

DELIBERAZIONE 12 MARZO 2024

75/2024/R/EEL

AGGIORNAMENTO DELLA REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NON RILEVANTI ALIMENTATI DA BIOMASSE SOLIDE E SOGGETTI ALL'OBBLIGO DI MASSIMIZZAZIONE DELLA PRODUZIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 5BIS DEL DECRETO-LEGGE 25 FEBBRAIO 2022, N. 14

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1286^a riunione del 12 marzo 2024

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il regolamento (UE) 2022/11568 del Consiglio dell'Unione europea del 4 agosto 2022, relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas (di seguito: regolamento 2022/11568);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 27 dicembre 2006, n. 296, come modificata dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 (di seguito: legge 296/06);
- il decreto-legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito, con modificazioni, dalla legge 5 aprile 2022, n. 28 (di seguito: decreto-legge 14/22);
- la legge 21 aprile 2023, n. 41 (di seguito: legge 41/23);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo 387/03);
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: DPR 445/00);
- il decreto del Ministro delle Politiche agricole alimentari e forestali, di concerto con il Ministro dello Sviluppo economico, 2 marzo 2010, recante attuazione della legge 296/06, sulla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica (di seguito: decreto interministeriale 2 marzo 2010);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 6 luglio 2012;
- l'atto di indirizzo del Ministro della Transizione Ecologica 1 settembre 2022 (di seguito: Atto di indirizzo 1 settembre 2022);

- l'atto di indirizzo del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 31 marzo 2023 (di seguito: Atto di indirizzo 31 marzo 2023);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione 280/07), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 7 febbraio 2013, 47/2013/R/efr;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2014, 649/2014/A (di seguito: deliberazione 649/2014/A), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Bilanciamento o TIB);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, e, in particolare, il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT) e il relativo Allegato B;
- la deliberazione dell'Autorità 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2022, 725/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 725/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2022, 727/2022/R/eel, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 16 maggio 2023, 209/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 209/2023/R/eel), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2023, 601/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 601/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2023, 618/2023/R/com, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte o TIPPI);
- le circolari del Ministro delle Politiche agricole alimentari e forestali (ora Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità alimentare e delle Foreste) in materia di tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica;
- la lettera del 11 dicembre 2023 trasmessa dalla società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. (di seguito: RSE) all'Autorità, recante il rapporto relativo ai costi di esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biomasse solide;

- la lettera del 7 marzo 2024 trasmessa da RSE all’Autorità, recante la nuova versione del rapporto relativo ai costi di esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biomasse solide;
- le osservazioni pervenute, nell’ambito della consultazione postuma avviata con la deliberazione 601/2023/R/eel, dai produttori di energia elettrica e dalle relative associazioni in relazione ai costi di esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biomasse solide.

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 5bis, 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 naturale per l’anno termico 2022-2023, possano essere adottate le misure finalizzate all’aumento della disponibilità di gas naturale e alla riduzione programmata dei consumi di gas naturale 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 della Transizione Ecologica (ora Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica);
- l’articolo 5bis, 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 S.p.A. (di seguito: Terna) predisponga un programma di massimizzazione dell’impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzano carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, per il periodo stimato di durata dell’emergenza, fermo restando il contributo degli impianti di produzione alimentati da energie rinnovabili (di seguito anche: programma di massimizzazione);
 - Terna trasmetta con periodicità settimanale al Ministero della Transizione Ecologica (ora Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica) e all’Autorità un programma di utilizzo dei medesimi impianti di produzione ed effettui il dispacciamento dei medesimi impianti di produzione, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete, in modo da massimizzarne l’utilizzo;
 - l’Autorità definisca i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dai medesimi impianti di produzione;
- l’articolo 5bis, commi 3 e 3bis, del decreto-legge 14/22 stabilisce norme in relazione alle deroghe alla normativa ambientale per gli impianti di produzione inclusi nel programma di massimizzazione;
- ai sensi dell’articolo 5bis, comma 4, del decreto-legge 14/22:
 - 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 medesimo articolo 5bis;
- la deroga di cui al precedente alinea è concessa nell'ambito dei provvedimenti di cui al comma 1 del medesimo articolo 5bis 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 di produzione, 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 elettrica nel mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti di produzione nel periodo emergenziale ed effettivamente sostenuti a partire dalla data di entrata in vigore dei provvedimenti di cui al comma 1 del medesimo articolo 5bis;
 - l'articolo 5bis, comma 6, del decreto-legge 14/22 prevede che, sino all'adozione dei provvedimenti e degli atti di indirizzo di cui al comma 1 del medesimo articolo 5bis, non sia riconosciuto alcun corrispettivo a reintegrazione degli eventuali maggiori costi di gestione e di stoccaggio sostenuti dagli impianti di produzione inseriti nel programma di massimizzazione;
 - la legge 41/23 ha successivamente modificato l'articolo 5bis, comma 4, del decreto-legge 14/22 prevedendo che, ai fini della massimizzazione della produzione, possano essere utilizzati anche impianti di produzione alimentati da biomasse solide, escludendo che essi (a differenza degli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili) possano essere alimentati anche da combustibili convenzionali durante il periodo di massimizzazione della produzione.

CONSIDERATO CHE:

- con l'Atto di indirizzo 1 settembre 2022, il Ministro della Transizione Ecologica (ora Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica), anche alla luce del regolamento 2022/11568, ha, tra l'altro e per quanto attiene al presente provvedimento:
 - richiesto a Terna di predisporre e avviare il programma di massimizzazione di cui all'articolo 5bis del decreto-legge 14/22;
 - previsto che il programma di massimizzazione, in base al quale sarà successivamente definito il programma di utilizzo settimanale, debba essere inviato al Ministero della Transizione Ecologica (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) e all'Autorità, nonché alle società titolari degli impianti di produzione per l'adeguato approvvigionamento dei combustibili e per la ricognizione delle deroghe ambientali necessarie;
 - richiesto all'Autorità di definire le modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione inclusi nel programma di massimizzazione (di seguito: impianti di produzione 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;
- l'Autorità, con la deliberazione 725/2022/R/eel, ha adottato soluzioni semplificate in relazione alle modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione non rilevanti interessati dal programma di massimizzazione e alla definizione del regime dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti, e, in particolare:
 - non ha introdotto disposizioni ulteriori a quelle già previste dalla deliberazione 111/06 in relazione alle modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione non rilevanti;
 - ha previsto che i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti siano riconosciuti ai produttori di energia elettrica (anziché agli utenti del dispacciamento nel cui aggregato zonale potrebbero essere compresi anche impianti di produzione diversi da quelli inclusi nel programma di massimizzazione) e che tali corrispettivi siano determinati a forfait, eventualmente per classi di impianti di produzione individuate in funzione del combustibile utilizzato durante il periodo di massimizzazione, nonché prevedendo eventuali forme di indicizzazione del costo del combustibile a riferimenti di prezzo disponibili, evitando forme di reintegrazione puntuale degli eventuali maggiori oneri sostenuti;
 - ha previsto che i maggiori costi oggetto di copertura siano i costi di acquisto del combustibile e i costi di natura operativa (quali, ad esempio, i costi di manutenzione ordinaria, del personale e di gestione dell'impianto di produzione), al netto di quelli già coperti dai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica;
 - ha previsto che i maggiori costi di cui al precedente alinea siano oggetto di copertura, anche con soluzioni in acconto e salvo conguaglio, per il tramite dello strumento dei prezzi minimi garantiti quale quello previsto dagli articoli 7 e 15 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, indipendentemente dalle modalità adottate dal produttore per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete;
 - ha previsto che i corrispettivi siano erogati dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE) e siano posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 41, comma 41.1, lettera b), del TIT (a decorrere dal 1 gennaio 2024, di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera b), del TIPPI);
 - ha assicurato la partecipazione dei soggetti interessati nelle forme previste dalla deliberazione 649/2014/A fissando un termine per la presentazione di osservazioni e proposte, al fine di eventuali adeguamenti e integrazioni del provvedimento nelle parti di cui ai precedenti punti;
 - all'Atto di indirizzo 1 settembre 2022 ha fatto seguito l'Atto di indirizzo 31 marzo 2023. In attuazione di quest'ultimo Atto, Terna, tra il 10 e il 23 maggio 2023, ha pubblicato un elenco di impianti di produzione, che (a differenza del primo periodo di massimizzazione) ha incluso anche gli impianti alimentati da biomasse solide,

interessati dal secondo programma di massimizzazione. Tale programma è iniziato il 15 maggio 2023 ed è terminato il 30 settembre 2023.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione agli impianti di produzione non rilevanti interessati dal programma di massimizzazione, l’Autorità, con la deliberazione 725/2022/R/eel, ha anche avviato un procedimento per la quantificazione dei prezzi minimi garantiti da applicare, nonché per la definizione delle relative modalità e tempistiche di erogazione (ivi inclusi acconti e conguagli);
- poiché il primo periodo di massimizzazione includeva, tra gli impianti di produzione non rilevanti, solo gli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili (o combustibili sostitutivi), l’Autorità, nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 725/2022/R/eel, ha innanzitutto approfondito la struttura e l’entità dei costi di produzione di tali impianti di produzione, con particolare riferimento ai costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa, anche tenendo conto dei dati e delle informazioni resi disponibili dalle associazioni dei produttori di energia elettrica. Allo scopo, l’Autorità si è avvalsa di RSE;
- 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”, riportate nell’Allegato A alla medesima e inerente solo agli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili;
- la deliberazione 209/2023/R/eel è stata adottata senza una precedente consultazione vista l’urgenza di determinare la copertura dei costi sostenuti dai produttori di energia elettrica obbligati alla massimizzazione della produzione, come consentito dall’articolo 1, comma 1.4, dell’Allegato A alla deliberazione 649/2014/A; è stata, invece, prevista una consultazione postuma nelle forme previste dalla medesima deliberazione 649/2014/A, al fine di eventuali adeguamenti e integrazioni afferenti alla quantificazione dei pezzi minimi garantiti;
- infine, la deliberazione 209/2023/R/eel ha precisato che essa e la precedente deliberazione 725/2022/R/eel trovano applicazione anche per gli impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide inseriti, in attuazione della legge 41/23, nel programma di massimizzazione della produzione, previa quantificazione, con successivo provvedimento, dei relativi prezzi minimi garantiti. Al fine di approfondire la struttura e l’entità dei costi di produzione di tali impianti di produzione, con particolare riferimento ai costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa, anche tenendo conto dei dati e delle informazioni resi disponibili dalle associazioni dei produttori di energia elettrica, l’Autorità si è avvalsa di RSE.

CONSIDERATO CHE:

- a seguito della deliberazione 209/2023/R/eel, per quanto attiene al presente provvedimento, alcuni produttori di energia elettrica da combustibili rinnovabili e relative associazioni hanno trasmesso all’Autorità elementi ritenuti utili ai fini della prima determinazione dei costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa per la produzione di energia elettrica da biomasse solide, ivi compresi i costi nel caso di contestuale produzione di calore tramite impianti cogenerativi;
- RSE ha predisposto un rapporto recante la struttura e l’entità dei costi di esercizio degli impianti di produzione alimentati da biomasse solide (di seguito: rapporto biomasse RSE), distinguendo i costi di acquisto del combustibile (comprensivi dei prezzi dei combustibili e dei costi per il loro trasporto) e i costi di natura operativa (comprensivi dei costi di manutenzione ordinaria e straordinaria, dei costi del personale impiegato presso gli impianti di produzione e dei costi di smaltimento delle ceneri);
- il rapporto biomasse RSE indica, altresì, considerazioni in merito all’aggiornamento periodico di tali costi, facendo riferimento a informazioni pubblicamente disponibili con riferimento ai prezzi dei combustibili e al tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall’Istat con riferimento ai costi di manutenzione e del personale;
- l’Autorità, con la deliberazione 601/2023/R/eel e per quanto attiene al presente provvedimento, ha ritenuto che il rapporto biomasse RSE, redatto da RSE e pubblicato contestualmente alla medesima deliberazione 601/2023/R/eel, contenesse gli elementi necessari e sufficienti ai fini della determinazione dei costi medi per la produzione di energia elettrica che rilevano, in relazione agli impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide, ai fini dell’applicazione della deliberazione 725/2022/R/eel;
- pertanto, la deliberazione 601/2023/R/eel, a partire dal rapporto biomasse RSE, ha:
 - integrato l’articolo 2 dell’Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel, inserendo i prezzi minimi garantiti per gli impianti di produzione di energia elettrica non rilevanti alimentati da biomasse solide soggetti all’obbligo di massimizzazione della produzione;
 - previsto che i prezzi minimi garantiti di cui al precedente alinea siano aggiornati periodicamente, tenendo conto:
 - i. dei riferimenti disponibili di prezzo dei combustibili, come evidenziati nel rapporto biomasse RSE;
 - ii. dei riferimenti disponibili di prezzo del gasolio utilizzato per il trasporto dei combustibili, sulla base delle ipotesi valutate da RSE;
 - esplicitato i parametri insiti nei prezzi minimi garantiti da aggiornare, ad esempio su base annuale, per effetto del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall’Istat, con particolare riferimento al costo orario del personale coinvolto nelle attività di manutenzione, nel trasporto dei combustibili e nell’esercizio degli impianti di produzione;

- la deliberazione 601/2023/R/eel non ha introdotto ulteriori disposizioni specifiche per le biomasse solide, in quanto tutte le altre parti della deliberazione 209/2023/R/eel (attinenti al calcolo, da parte del GSE, dei ricavi minimi garantiti per i produttori, sulla base dei prezzi minimi garantiti, e dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica o dei minori costi associati all'energia elettrica consumata in sito, nonché attinenti alle modalità di erogazione di acconti e conguagli) già trovano applicazione anche per le biomasse solide;
- la deliberazione 601/2023/R/eel, nella parte di quantificazione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti non rilevanti alimentati da biomasse solide, è stata adottata senza una precedente consultazione vista l'urgenza di determinare la copertura dei costi sostenuti dai produttori obbligati alla massimizzazione della produzione, come consentito dall'articolo 1, comma 1.4, dell'Allegato A alla deliberazione 649/2014/A; è stata, comunque, assicurata la partecipazione dei soggetti interessati, ulteriore a quella che già era stata prevista in via preliminare dalla deliberazione 209/2023/R/eel, tramite la consultazione postuma nelle forme previste dalla deliberazione 649/2014/A, fissando il termine per la presentazione di osservazioni e proposte al 31 gennaio 2024;
- da quanto precedentemente descritto, deriva che l'erogazione già effettuata dal GSE sia avvenuta a titolo di acconto, in quanto, in relazione agli impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide, fino all'adozione delle disposizioni finali, a valle della richiamata consultazione postuma.

CONSIDERATO CHE:

- nell'ambito della consultazione postuma avviata con la deliberazione 601/2023/R/eel, alcuni produttori di energia elettrica da combustibili rinnovabili e relative associazioni hanno richiesto di:
 - determinare il prezzo medio mensile della biomassa come media delle diverse tipologie di biocombustibili solidi ponderata (e non aritmetica come attualmente previsto) per le quantità utilizzate da ogni impianto;
 - non limitarsi a prevedere due soli valori per l'efficienza elettrica netta degli impianti di produzione (uno per impianti di produzione con potenza attiva nominale inferiore a 3 MW e uno per impianti di produzione con potenza attiva nominale uguale o superiore a 3 MW e inferiore a 10 MW), ma di introdurre un valore crescente linearmente in funzione del valore della potenza nominale ovvero, in alternativa, un maggior numero di valori per più limitati intervalli di potenza;
 - prevedere che la componente a copertura dei costi del combustibile sia integrata con un elemento a copertura del costo di tracciabilità del medesimo combustibile, ponendolo, ad esempio, pari a 10 €/t;
 - prevedere che la componente a copertura dei costi del combustibile sia integrata con un ulteriore elemento a copertura dei costi di logistica interna per la movimentazione della biomassa solida nell'ambito dell'area dove è localizzato l'impianto di produzione di energia elettrica, ponendolo, ad esempio, pari a 5 €/t;

- aumentare il valore della distanza di approvvigionamento delle biomasse, ponendolo pari almeno a 70 km (distanza massima prevista per la cd. “filiera corta”), e, conseguentemente, aumentare il valore del sub-elemento a copertura dei costi medi per il trasporto dei combustibili, ponendolo, ad esempio, pari a 25 €/t (rispetto all’attuale valore pari a 12,5 €/t ritenuto troppo basso rispetto ai costi medi effettivi);
- aumentare l’elemento a copertura dei costi di gestione e smaltimento delle ceneri, ponendolo, ad esempio, pari a 10/Eff €/MWh (rispetto all’attuale valore pari a 3,75/Eff €/MWh ritenuto troppo basso rispetto ai costi medi effettivi), nell’ipotesi che la percentuale delle ceneri derivanti dalla combustione sia pari al 4% (rispetto all’attuale valore del 1,5%);
- introdurre un nuovo elemento nei prezzi minimi garantiti al fine di coprire mediamente i costi degli additivi e dei trattamenti chimici, i costi di trattamento preventivo dell’acqua utilizzata e i costi degli additivi per i sistemi di controllo e abbattimento delle emissioni, ponendolo, ad esempio, pari a 5 €/MWh;
- introdurre un nuovo elemento nei prezzi minimi garantiti al fine di coprire mediamente i costi amministrativi, i costi di struttura e i costi di assicurazione, ponendolo, ad esempio, pari a 2 €/MWh;
- aumentare il valore inferiore dell’elemento a copertura dei costi del personale impiegato per la gestione degli impianti di produzione, ponendolo pari a 35,87 €/MWh (rispetto all’attuale valore pari a 27,59 €/MWh ritenuto troppo basso rispetto ai costi medi effettivi, soprattutto in relazione al numero di addetti ipotizzato per la gestione degli impianti di produzione);
- prevedere un valore minimo dei prezzi minimi garantiti pari a 240 €/MWh (attualmente non è previsto un valore numerico inferiore), indipendentemente dai corrispondenti costi di produzione di energia elettrica con impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomassa solida;
- introdurre nei prezzi minimi garantiti un elemento a copertura dei costi di ammortamento e che consenta un’adeguata remunerazione del capitale investito;
- modificare in riduzione, nel caso di impianti cogenerativi, il valore numerico (100 €/MWh_{th}) riportato nel rapporto biomasse RSE ai fini della valorizzazione dei ricavi medi derivanti dalla vendita del calore (da portare a riduzione dei prezzi minimi garantiti riconosciuti per la produzione elettrica), in quanto tale valore numerico appare includere anche i costi operativi e gli investimenti di reti di teleriscaldamento e non solo i costi di produzione del calore presso l’impianto di produzione. Tale riduzione è stata ipotizzata in misura pari al 50%;
- alcuni operatori hanno, infine, evidenziato che i prezzi minimi garantiti di cui alla deliberazione 601/2023/R/eel non consentono la copertura dei costi di esercizio di alcuni impianti cogenerativi, in particolare quelli caratterizzati da un recupero di calore molto più limitato rispetto a quello medio ipotizzato nel rapporto biomasse RSE (che rileva per trasformare i ricavi medi derivanti dalla vendita del calore in valore numerico a riduzione dei prezzi minimi garantiti spettanti per la produzione elettrica);

- la deliberazione 725/2022/R/eel ha già previsto che i maggiori costi oggetto di copertura tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti siano i costi di acquisto del combustibile e i costi di natura operativa (quali, ad esempio, i costi di manutenzione ordinaria, del personale e di gestione dell'impianto di produzione), al netto di quelli già coperti dai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica: non rientrano, quindi, i costi di ammortamento né rileva l'adeguata remunerazione del capitale investito;
- le osservazioni rese disponibili durante la consultazione postuma hanno consentito anche a RSE di aggiornare alcune parti del rapporto biomasse RSE (di seguito: nuova versione del rapporto biomasse RSE); più in dettaglio, RSE:
 - ha analizzato e inserito alcune voci di costo precedentemente non contemplate;
 - ha affinato le formule di calcolo dei costi medi operativi in funzione della potenza dell'impianto di produzione;
 - con riferimento alla determinazione dell'efficienza elettrica netta, oltre a correlarne il valore alla potenza degli impianti di produzione con formula lineare (anziché con tabelle predefinite), ha anche introdotto un meccanismo di calcolo finalizzato a correlare la perdita di generazione di energia elettrica al recupero di calore nel caso di impianti di produzione in assetto cogenerativo;
 - con riferimento ai criteri per la stima dei ricavi medi derivanti dalla vendita del calore, ha applicato il criterio del costo evitato di produzione del calore da una caldaia alimentata da gas naturale, anziché indicare un valore convenzionale.

RITENUTO CHE:

- sia necessario aggiornare l'Allegato A alla 209/2023/R/eel, al termine della consultazione postuma prevista dalla deliberazione 601/2023/R/eel, in relazione ai prezzi minimi garantiti nel caso di impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide;
- siano accoglibili alcune osservazioni pervenute dai produttori di energia elettrica e dalle relative associazioni, in quanto consentono di definire prezzi minimi garantiti mediamente più rappresentativi dei costi di esercizio degli impianti di produzione realmente esistenti, e che, pertanto, sia opportuno:
 - determinare il prezzo medio mensile della biomassa come media ponderata tra i seguenti prezzi medi (disponibili nel Portale PiùPrezzi – Microportale Energetici e Affini del sito internet della Camera di Commercio Milano – Monza Brianza – Lodi):
 - i. Capitolato biocombustibili solidi, item 80, con ponderazione pari al 40%;
 - ii. Capitolato biocombustibili solidi, item 90, con ponderazione pari al 20%;
 - iii. Capitolato biocombustibili solidi, item 100, con ponderazione pari al 40%.I pesi che rilevano ai fini della media ponderata sono riportati nella nuova versione del rapporto biomasse RSE, evitando che la ponderazione sia effettuata per ogni singolo impianto di produzione;
 - modificare il valore convenzionale dell'efficienza elettrica netta Eff al fine di introdurre una correlazione lineare con la potenza degli impianti di produzione

- (in luogo di valori prestabiliti per classi di potenza) nonché un meccanismo di calcolo finalizzato a correlare la perdita di generazione di energia elettrica al recupero di calore nel caso di impianti di produzione in assetto cogenerativo;
- inserire, nella componente a copertura dei costi del combustibile, un elemento a copertura dei costi di tracciabilità del combustibile proveniente dalla cd. “filiera corta”, ponendolo pari a 10 €/t;
 - tenere conto, ai fini della determinazione dell’elemento a copertura dei costi di trasporto del combustibile, di una distanza di approvvigionamento delle biomasse pari a 70 km (in luogo dei precedenti 50 km), in quanto rappresentativa della cd. “filiera corta”;
 - correlare l’incidenza percentuale delle ceneri (e conseguentemente anche l’elemento a copertura dei costi di gestione e smaltimento delle ceneri) alla potenza dell’impianto di produzione;
 - modificare il criterio di calcolo dell’elemento a copertura dei costi del personale impiegato per la gestione degli impianti di produzione sulla base delle indicazioni riportate nella nuova versione del rapporto biomasse RSE e derivanti dagli approfondimenti effettuati a seguito della consultazione postuma;
 - inserire, nella componente a copertura dei costi operativi, un elemento additivo forfetario a copertura dei: a) costi di stoccaggio e movimentazione della biomassa all’interno del sito; b) costo del combustibile fossile richiesto per le procedure di avvio dell’impianto; c) costi dei composti consumabili e additivi chimici richiesti per l’abbattimento degli inquinanti e per il trattamento delle acque in ingresso o uscita dal processo; d) altri costi di struttura e di gestione diversi da quanto precedentemente indicato. Tale elemento è posto forfetariamente pari a 10 €/MWh, non potendo determinare in modo puntuale tali voci di costo le richiamate voci di costo;
- sia opportuno, inoltre, tenere conto delle più aggiornate valutazioni riportate nella nuova versione del rapporto biomasse GSE in relazione all’elemento relativo ai costi di manutenzione ordinaria e all’elemento relativo ai costi di manutenzione straordinaria;
 - sia opportuno modificare le modalità di determinazione della componente associata ai ricavi derivanti dalla vendita del calore prodotto, nel caso di impianti cogenerativi:
 - prevedendo che il rapporto tra il calore utile prodotto e l’energia elettrica prodotta (che rileva per trasformare i ricavi medi derivanti dalla vendita del calore in valore numerico a riduzione dei prezzi minimi garantiti spettanti per la produzione elettrica) sia determinato per ogni singolo impianto di produzione sulla base dei dati di misura resi disponibili al GSE, anziché utilizzare la rappresentazione forfetaria contenuta nel rapporto biomasse RSE. Ciò consente di evitare che siano penalizzati gli impianti di produzione cogenerativi che, durante il periodo di massimizzazione, hanno esercito gli impianti di produzione in attuazione delle disposizioni normative finalizzate a massimizzare la produzione di energia elettrica da fonti diverse dal gas naturale (anche indipendentemente dalla richiesta di calore): tale soluzione dovrebbe ridurre la probabilità che i prezzi minimi garantiti non consentano la copertura media dei

- costi di esercizio di alcuni impianti cogenerativi, evitando le criticità emerse in merito nell'ambito della consultazione postuma prevista dalla deliberazione 601/2023/R/eel;
- prevedendo che i ricavi derivanti dalla vendita del calore prodotto siano calcolati applicando il metodo del costo evitato di generazione dello stesso vettore energetico utilizzando fonti alternative (gas naturale), come riportato nella nuova versione del rapporto biomasse RSE;
 - non siano accoglibili le rimanenti osservazioni pervenute dai produttori di energia elettrica e dalle relative associazioni e precedentemente descritte, ivi compresa la richiesta di prevedere un valore minimo dei prezzi minimi garantiti pari a 240 €/MWh indipendentemente dai prezzi di mercato della biomassa;
 - sia opportuno prevedere che il GSE effettui i conguagli derivanti dall'applicazione del presente provvedimento entro il 30 settembre 2024, ad eccezione dell'elemento a copertura dei costi di tracciabilità del combustibile proveniente dalla cd. "filiera corta" che potrà essere riconosciuto a valle dell'esito positivo delle verifiche condotte dal Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità alimentare e delle Foreste in attuazione della normativa vigente in materia di "filiera corta"

DELIBERA

1. di modificare l'Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel nei seguenti punti:
 - all'articolo 2, il comma 2.3 è sostituito dal seguente comma: "
 - 2.3 I prezzi minimi garantiti P_{MG} spettanti, durante il periodo di massimizzazione della produzione, alla produzione netta di energia elettrica da impianti non rilevanti alimentati da biomasse solide sono pari, per ogni mese solare, alla somma della:
 - 1) componente a copertura dei costi del combustibile $P_{MG,comb}$, espressa in €/MWh:

$$P_{MG,comb} = \frac{P_{comb} + P_{trasp} + P_{tracc} + P_{smalt}}{Eff}$$

dove:

- a) P_{comb} è il prezzo medio mensile della biomassa, espresso in €/t, pari alla media ponderata dei seguenti prezzi medi mensili:
 - i. media aritmetica tra il prezzo minimo e massimo mensili di cui al Capitolato biocombustibili solidi, item 80: merce franco partenza - cippato di legno vergine con cortecchia ad uso industriale - origine da segheria con umidità del 40%. Ai fini della ponderazione, tale media aritmetica è pesata nella misura del 40%. Per esprimere in €/t il valore disponibile sul portale, espresso in €/mst, si utilizza di un fattore di conversione convenzionale pari a 0,265 t/mst;

- ii. media aritmetica tra il prezzo minimo e massimo mensili di cui al Capitolato biocombustibili solidi, item 90: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale - origine da pioppo con umidità del 50%. Ai fini della ponderazione, tale media aritmetica è pesata nella misura del 20%;
- iii. media aritmetica tra il prezzo minimo e massimo mensili di cui al Capitolato biocombustibili solidi, item 100: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale - origine da manutenzione patrimonio boschivo con umidità del 45%. Ai fini della ponderazione, tale media aritmetica è pesata nella misura del 40%.

I prezzi minimi e massimi mensili afferenti ai Capitolati richiamati nei precedenti alinea sono disponibili sul Portale PiùPrezzi - Microportale Energetici e Affini del sito internet della Camera di Commercio Milano - Monza Brianza - Lodi e, ove necessario, sono determinati tenendo conto di quanto previsto al comma 2.4;

- b) P_{trasp} è l'elemento, espresso in €/t, a copertura dei costi di trasporto del combustibile e pari a:

$$2,33 \cdot \left(\frac{P_{gasolio}}{1,22} - 0,2142 \right) + pers_trasp$$

dove:

- $P_{gasolio}$ è pari alla media aritmetica, espressa in €/l, dei prezzi medi settimanali al lordo di Iva e accise, disponibili nel sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per il gasolio da autotrazione;
- $pers_trasp$ è il sub-elemento a copertura dei costi medi del personale impiegato per il trasporto dei combustibili, pari, per l'anno 2023, a 12,5 €/t. Esso è aggiornato, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- c) P_{tracc} è l'elemento, espresso in €/t, a copertura del costo per la tracciatura, da applicare nel caso di utilizzo di biomasse solide oggetto di tracciatura, pari a 10 €/t. Tale elemento viene riconosciuto a valle dell'esito positivo delle verifiche condotte dal Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità alimentare e delle Foreste in attuazione della normativa vigente in materia di "filiera corta";
- d) P_{smalt} è l'elemento, espresso in €/t, a copertura dei costi di gestione e smaltimento delle ceneri, pari a:
 - i. 5 €/t, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW;

- ii. $0,357 \cdot P + 4,64$, espresso in €/t, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 10 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
- e) *Eff* è l'efficienza elettrica netta, espressa in MWh/t, pari a:

$$Eff = \eta_E^0 \frac{1}{1 + \beta \cdot \frac{H}{E}}$$

dove:

- i. η_E^0 è l'efficienza elettrica in condizioni di sola produzione di energia elettrica, espressa in MWh/t, pari a:
- 0,314, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW;
 - $0,064 P + 0,250$, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
 - $0,013 P + 0,505$, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 5 MW e inferiore a 10 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
- ii. β è il fattore di perdita di potenza elettrica, pari a:
- 0,100, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW;
 - $0,018 P + 0,083$, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
 - 0,170, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 5 MW e inferiore a 10 MW;
- iii. H è la quantità di energia termica prodotta nel mese di riferimento (o nella frazione del mese rientrante nel periodo di massimizzazione), espressa in MWh, destinata a un cliente finale o a un processo produttivo;
- iv. E è la quantità di energia elettrica netta prodotta nel mese di riferimento (o nella frazione del mese rientrante nel periodo di massimizzazione), espressa in MWh;
- 2) componente a copertura dei costi operativi $P_{MG,o\&m}$, espressa in €/MWh:

$$P_{MG,o\&m} = man_{ord} + man_{stra} + pers + add$$

dove:

- f) man_{ord} è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione ordinaria, pari, per l'anno 2023, a:

$$1,071 \cdot P + 3,93$$

dove P è la potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

L'elemento man_{ord} non assume mai valori numerici inferiori a 5 €/MWh. I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- g) man_{stra} è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione straordinaria, pari, per l'anno 2023, a:

$$1,071 \cdot P + 8,93$$

dove P è la potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

L'elemento man_{stra} non assume mai valori numerici inferiori a 10 €/MWh. I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- h) $pers$ è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi del personale impiegato per la gestione degli impianti di produzione, pari, per l'anno 2023, a:

i. 50,77 €/MWh, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW;

ii. $-4,442 \cdot P + 55,21$, espresso in €/MWh, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;

iii. $-1,185 \cdot P + 38,92$, espresso in €/MWh, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 5 MW e inferiore a 10 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

I coefficienti numerici presenti sono aggiornati, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- i) add è l'elemento additivo a copertura dei costi di stoccaggio e movimentazione della biomassa all'interno dell'area dove è localizzato l'impianto di produzione di energia elettrica, a copertura del costo del combustibile fossile richiesto per le

procedure di avvio dell'impianto di produzione e a copertura dei costi dei composti consumabili e degli additivi chimici richiesti per l'abbattimento degli inquinanti e per il trattamento delle acque in ingresso o in uscita dal processo, pari a 10 €/MWh. Tale valore è aggiornato, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- 3) componente associata ai ricavi derivanti dalla vendita del calore prodotto, nel caso di impianti cogenerativi, $P_{MG,calore}$, espressa in €/MWh, pari a:

$$P_{MG,calore} = - \frac{H \cdot \eta_{reteTH}}{E} \cdot \left(\frac{P_{gas\ naturale}}{0,855} \right)$$

dove:

- j) H è la quantità di energia termica prodotta nel mese di riferimento (o nella frazione del mese rientrante nel periodo di massimizzazione), espressa in MWh, destinata a un cliente finale o a un processo produttivo;
- k) η_{reteTH} è il rendimento convenzionale della rete di trasporto del calore, pari a:
- i. 0,82 nel caso di calore derivato, ossia prodotto in impianti di trasformazione energetica e veicolato all'utenza tramite una rete di trasporto;
 - ii. 1,00 nel caso di utilizzo diretto di calore, ossia prodotto e utilizzato direttamente in sito;
- l) E è la quantità di energia elettrica netta prodotta nel mese di riferimento (o nella frazione del mese rientrante nel periodo di massimizzazione), espressa in MWh;
- m) $P_{gas\ naturale}$ è il prezzo di riferimento del gas naturale, espresso in €/MWh_{gas}, convenzionalmente pari alla somma delle seguenti componenti:
- la componente materia prima gas naturale, espressa in €/MWh_{gas}, pari alla media dei prezzi medi di mercato SAP, di cui al comma 1.2, lettera o), del Testo Integrato Bilanciamento, dei giorni del mese in esame;
 - il corrispettivo per la logistica nazionale, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto CPu, di cui al comma 13.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale, calcolato nell'ipotesi di impianto che si trova a più di 15 km dal punto di uscita dalla rete di trasporto, la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
 - il corrispettivo per la misura, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di misura CM^T, di cui all'articolo 20 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di

trasporto e misura del gas naturale, calcolato nell'ipotesi di impianto la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;

- il corrispettivo per il trasporto, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} di cui ai commi 17.1 e 18.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale;
- il corrispettivo a copertura degli oneri aggiuntivi, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi applicabili agli impianti direttamente allacciati alla rete di trasporto (GS_T , RE_T , UG^{3T} , CRV^I , CRV^{OS} , CRV^{BL} , CRV^{FG} di cui all'Articolo 36 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale);
- le accise, espresse in €/Smc, pari a 0,012498 €/Smc.

Ai fini della conversione da €/Smc a €/MWh_{gas}, si utilizza il fattore pari a 94,488 Smc/MWh_{gas}, corrispondente ad un gas naturale con potere calorifico superiore pari a 38,1 MJ/Smc.”;

- all'articolo 2, comma 2.4, dopo l'ultimo alinea è inserito il seguente alinea: “
 - ai fini del calcolo del termine $P_{gas\ naturale}$ di cui al comma 2.3, punto 3), lettera m), si considerano i prezzi afferenti ai soli giorni inclusi nel periodo di massimizzazione e nel mese solare in esame.”;
 - all'articolo 4, dopo il comma 4.8 è inserito il seguente comma: “

4.9 Nel caso di impianti di produzione cogenerativi alimentati da biomassa, il produttore trasmette al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, la quantità di energia termica prodotta durante il periodo di massimizzazione, espressa in MWh, specificando se è veicolata all'utenza tramite una rete di trasporto o se è utilizzata in sito, nonché una relazione in cui sono descritte le modalità con cui tale quantità è stata misurata. Il GSE, ove occorra, può prevedere che tali dati e informazioni siano rese disponibili dai produttori tramite dichiarazione redatta ai sensi del DPR 445/00.”;
 - all'articolo 5, commi 5.2 e 5.3, le parole “di cui all'articolo 41, comma 41.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto” sono sostituite con le seguenti parole: “di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera b), del Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte”;
2. di prevedere che, nel caso degli impianti di produzione di energia elettrica non rilevanti alimentati da biomasse solide soggetti all'obbligo di massimizzazione della produzione, il GSE effettui i conguagli entro il 30 settembre 2024, ad eccezione dell'elemento a copertura dei costi di tracciabilità del combustibile proveniente dalla cd. “filiera corta” che potrà essere riconosciuto a valle dell'esito positivo delle verifiche condotte dal Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità alimentare e delle Foreste in attuazione della normativa vigente in materia;
 3. di pubblicare la nuova versione del rapporto relativo ai costi di esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biomasse solide, trasmessa da Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. con la lettera del 7 marzo 2024;

4. di trasmettere la presente deliberazione al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica e al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.;
5. di pubblicare la presente deliberazione, nonché l’Allegato A alla deliberazione 209/2023/R/eel come modificato dalla presente deliberazione, nel sito internet dell’Autorità www.arera.it.

12 marzo 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini