma 2.3, lettera c), punti iii) e iv), sono applicate anche agli impianti interessati non essenziali, con le limitazioni di cui al comma 4.3 in relazione ai costi fissi.”;

2. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica e a Terna S.p.A.;
3. di pubblicare il presente provvedimento e la deliberazione 430/2022/R/eel, come risultante dalle integrazioni sopra indicate, sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

26 marzo 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini