

DELIBERAZIONE 8 MAGGIO 2024
168/2024/R/EEL

**DETERMINAZIONI SUI PARAMETRI TECNICO-ECONOMICI DI IMPIANTI RILEVANTI
INCLUSI NEL PROGRAMMA DI MASSIMIZZAZIONE DI CUI ALL'ARTICOLO 5BIS DEL
DECRETO-LEGGE 25 FEBBRAIO 2022, N. 14**

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

Nella 1293^a riunione del 8 maggio 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;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 6 luglio 2012 (di seguito anche: decreto ministeriale 6 luglio 2012);
- 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'atto di indirizzo del Ministro 5 luglio 2023, prot. Autorità 45523, del 6 luglio 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 15 novembre 2022, 575/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 575/2022/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 3 agosto 2023, 374/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 374/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2023, 601/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 601/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2024, 75/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 75/2024/R/eel);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) del 13 luglio 2023, prot. Autorità 46851, di pari data (di seguito: comunicazione Terna).

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, tra l'altro, 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 *5bis*;

- 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, ANCHE, 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, 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;
- l'articolo 7 della deliberazione 430/2022/R/eel (se non diversamente specificato, gli articoli e i commi citati nel prosieguo sono da considerare relativi alla deliberazione 430/2022/R/eel) prevede che Terna pubblichi l'elenco degli impianti interessati, la data di decorrenza dell'applicazione del programma di massimizzazione di cui all'articolo *5bis* del decreto-legge 14/22 e il termine della medesima applicazione;
- il comma 5.5, lettera a), stabilisce che, per le unità di produzione degli impianti interessati non essenziali dell'elenco, Terna presenti all'Autorità una proposta

contenente i dati e le informazioni di cui al comma 5.2 della menzionata deliberazione, vale a dire:

- la categoria (o categorie) tecnologia-combustibile di assegnazione;
- il rendimento di cui al comma 64.13 della deliberazione 111/06, lo standard di emissione di cui al comma 64.20 della deliberazione medesima e il valore della componente di cui alla lettera g) del comma 64.11 della citata deliberazione (componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori, smaltimento di rifiuti e residui della combustione ed ecotasse) se, oltre a essere possibile determinarli, sono congrui secondo quanto indicato al comma 64.22 della deliberazione 111/06 o, in caso contrario, il rendimento e/o lo standard di emissione e/o il costo standard per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione relativi alla categoria tecnologia-combustibile di assegnazione;
- il comma 5.5, lettera b), prevede, altresì, che, per le unità di produzione degli impianti interessati non essenziali dell'elenco, Terna presenti all'Autorità una proposta in merito alle segnalazioni e alle richieste avanzate dall'utente del dispacciamento ai sensi del comma 5.3; in base a quest'ultimo comma, l'utente:
 - con riferimento ai combustibili che alimentano le unità medesime nella sua disponibilità e che non fanno parte dell'elenco di cui al comma 64.16 della deliberazione 111/06 e del comma 5.1, lettera d), 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 della deliberazione 111/06;
 - in relazione a una o più unità nella propria 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;
- integrando la deliberazione 430/2022/R/eel, con la deliberazione 575/2022/R/eel sono stati prorogati i termini per la presentazione di istanze relative ai valori degli elementi che contribuiscono a determinare il costo variabile riconosciuto di cui all'articolo 5 per le unità di produzione degli impianti interessati non essenziali ed è stato stabilito che Terna presenti all'Autorità una proposta in merito a dette istanze, che devono essere supportate da elementi sufficienti, oggettivi e verificabili, e che la citata proposta sia soggetta ad approvazione espressa da parte dell'Autorità (comma 7.3);
- 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 primo programma di massimizzazione;
- in data 31 marzo 2023, Terna ha reso pubblicamente nota la conclusione del primo programma di massimizzazione di cui all'articolo 5bis del decreto-legge 14/22;
- dopo l'adozione dell'Atto di indirizzo 31 marzo 2023 da parte del Ministro, che ha fatto seguito all'Atto di indirizzo 1 settembre 2022, Terna, in data 1 aprile 2023, ha

reso pubblicamente noti i punti salienti dell'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, è stato modificato l'articolo *5bis* del decreto-legge 14/22 in sede di conversione del decreto-legge 13/23, prevedendo che il programma di massimizzazione potesse includere anche impianti alimentati da biomassa solida;
- nel maggio 2023, Terna ha comunicato il secondo programma di massimizzazione e l'elenco degli impianti di produzione interessati, includendo anche impianti rilevanti non essenziali alimentati da biomasse solide; detto elenco è stato successivamente più volte aggiornato;
- nella sezione dell'elenco relativa agli impianti alimentati da biomasse solide sono stati indicati, tra gli altri, gli impianti rilevanti S. Agata Biomassa di A2A S.p.A. (di seguito anche: A2A), Airasca_2 e Termoli 2 di CER S.r.l. (di seguito anche: CER) e Crotone 2, Sicut e Strongoli di Edison S.p.A. (di seguito anche: Edison);
- il secondo programma di massimizzazione si è definitivamente concluso in data 30 settembre 2023.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- con la deliberazione 374/2023/R/eel, con riferimento alle unità di produzione degli impianti interessati rilevanti non essenziali alimentati da biomasse solide, tra cui le unità degli impianti Airasca_2, Crotone 2, S. Agata Biomassa, Sicut, Strongoli e Termoli 2 (di seguito: impianti oggetto del presente provvedimento), l'Autorità ha approvato le proposte che Terna ha presentato ai sensi del comma 5.5, lettera a), ivi incluse quelle relative al potere calorifico inferiore (di seguito: PCI) delle biomasse solide;
- dalla comunicazione Terna emerge, tra l'altro, che, in relazione alle unità di produzione degli impianti oggetto del presente provvedimento, nel maggio 2023 sono state presentate istanze *ex commi* 5.3 e 7.3, in merito ai valori e ai criteri di determinazione di parametri rilevanti per il calcolo del costo variabile riconosciuto, dall'utente del dispacciamento CER per gli impianti Airasca_2 e Termoli 2 e dalle società Agripower S.p.A., Biomasse Crotone S.p.A., Biomasse Italia S.p.A. e Trieria Power S.r.l. rispettivamente per gli impianti S. Agata Biomassa, Crotone 2, Strongoli e Sicut; le istanze citate riguardano la componente del costo variabile riconosciuto a copertura dei costi per i combustibili e, nel caso dell'impianto S. Agata Biomassa, anche costi classificati nell'istanza come altri costi variabili di impianto.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 725/2022/R/eel, l'Autorità, con la deliberazione 209/2023/R/eel, ha definito 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; tale deliberazione, inizialmente prevista solo per gli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi, è stata integrata dalla

deliberazione 601/2023/R/eel, al fine di tenere conto anche degli impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide, che, come detto, sono stati assoggettati all'obbligo di produzione soltanto durante il secondo programma di massimizzazione;

- con la deliberazione 75/2024/R/eel, al termine della consultazione postuma prevista dalla deliberazione 601/2023/R/eel, l'Autorità ha aggiornato la deliberazione 209/2023/R/eel in relazione ai prezzi minimi garantiti nel caso di impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide, accogliendo alcune osservazioni formulate dai produttori di energia elettrica e dalle relative associazioni; la vigente versione della deliberazione 209/2023/R/eel prevede, tra l'altro, che il valore delle biomasse solide sia pari alla media ponderata tra le quotazioni degli *item* 80, 90 e 100, relativi al cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale, riportati nel Capitolato biocombustibili solidi del Portale PiùPrezzi della Camera di Commercio Milano – Monza Brianza – Lodi, associando a detti *item* pesi rispettivamente pari al 40%, al 20% e al 40%;
- dal rapporto sul costo di generazione dell'energia elettrica da biomassa solida per la definizione dei prezzi minimi garantiti, che è stato elaborato da Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. e che è stato pubblicato insieme alla deliberazione 75/2024/R/eel, emerge che i criteri di valorizzazione delle biomasse solide e della relativa logistica possono essere utilizzati anche per gli impianti rilevanti alimentati da biomasse solide.

RITENUTO OPPORTUNO:

- per quanto riguarda le unità di produzione degli impianti Airasca_2 e Termoli 2:
 - a) rigettare le istanze formulate da CER, di cui alla comunicazione Terna, per la valorizzazione indicizzata delle biomasse solide che alimentano i due impianti e della relativa logistica internazionale, poiché gli elementi resi disponibili risultano insufficienti:
 - i. ai fini dell'identificazione univoca del prodotto di riferimento da applicare tra quelli proposti;
 - ii. in merito alla provenienza del combustibile utilizzato;
 - iii. rispetto alle ragioni che giustificherebbero l'applicazione di prodotti di riferimento contraddistinti da quotazioni medie superiori rispetto alla media ponderata delle quotazioni – opportunamente convertite per un confronto su basi omogenee – dei prodotti di riferimento utilizzati *ex* deliberazione 209/2023/R/eel per gli impianti non rilevanti alimentati da biomasse solide;
 - b) rigettare le istanze avanzate sulla valorizzazione della logistica nazionale delle biomasse solide, in quanto prive di valori e di criteri per la determinazione degli stessi;
 - c) per quanto espresso alla precedente lettera a), stabilire che, per la determinazione della componente del costo variabile riconosciuto a copertura del costo delle biomasse solide (logistica esclusa) che alimentano i due impianti, sia applicato il mix di prodotti di riferimento utilizzato *ex* deliberazione 209/2023/R/eel per gli impianti non rilevanti alimentati da biomasse solide (*item* 80, 90 e 100,

caratterizzati rispettivamente da umidità del 40%, 50% e 45%, relativi al cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale, riportati nel Capitolato biocombustibili solidi del Portale PiùPrezzi della Camera di Commercio Milano – Monza Brianza – Lodi, con l’associazione di pesi rispettivamente pari al 40%, al 20% e al 40%), convertendo:

- i. in euro/t i dati espressi in euro/mst, mediante un fattore di conversione convenzionale pari a 0,265 t/mst;
- ii. in euro/GJ i dati espressi in euro/t, con PCI pari a 10,131 GJ/t, 8,037 GJ/t e 9,085 GJ/t con riferimento, rispettivamente, agli *item* 80, 90 e 100 sopra menzionati;

al fine di determinare la parte indicizzata della componente a copertura del costo delle biomasse solide (logistica esclusa), tenendo conto, al contempo, delle differenze in termini energetici tra il mix di biomasse solide ipotizzato nella deliberazione 209/2023/R/eel per gli impianti non rilevanti e le biomasse solide utilizzate nelle unità di produzione considerate, il valore delle biomasse solide, espresso in euro/GJ, è applicato ai dati di consumo energetico per MWh, espressi in GJ/MWh, specifici delle citate unità di produzione e derivati dai rispettivi consumi specifici e dai PCI definiti dall’Autorità con la deliberazione 374/2023/R/eel su proposta di Terna;

- d) per quanto espresso alle precedenti lettere da a) a c), confermare pari a zero il valore delle componenti a copertura della logistica (internazionale e nazionale) delle biomasse solide, come previsto dal combinato disposto dei commi 5.1, lettera q), della deliberazione 430/2022/R/eel e 77.51, lettera f), della deliberazione 111/06;
- con riferimento alle unità di produzione degli impianti Crotone 2, S. Agata Biomassa, Sicut e Strongoli, rigettare le istanze presentate nel maggio 2023 rispettivamente da Biomasse Crotone S.p.A., Agripower S.p.A., Trieria Power S.r.l. e Biomasse Italia S.p.A., di cui alla comunicazione Terna, poiché, diversamente da quanto previsto dai commi 5.3 e 7.3:
 - a) risultano prive di sufficienti elementi a supporto;
 - b) sono state inviate a Terna dalle dianzi citate società invece che dagli utenti del dispacciamento degli impianti medesimi (A2A per l’impianto S. Agata Biomassa ed Edison per gli impianti Crotone 2, Sicut e Strongoli);
 - prevedere che gli utenti del dispacciamento degli impianti oggetto del presente provvedimento possano esercitare la facoltà di cui al comma 7.3 in relazione alle istanze o alle parti delle stesse, di cui alla comunicazione Terna, che non sono state accolte con il presente provvedimento;
 - stabilire che il costo variabile riconosciuto di ciascuna unità di produzione degli impianti Airasca_2, Crotone 2, S. Agata Biomassa, Sicut, Strongoli e Termoli 2 sia ridotto dell’importo unitario degli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui l’unità ha beneficiato nel periodo di massimizzazione (es. incentivi sostitutivi dei certificati verdi), in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto del loro riconoscimento;
 - disporre che, con riferimento agli impianti menzionati al precedente alinea, il saldo dell’eventuale corrispettivo di cui al combinato disposto dell’articolo 64 della

deliberazione 111/06 e del comma 4.1 sia regolato soltanto a valle della certificazione, da parte del Gestore dei servizi energetici S.p.A. a Terna, dei valori dei parametri che definiscono gli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui hanno beneficiato gli stessi impianti nel periodo di massimizzazione;

- prevedere che, per quanto attiene alle unità di produzione degli impianti Airasca_2, Crotone 2, S. Agata Biomassa, Sicet, Strongoli e Termoli 2, i valori dei parametri fissati con il presente provvedimento e i criteri definiti con lo stesso, in relazione anche agli incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012, abbiano efficacia ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la remunerazione, rispetto al periodo di applicazione del programma di massimizzazione allo specifico impianto considerato

DELIBERA

1. di assumere le determinazioni esplicitate in premessa in merito alle istanze *ex* commi 5.3 e 7.3 della deliberazione 430/2022/R/eel, di cui alla comunicazione Terna, avanzate nel maggio 2023 da:
 - a) Agripower S.p.A. per l'unità di produzione dell'impianto S. Agata Biomassa;
 - b) Biomasse Crotone S.p.A. per l'unità di produzione dell'impianto Crotone 2;
 - c) Biomasse Italia S.p.A. per l'unità di produzione dell'impianto Strongoli;
 - d) CER S.r.l. per le unità di produzione degli impianti Airasca_2 e Termoli 2;
 - e) Trieria Power S.r.l. per l'unità di produzione dell'impianto Sicet;
2. prevedere che il costo variabile riconosciuto di ciascuna unità di produzione degli impianti citati al punto 1 sia ridotto dell'importo unitario degli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui l'unità ha beneficiato nel periodo di massimizzazione, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto del loro riconoscimento;
3. disporre che, con riferimento alle unità di produzione degli impianti citati al punto 1, il saldo dell'eventuale corrispettivo di cui al combinato disposto dell'articolo 64 della deliberazione 111/06 e del comma 4.1 della deliberazione 430/2022/R/eel sia regolato soltanto a valle della certificazione, da parte del Gestore dei servizi energetici S.p.A. a Terna, dei valori dei parametri che definiscono gli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui hanno beneficiato gli stessi impianti nel periodo di massimizzazione;
4. prevedere che, in relazione alle unità di produzione degli impianti citati al punto 1, le disposizioni di cui ai precedenti punti da 1 a 3 abbiano efficacia ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la remunerazione, rispetto al periodo di applicazione del programma di massimizzazione allo specifico impianto considerato;

5. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e alle società Terna S.p.A., A2A S.p.A., Agripower S.p.A., Biomasse Crotone S.p.A., Biomasse Italia S.p.A., CER S.r.l., Edison S.p.A e Trieria Power S.r.l.;
6. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

8 maggio 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini