

**DELIBERAZIONE 16 MAGGIO 2023**  
**209/2023/R/EEL**

**REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI NON RILEVANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA 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 1250<sup>a</sup> riunione del 16 maggio 2023

**VISTI:**

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il regolamento 11568/22 del Consiglio dell'Unione europea del 4 agosto 2022, relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas (di seguito: regolamento 11568/22);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- 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, nonché i relativi provvedimenti applicativi;
- 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 Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- 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 (di seguito: decreto interministeriale 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, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 6 novembre 2007, 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 (di seguito: Testo Integrato Settlement o TIS);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Scambio sul Posto o TISP);
- la deliberazione dell’Autorità 7 febbraio 2013, 47/2013/R/efr (di seguito: deliberazione 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 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 (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME);
- la 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);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2022, 727/2022/R/eel, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Autoconsumo Diffuso o TIAD);
- la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2023, 129/2023/A (di seguito: deliberazione 129/2023/A);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza, di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 di Terna S.p.A. (di seguito: Terna).

**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 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 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 predetti impianti di produzione ed effettui il dispacciamento degli impianti medesimi, 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 citati impianti;
- l'articolo 5bis, commi 3 e 3bis, del decreto-legge 14/22 contiene norme in merito alle deroghe alla normativa ambientale per gli impianti 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 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 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 sul 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;
- 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, 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 11568/22, ha, tra l'altro e per quanto qui rileva:
  - ricordato che per gli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili, ai sensi dell'articolo 5-bis, comma 4, del decreto-legge 14/22, è consentita anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale, purché i titolari degli impianti certifichino a Terna che l'alimentazione a biocombustibili non è economicamente sostenibile rispetto all'alimentazione con combustibile tradizionale e non ne consente l'esercizio, considerando la disponibilità e i prezzi dei biocombustibili e l'attuale livello degli incentivi. Tali certificazioni vanno inviate anche alla società Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito anche: GSE) ai fini dell'opportuno coordinamento;
  - 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 verrà 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 430/2022/R/eel, ha definito, con urgenza e 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 di produzione interessati, al fine di contribuire a creare le condizioni per un tempestivo avvio del programma di massimizzazione, distinguendo tra impianti di produzione assoggettati e non assoggettati a un regime di essenzialità. Tali disposizioni trovano applicazione per gli impianti di produzione rilevanti;
- Terna, in data 16 settembre 2022, ha pubblicato sul proprio sito internet l'elenco degli impianti di produzione con potenza termica superiore a 300 MW alimentati da carbone e olio combustibile nonché l'elenco degli impianti di produzione rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili, interessati dal programma di massimizzazione, dando avvio a partire dal 19 settembre 2022 al medesimo programma per gli impianti

di produzione rilevanti. Il primo periodo di massimizzazione della produzione è terminato il 31 marzo 2023, come evidenziato da Terna sul proprio sito internet;

- l’Autorità, con la deliberazione 725/2022/R/eel, ha adottato soluzioni semplificate in merito alle modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione non rilevanti interessati 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 merito alle modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili (che, come già precedentemente evidenziato, durante il periodo emergenziale possono essere alimentati anche tramite combustibile convenzionale, ai sensi dell’articolo 5bis, comma 4, del decreto-legge 14/22);
  - ha previsto che i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti siano riconosciuti ai produttori (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 punto precedente siano oggetto di copertura, anche con soluzioni in acconto e salvo conguaglio, per il tramite dello strumento dei prezzi minimi garantiti quale quello di cui agli 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 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;
  - 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;
- Terna, in data 30 dicembre 2022, ha pubblicato sul proprio sito internet un primo elenco degli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili, interessati dal programma di massimizzazione, dando avvio a partire dal 1 gennaio 2023 al medesimo programma per alcuni impianti di produzione non rilevanti. Il primo elenco è stato successivamente integrato il 24 gennaio 2023, dando avvio a partire da tale data al programma di massimizzazione per altri impianti di produzione

non rilevanti. Il primo periodo di massimizzazione della produzione è terminato il 31 marzo 2023, come evidenziato da Terna sul proprio sito internet;

- come consentito dall'articolo 5bis, comma 4, del decreto-legge 14/22, durante il periodo emergenziale oggetto di obbligo di massimizzazione della produzione, alcuni impianti di produzione non rilevanti, normalmente alimentati da bioliquidi sostenibili, sono stati alimentati da combustibile convenzionale, sia esso un bioliquido non sostenibile oppure gasolio;
- all'Atto di indirizzo 1 settembre 2022 ha fatto seguito l'Atto di indirizzo 31 marzo 2023. In attuazione di quest'ultimo, Terna, in data 10 maggio 2023, ha pubblicato un elenco di impianti di produzione interessati dal nuovo programma di massimizzazione che, pertanto, per tali impianti, ha avuto inizio dalla medesima data;
- in merito alle previsioni della deliberazione 725/2022/R/eel, come precedentemente sintetizzate, le associazioni dei produttori interessati hanno evidenziato la necessità di garantire la copertura dei costi, per gli impianti inclusi nei programmi di massimizzazione e tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, non solo con riferimento all'energia elettrica immessa ma anche all'energia elettrica prodotta e 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.

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- con la deliberazione 725/2022/R/eel, l'Autorità ha anche avviato un procedimento per la quantificazione dei prezzi minimi garantiti che saranno oggetto di applicazione durante il periodo di massimizzazione della produzione, nonché per la definizione delle relative modalità e tempistiche di erogazione (ivi inclusi acconti e conguagli), nel rispetto di quanto indicato dalla medesima deliberazione; l'Autorità ha altresì previsto che, nell'ambito del procedimento, i soggetti interessati potessero trasmettere i dati e le informazioni ritenute utili, con particolare riferimento ai dati dettagliati di costo medio per la produzione di energia elettrica, al fine di raccogliere gli elementi necessari;
- allo scopo, le associazioni dei produttori interessati hanno evidenziato principalmente quanto segue:
  - è opportuno prevedere almeno 3 distinti prezzi minimi garantiti, differenziando per tipologia di combustibile impiegato (oli vegetali, grassi animali, combustibile convenzionale); altre associazioni hanno evidenziato l'opportunità di distinguere tra olio di palma grezzo, oli vegetali raffinati (quali soia, colza, ecc.), sottoprodotti di origine animale, oli ricostituiti (oli riesterificati) e gasolio;
  - per quanto riguarda i costi di combustibile, data la limitata dimensione degli impianti di produzione, i produttori non sono in grado di sfruttare economie di scala e pertanto non può considerarsi affidabile un semplice indice di prezzo di *commodities* internazionale. Vanno aggiunti, in funzione della tipologia di prodotto e di listino preso come riferimento, i costi di stoccaggio, di logistica internazionale, di logistica nazionale ed i costi per la tracciabilità e la

certificazione di sostenibilità del prodotto, oltre alle accise sui prodotti energetici. Le associazioni dei produttori hanno altresì riportato indicazioni in merito ai listini pubblici (se disponibili) dai quali è possibile reperire i prezzi di riferimento dei combustibili;

- i costi variabili per la gestione e conduzione degli impianti di produzione da reintegrare dovrebbero essere i costi manutentivi (inclusi i costi delle manutenzioni straordinarie programmate), di conduzione, gestionali (inclusi i costi di locazione), finanziari ordinari (sono i costi di debito per l'ottenimento della liquidità bancaria dovuti principalmente all'esposizione finanziaria tra produzione e incasso) e finanziari straordinari iniziali (sono i costi finanziari incrementali associati all'esposizione finanziaria prolungata tra produzione e incasso in funzione delle tempistiche per la definizione dei prezzi minimi garantiti);
- i prezzi minimi garantiti dovrebbero coprire anche i costi allocati ai produttori dal GSE, come derivanti dalle convenzioni firmate dagli operatori con il GSE (inclusi i corrispettivi di sbilanciamento);
- nel corso del procedimento, l'Autorità si è avvalsa della società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. (di seguito: RSE) al fine di approfondire la struttura e l'entità dei costi di produzione degli impianti di produzione interessati, con particolare riferimento ai costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa, anche tenendo conto dei dati e delle informazioni rese disponibili dalle associazioni dei produttori;
- il rapporto redatto da RSE, allegato al presente provvedimento e al quale si rimanda, contiene alcune considerazioni in merito alla struttura e all'entità dei costi di produzione dell'energia elettrica da bioliquidi e da gasolio che rilevano ai fini dell'applicazione della deliberazione 725/2022/R/eel, distinguendo i costi di acquisto del combustibile (comprensivi dei prezzi dei combustibili, dei costi per le certificazioni e la tracciatura dei bioliquidi sostenibili nonché 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);
- tale rapporto evidenzia altresì considerazioni in merito all'aggiornamento periodico di tali costi, facendo riferimento a informazioni pubblicamente disponibili per quanto riguarda i prezzi dei combustibili e al tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat per quanto riguarda i costi di manutenzione e del personale;
- il rapporto redatto da RSE evidenzia altresì che i costi di natura operativa individuati presentano una variabilità, stimabile in circa il 20% del loro valore, derivante dalla varietà dei contesti delle realtà produttive;
- il rapporto redatto da RSE non include gli impianti di produzione alimentati da biomasse solide in quanto la possibilità che vengano inseriti nel programma di massimizzazione della produzione è stata prevista solo con la legge 41/23.

**RITENUTO CHE:**

- sia condivisibile la richiesta, formulata dai produttori intervenuti durante la consultazione, di reintegrare, per gli impianti inclusi nei programmi di massimizzazione e tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, i costi sostenuti dai produttori non solo in relazione all'energia elettrica immessa in rete ma anche all'energia elettrica prodotta e 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;
- sia, pertanto, necessario modificare di conseguenza la deliberazione 725/2022/R/eel.

**RITENUTO, ALTRESÌ, CHE:**

- il rapporto redatto da RSE, allegato al presente provvedimento, contenga gli elementi necessari e sufficienti ai fini della determinazione dei costi medi per la produzione di energia elettrica che rilevano ai fini dell'applicazione della deliberazione 725/2022/R/eel;
- sia opportuno, ove possibile e come già previsto dalla deliberazione 725/2022/R/eel, introdurre, ai fini della copertura dei costi sostenuti dai produttori, forme di indicizzazione del costo di acquisto del combustibile a riferimenti di prezzo disponibili (riportati anche nel rapporto redatto da RSE), pur evitando forme di reintegrazione puntuale dei costi sostenuti;
- sia, più in generale, opportuno che i prezzi minimi garantiti siano, ove possibile, aggiornati periodicamente, tenendo conto:
  - dei richiamati riferimenti disponibili di prezzo dei combustibili, come evidenziati da RSE e proposti dai produttori e associazioni intervenuti durante la consultazione, lasciando la possibilità ai produttori di indicare il combustibile effettivamente utilizzato;
  - dei riferimenti disponibili di prezzo del gasolio utilizzato per il trasporto dei combustibili, sulla base delle ipotesi valutate da RSE;
- sia altresì opportuno esplicitare i parametri 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;
- sia opportuno che i prezzi minimi garantiti risultanti siano forfettariamente maggiorati di 10 €/MWh per tenere conto della variabilità evidenziata da RSE in relazione ai costi di natura operativa;
- ai fini della copertura dei costi sostenuti dai produttori obbligati alla massimizzazione della produzione si renda necessaria la quantificazione non solo dei ricavi minimi garantiti per i produttori, sulla base dei prezzi minimi garantiti, ma anche dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica o dei minori costi associati all'energia elettrica consumata in sito: è altresì opportuno che questi ultimi ricavi (o minori costi) siano individuati in modo convenzionale, tenendo conto delle diverse fattispecie

possibili, in coerenza e per le motivazioni già evidenziate dalla deliberazione 725/2022/R/eel;

- il GSE eroghi, ai produttori che gestiscono impianti di produzione non rilevanti obbligati alla massimizzazione della produzione, la differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti e i ricavi convenzionali; e che tale erogazione avvenga a congruaggio al termine di ciascun periodo di massimizzazione, fatta salva la possibilità per il GSE di prevedere forme di acconto;
- il presente provvedimento debba trovare applicazione per tutti i periodi di massimizzazione della produzione che sono stati e verranno attivati ai sensi dell'articolo 5bis del decreto-legge 14/22 e non solo per il primo periodo di massimizzazione di cui all'Atto di indirizzo 1 settembre 2022 (dal 1 gennaio 2023 o dal 24 gennaio 2023 al 31 marzo 2023 per gli impianti di produzione non rilevanti);
- il presente provvedimento, nella parte di definizione della remunerazione degli impianti non rilevanti alimentati da bioliquidi, sia adottato 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;
- sia necessario assicurare comunque la partecipazione dei soggetti interessati, ulteriore a quella che già era stata prevista in via preliminare dalla deliberazione 725/2022/R/eel, tramite la consultazione postuma 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 presente provvedimento nelle parti di cui ai precedenti punti, ivi incluse quelle derivanti dal rapporto redatto da RSE;
- sia opportuno precisare che la deliberazione 725/2022/R/eel e il presente provvedimento trovino applicazione anche per gli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica alimentati da biomasse solide inseriti nel programma di massimizzazione della produzione, in attuazione della legge 41/23, e previa quantificazione, con successivo provvedimento, dei relativi prezzi minimi garantiti;
- per le finalità di cui al precedente punto, sia opportuno prevedere che i soggetti interessati possano far pervenire all'Autorità i dati e le osservazioni che ritengono utili e necessarie ai fini dell'estensione, da parte di RSE, degli approfondimenti sulla struttura e sull'entità dei costi di produzione dell'energia elettrica dagli impianti di produzione non rilevanti alimentati da biomasse solide, con particolare riferimento ai costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa

## **DELIBERA**

1. di modificare il punto 2 della deliberazione 725/2022/R/eel, sostituendo le parole “, indipendentemente dalle modalità adottate dal produttore per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete” con le parole “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”;
2. di approvare 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 al presente provvedimento di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
  3. di stabilire, per le ragioni esplicitate in premessa, che i soggetti interessati possano far pervenire all’Autorità, per iscritto all’indirizzo protocollo@pec.arera.it, le proprie osservazioni e proposte in merito alle disposizioni di cui al presente provvedimento, entro il 12 giugno 2023;
  4. di prevedere che il GSE, con effetti a decorrere dall’1 gennaio 2023 e in relazione agli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti alla massimizzazione della produzione ai sensi dell’articolo 5bis del decreto-legge 14/22, per i rispettivi periodi di massimizzazione della produzione, riconosca la remunerazione di cui il presente provvedimento a titolo di acconto, fermo restando l’eventuale conguaglio che dovesse derivare con successivo provvedimento a seguito dell’analisi delle osservazioni e delle proposte formulate ai sensi del punto 3;
  5. di prevedere che la deliberazione 725/2022/R/eel e il presente provvedimento trovino applicazione anche per gli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica alimentati da biomasse solide inseriti nel programma di massimizzazione della produzione, previa quantificazione, con successivo provvedimento, dei relativi prezzi minimi garantiti;
  6. di prevedere, per le finalità di cui al punto 5, che i soggetti interessati possano far pervenire all’Autorità entro il 12 giugno 2023, per iscritto all’indirizzo protocollo@pec.arera.it, i dati e le osservazioni che ritengono utili e necessarie ai fini della quantificazione dei prezzi minimi garantiti da applicare agli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica alimentati da biomasse solide;
  7. di trasmettere il presente provvedimento al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza energetica e al Gestore dei Servizi energetici S.p.A.;
  8. di pubblicare la presente deliberazione nel sito internet dell’Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

16 maggio 2023

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*