

DELIBERAZIONE 29 OTTOBRE 2024
437/2024/R/EEL

DETERMINAZIONI IN MATERIA DI IMPIANTI ESSENZIALI. MODIFICHE E INTEGRAZIONI
ALLA DISCIPLINA DI RIFERIMENTO

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE

Nella 1314^a riunione del 29 ottobre 2024

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- 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: decreto ministeriale 6 luglio 2012);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 342/2016/E/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 459/2016/E/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2022, 452/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 452/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 25 ottobre 2022, 532/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 532/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 9 aprile 2024, 132/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 132/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2024, 306/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 306/2024/R/eel);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna), del 5 settembre 2024, prot. Autorità 63248, del 6 settembre 2024 (di seguito: prima comunicazione Terna);

- la comunicazione di Terna, del 25 settembre 2024, prot. Autorità 67797, del 26 settembre 2024 (di seguito: seconda comunicazione Terna).

CONSIDERATO CHE:

- gli articoli 63, 64 e 65 della deliberazione 111/06 (laddove non diversamente specificato, gli articoli e i commi citati nel prosieguo sono da considerare relativi alla deliberazione 111/06) definiscono la disciplina tipica e i relativi diritti e obblighi cui deve attenersi l'utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali (di seguito: regimi tipici); l'articolo *65bis* definisce, invece, la disciplina alternativa alla disciplina tipica e i relativi diritti e obblighi cui deve adempiere l'utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali che opti per detta disciplina alternativa;
- ai sensi del comma *65bis.3*, ai fini dell'applicazione della disciplina alternativa, l'Autorità determina i valori assunti, con riferimento all'anno successivo:
 - dalle quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento di cui al comma *65bis.2*;
 - dal prezzo massimo a salire e da quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma *65bis.2*, incluse le eventuali indicizzazioni;
 - dal corrispettivo di cui alla lettera b) del comma *65bis.2*;
- ai sensi del comma 64.4, i vincoli ed i criteri previsti dalla disciplina tipica cui l'utente del dispacciamento deve attenersi, con riferimento agli impianti di produzione essenziali, nel presentare le sue offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento, possono essere definiti da Terna anche tenendo conto degli esiti dei mercati dell'energia;
- i vincoli ed i criteri cui l'utente del dispacciamento deve attenersi nel presentare le sue offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento, qualora opti per la disciplina alternativa, non dipendono dagli esiti dei mercati dell'energia, con riferimento alla capacità produttiva disponibile in esito a detti mercati;
- qualora un utente del dispacciamento opti per la disciplina alternativa, si rende pertanto necessario formulare un'ipotesi circa la programmazione attesa nell'anno successivo degli impianti di produzione nella disponibilità del medesimo utente in esito ai mercati dell'energia, al fine di dimensionare adeguatamente, rispetto all'essenzialità dello stesso, la quantità dell'impegno che detto utente deve assumere;
- con la seconda comunicazione Terna, l'omonima società ha fornito all'Autorità gli elementi necessari per le determinazioni di cui al comma *65bis.3*; con riferimento alle quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui al comma *65bis.2*, tali elementi consentono di determinare dette quantità tenendo anche in considerazione, sulla base di ragionevoli ipotesi, la programmazione attesa degli impianti di produzione nella disponibilità dell'utente del dispacciamento in esito ai mercati dell'energia e la contrazione del rischio di esercizio di potere di mercato derivante dagli impegni del mercato della capacità;

- sulla base degli elementi resi disponibili all’Autorità da Terna con la seconda comunicazione omonima, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui al comma 65*bis*.3 sono:
 - a. A2A ENERGIEFUTURE S.p.A.;
 - b. ACEA ENERGIA S.p.A.;
 - c. C.V.A. ENERGIE S.r.l.;
 - d. ENEL PRODUZIONE S.p.A.;
- gli impianti Biopower Sardegna, Iges e Sarlux, indicati dalla stessa Terna tra gli impianti singolarmente essenziali per l’anno 2025, non sono allo stato abilitati;
- il comma 65*bis*.3 prevede che la comunicazione di cui al medesimo comma sia inviata esclusivamente con riferimento a potenza abilitata.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- il comma 64.24 prevede che, nell’ambito del processo di definizione del quadro regolatorio dei regimi tipici, Terna proponga all’Autorità il rendimento standard, lo standard di emissione e il costo standard per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione (di seguito: componente smaltimento standard), in relazione alle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche;
- il comma 64.18 stabilisce che, con cadenza annuale, Terna proponga all’Autorità i criteri per la definizione delle percentuali standard per la valorizzazione della componente del costo variabile riconosciuto a copertura del corrispettivo di sbilanciamento;
- Terna ha presentato all’Autorità le proposte indicate ai commi 64.18 e 64.24 per l’anno 2025 con la prima comunicazione omonima; con la medesima comunicazione, Terna ha altresì proposto i valori del rendimento standard, dello standard di emissione, della componente smaltimento standard in relazione alle specifiche categorie cui sono riconducibili le unità di produzione degli impianti alimentati a oli vegetali grezzi e a biomasse solide e, nel caso della categoria delle unità alimentate a biomasse solide, ha indicato anche il valore del potere calorifico inferiore standard; quest’ultimo dato permette di tenere conto della rilevante eterogeneità delle biomasse solide dal punto di vista energetico;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, il valore del tasso di remunerazione del capitale è determinato annualmente secondo la metodologia *ex* comma 65.18, che è stata introdotta, previa consultazione, con la deliberazione 532/2022/R/eel e che è stata già applicata per la definizione dei tassi relativi al 2023 e al corrente anno.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- l’Autorità ha definito le modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati:
 - a) da biogas e biomasse solide, con la deliberazione 132/2024/R/eel;

- b) da bioliquidi, con la deliberazione 306/2024/R/eel;
- la remunerazione tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, riconosciuta dal Gestore dei servizi energetici S.p.A. (di seguito: GSE), è pari alla differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti e i ricavi convenzionali, che, rispettivamente, tengono conto, tra l'altro, dei costi variabili e dei prezzi zonali orari.

RITENUTO OPPORTUNO:

- definire con il presente provvedimento i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime alternativo, di cui all'articolo 65*bis*, agli impianti (o raggruppamenti di impianti) essenziali;
- determinare, per ciascun utente del dispacciamento, le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento di cui al comma 65*bis*.2, in base alle informazioni di cui alla seconda comunicazione Terna, adottando – alla luce dei fenomeni evidenziati nell'ambito dei procedimenti *ex* deliberazioni 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel - ipotesi cautelative in merito alla programmazione attesa in esito ai mercati dell'energia degli impianti di produzione nella disponibilità dell'utente del dispacciamento;
- con l'avvio del periodo di consegna del mercato della capacità, definire le quantità minime di impegno di cui alla comunicazione *ex* comma 65*bis*.3 in relazione a un raggruppamento essenziale per riserva terziaria a salire tenendo conto dell'effetto atteso di contrazione del rischio di esercizio di potere di mercato derivante dagli impegni del mercato della capacità;
- che, ai fini della determinazione del prezzo massimo a salire, di cui alla lettera a), del comma 65*bis*.2, rappresentativo del costo variabile standard di un impianto turbogas a ciclo aperto (di seguito: impianto turbogas):
 - siano applicati dati aggiornati di consumo specifico di gas naturale e di emissioni unitarie, in modo da riflettere le caratteristiche medie degli impianti di tipo turbogas a ciclo aperto alimentati a gas naturale nel parco italiano;
 - siano confermate le metodologie di valorizzazione del gas naturale e delle emissioni introdotte con la deliberazione 452/2022/R/eel, ivi inclusa la frequenza settimanale di aggiornamento, modificando, tuttavia, la parte relativa alla logistica nazionale del gas naturale, per renderla più coerente con le tariffe di trasporto e le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas;
 - anche in considerazione di quanto espresso ai punti precedenti, il valore della componente altri costi e rischi di gestione, che tiene forfaitariamente conto di eventuali e ulteriori oneri non inclusi nelle altre componenti, sia ridotto rispetto all'anno corrente;
- determinare il prezzo minimo a scendere, di cui alla lettera a), del comma 65*bis*.2, come pari al minor valore tra:
 - il costo variabile standard di un impianto turbogas, al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;

- il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita nel mercato del giorno prima, al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;
- tenere conto, nella determinazione del corrispettivo *ex* lettera b) del comma 65*bis*.2, del valore assunto, qualora superiore ad 1 (uno), dal rapporto tra le ore di impegno richiesto ed il numero massimo di ore in cui un impianto turbogas può effettivamente funzionare nel corso dell'anno, anche in relazione alle esigenze di manutenzione ordinaria ed ai normali tassi di accidentalità;
- stabilire il corrispettivo *ex* lettera b) del comma 65*bis*.2 in funzione del costo fisso di un impianto turbogas;
- determinare comunque, per quanto nei considerati, i corrispettivi di cui ai precedenti alinea con riferimento alla struttura di costo degli impianti turbogas secondo i criteri applicati per l'anno 2024;
- consentire, comunque, a ciascun utente del dispacciamento oggetto del presente provvedimento, di proporre all'Autorità strutture alternative di corrispettivi rispetto a quelli di cui ai precedenti alinea;
- che, comunque, al fine di permettere all'Autorità di valutare l'opportunità di accogliere dette proposte, queste siano accompagnate da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento;
- predisporre, per ciascun utente del dispacciamento, un apposito allegato al presente provvedimento, nel quale siano evidenziate le quantità e i prezzi di cui ai precedenti alinea, nonché gli impianti cui si riferiscono;
- escludere dagli allegati citati al precedente alinea gli impianti non abilitati, ai sensi del comma 65*bis*.3, e gli impianti già soggetti al regime di reintegrazione dei costi per l'anno 2025.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- per definire il quadro regolatorio generale per l'anno 2025 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali:
 - estendere al citato anno alcune disposizioni la cui validità è attualmente limitata all'anno 2024, quali, a titolo esemplificativo, quelle riguardanti i prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili;
 - modificare il criterio di valorizzazione della logistica nazionale del gas naturale, affinché possa maggiormente riflettere i costi del trasporto *lato sensu*, ivi inclusi gli oneri generali del sistema gas;
- approvare, con efficacia limitata all'anno 2025, la proposta che, ai sensi del comma 64.24, Terna ha presentato all'Autorità con la prima comunicazione omonima, in merito agli standard delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche, incluse le specifiche categorie cui sono riconducibili le unità di produzione degli impianti alimentati a oli vegetali grezzi e a biomasse solide; con riferimento alla categoria delle unità alimentate a biomasse solide, è altresì approvato il valore del potere calorifico inferiore standard, così da tenere conto dell'eterogeneità delle biomasse solide dal punto di vista energetico;

- approvare, con efficacia limitata all'anno 2025, le percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti che Terna ha proposto con la prima comunicazione omonima;
- stabilire che, nel caso di unità di produzione che, contestualmente, sono incluse nel novero delle unità che beneficiano dello strumento dei prezzi minimi garantiti, di cui alla deliberazione 132/2024/R/eel e/o alla deliberazione 306/2024/R/eel, e sono unità di impianti soggetti ai regimi tipici, i corrispettivi di cui ai commi 64.8 e 65.2 e il costo variabile riconosciuto rilevante ai fini della formulazione delle offerte siano pari a zero e i prezzi riconosciuti di cui ai commi 64.7 e 65.3.3 (vale a dire i prezzi riconosciuti in relazione alle offerte accettate sul mercato per il servizio di dispacciamento e nella fase preliminare al mercato del giorno prima) siano pari al prezzo zonale del mercato del giorno prima, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto dell'applicazione dei prezzi minimi garantiti alla singola unità; ciò è motivato dal fatto che, nella remunerazione basata sui prezzi minimi garantiti di cui alle deliberazioni 132/2024/R/eel e 306/2024/R/eel, si tiene già conto dei costi variabili e dei prezzi zionali orari della produzione immessa in rete;
- prevedere che, soltanto a valle della certificazione, da parte del GSE a Terna, dei dati relativi all'applicazione dello strumento dei prezzi minimi garantiti all'impianto essenziale considerato, sia regolato il saldo dell'eventuale corrispettivo di cui all'articolo 64 e siano comunicati da Terna all'Autorità gli esiti della verifica *ex* comma 65.34 sul margine di contribuzione, in modo tale che Terna possa tenere conto dei citati dati ai fini di dette attività;
- stabilire, rispetto agli incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012, che:
 - il costo variabile riconosciuto di ciascuna unità di produzione di impianti soggetti ai regimi tipici sia ridotto dell'importo unitario degli eventuali incentivi *ex* decreto ministeriale 6 luglio 2012 di cui l'unità beneficia nel periodo di applicazione dei menzionati regimi, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto del loro riconoscimento;
 - soltanto a valle della e coerentemente con la certificazione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici a Terna, dei valori dei parametri che definiscono i menzionati incentivi, sia regolato il saldo dell'eventuale corrispettivo di cui all'articolo 64 e siano comunicati da Terna all'Autorità gli esiti della verifica *ex* comma 65.34 sul margine di contribuzione, in modo tale che Terna possa tenere conto dei citati valori ai fini di dette attività;
- aggiornare al 30 settembre 2024 i parametri per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale rilevante per l'applicazione del regime di reintegrazione per l'anno 2025, ai sensi della metodologia di cui al comma 65.18; ciò determina una riduzione del tasso di remunerazione di 170 punti base rispetto al valore applicato per l'anno corrente;
- limitatamente all'anno in corso, prorogare alcune scadenze fissate dalla vigente disciplina degli impianti essenziali, per tenere conto del fatto che talune attività sinora svolte in applicazione della disciplina medesima si sono protratte oltre i termini originariamente previsti, in modo da assicurare un più ordinato svolgimento delle stesse.

DELIBERA

1. di determinare i valori assunti, con riferimento all'anno 2025, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni, di cui al comma 65bis.3, nei termini e sulla base di quanto esplicitato in premessa e come quantificato negli Allegati A ed A1, B e BI, C e CI, D e DI al presente provvedimento, riferiti rispettivamente alle società A2A ENERGIEFUTURE S.p.A., ACEA ENERGIA S.p.A., C.V.A. ENERGIE S.r.l. ed ENEL PRODUZIONE S.p.A.;
2. di trasmettere gli Allegati A ed A1 al presente provvedimento ad A2A ENERGIEFUTURE S.p.A., gli Allegati B e BI ad ACEA ENERGIA S.p.A., gli Allegati C e CI a C.V.A. ENERGIE S.r.l. e gli Allegati D e DI a ENEL PRODUZIONE S.p.A.;
3. di prevedere che ciascuna delle società di cui al precedente punto 2 possa presentare all'Autorità, unitamente alla comunicazione di cui al comma 63.5, una proposta di strutture di corrispettivi alternative rispetto a quelle contenute nell'allegato alla stessa riferito, accompagnata da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento da parte di Terna S.p.A.;
4. di trasmettere la presente deliberazione, con gli Allegati A, A1, B, BI, C, CI, D, DI a Terna S.p.A., per le finalità di cui al comma 65bis.5;
5. fatto salvo quanto previsto al punto 2, di trasmettere la presente deliberazione, ad eccezione dei relativi Allegati, a EP PRODUZIONE S.p.A., ITAL GREEN ENERGY S.r.l., OTTANA ENERGIA S.p.A. e SARAS ENERGY MANAGEMENT S.p.A.;
6. di approvare, con efficacia limitata all'anno 2025, nei termini esplicitati in premessa, per ciascuna delle categorie tecnologia-combustibile indicate al comma 77.61, i valori degli standard - rendimento standard di cui al comma 64.13, standard di emissione di cui al comma 64.20 e standard della componente di cui alla lettera g) del comma 64.11 – proposti da Terna S.p.A. con la prima comunicazione Terna, ivi incluso, nel caso della categoria delle unità alimentate a biomasse solide, il valore del potere calorifico inferiore standard;
7. di modificare e integrare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
 - al comma 64.14, dopo la lettera d) è aggiunta la lettera seguente: “
 - e) per l'anno 2025, la somma dei valori di cui ai punti b.1), b.2) e b.3) del comma 64.12, lettera b), è pari al valore espresso in euro/Smc, della somma dei seguenti elementi, applicando come potere calorifico superiore il valore di 0,0381 GJ/Smc:
 - e.1) il *System Average Price*, di cui al comma 1.2, lettera o), dell'Allegato A alla deliberazione 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, come eventualmente in seguito modificato e integrato; per ogni periodo rilevante, il valore considerato è pari alla media aritmetica delle quotazioni individuate secondo il criterio di cui al comma 64.16.1;

- e.2) la componente di cui all'articolo 7 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 14 marzo 2023, 100/2023/R/com, come eventualmente in seguito modificato e integrato, al netto dell'elemento a copertura del rischio di mantenimento del criterio *pro die* di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione;
- e.3) la somma dell'importo di 3 (tre) centesimi di euro/Smc e dei corrispettivi GS_T , UG_{3T} , RE_T (al netto dell'elemento RE_{TEE} di cui alla deliberazione dell'Autorità 26 marzo 2020, 96/2020/R/eel), CRV^{FG} , CRV^{OS} (al netto della quota parte del citato corrispettivo funzionale alla copertura dei costi del servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza di cui alla deliberazione dell'Autorità 14 maggio 2024, 182/2024/R/gas) e CRV^{BL} , di cui all'articolo 41 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas, come eventualmente in seguito modificato e integrato, applicati ai clienti finali termoelettrici e relativi al periodo rilevante considerato.”;
- ai commi 64.16 e 64.17.1, le parole “per gli anni dal 2011 al 2024” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2011 al 2025”;
 - al comma 64.16, lettera a.2), le parole “per gli anni dal 2012 al 2024” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2012 al 2025”;
 - al comma 64.16.2, lettera b), le parole “del tassi” sono sostituite dalle parole seguenti:
“del tasso”;
 - al comma 64.17.1, lettera a), le parole “il citato nolo è sostituito” sono sostituite dalle parole seguenti:
“il citato nolo è sostituito”;
 - al comma 64.17.1, lettera a), le parole “*Platts International Coal Report*, è sostituito” sono sostituite dalle parole seguenti:
“*Platts International Coal Report*, è sostituito”;
 - ai commi 64.18.1 e 64.18.2, le parole “negli anni dal 2015 al 2024” sono sostituite dalle parole seguenti:
“negli anni dal 2015 al 2025”;
 - al comma 64.19, lettera a), le parole “per gli anni dal 2023 al 2024” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2023 al 2025”;
 - al comma 64.19.2, le parole “Per gli anni dal 2023 al 2024” sono sostituite dalle parole seguenti:
“Per gli anni dal 2023 al 2025”;
 - al comma 64.19.3, lettera f), le parole “per gli anni dal 2022 al 2024” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2022 al 2025”;

- ai commi 64.31, lettera c), e 64.41, lettera b), la parola “internazione” è sostituita dalla parola “internazionale”;
- dopo il comma 64.47 sono aggiunti i commi seguenti: “

64.48 Nel caso di unità di produzione che, contestualmente, sono unità di impianti soggetti al regime di cui al presente articolo e sono incluse nel novero delle unità che beneficiano dello strumento dei prezzi minimi garantiti, di cui alla deliberazione dell’Autorità 9 aprile 2024, 132/2024/R/eel, e/o alla deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2024, 306/2024/R/eel, come eventualmente in seguito modificate e integrate, i corrispettivi di cui al comma 64.8 e il costo variabile riconosciuto rilevante ai fini della formulazione delle offerte di cui al comma 64.7 sono pari a zero e il prezzo riconosciuto di cui al comma 64.7 è pari al prezzo zonale del mercato del giorno prima di cui al medesimo comma, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto dell’applicazione dei prezzi minimi garantiti alla singola unità. Il saldo dell’eventuale corrispettivo di cui all’articolo 64 è regolato soltanto a valle della e coerentemente con la certificazione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici a Terna, dei dati relativi all’applicazione dello strumento dei prezzi minimi garantiti all’impianto essenziale considerato.

64.49 Fatto salvo quanto disposto in materia di incentivi di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo economico 6 luglio 2012 con riferimento a specifici impianti essenziali soggetti all’articolo 64 per anni precedenti al 2025 e fatto salvo quanto previsto al comma 64.48, a decorrere dall’anno 2025 il costo variabile riconosciuto di ciascuna unità di produzione di impianti soggetti al regime di cui al presente articolo è ridotto dell’importo unitario degli eventuali incentivi *ex* decreto del Ministro dello Sviluppo economico 6 luglio 2012 di cui l’unità beneficia nel periodo di applicazione del menzionato regime, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto del loro riconoscimento. Il saldo dell’eventuale corrispettivo di cui all’articolo 64 è regolato soltanto a valle della e coerentemente con la certificazione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici a Terna, dei valori dei parametri che definiscono i menzionati incentivi.”;
- al comma 65.6, le parole “per gli anni dal 2014 al 2024” sono sostituite dalle parole seguenti:

“per gli anni dal 2014 al 2025”;
- dopo il comma 65.42 è aggiunto il comma seguente: “

65.43 Nel caso di unità di produzione che, contestualmente, sono unità di impianti soggetti al regime di cui al presente articolo e sono incluse nel novero delle unità che beneficiano dello strumento dei prezzi minimi garantiti, di cui alla deliberazione dell’Autorità 9 aprile 2024, 132/2024/R/eel, e/o alla deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2024, 306/2024/R/eel, come eventualmente in seguito modificate e integrate, i corrispettivi di cui al comma 65.2 e il costo variabile riconosciuto rilevante ai fini della

formulazione delle offerte sono pari a zero e il prezzo riconosciuto di cui al comma 65.3.3 è pari al prezzo zonale del mercato del giorno prima di cui al medesimo comma, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto dell'applicazione dei prezzi minimi garantiti alla singola unità. La comunicazione di Terna all'Autorità sugli esiti della verifica *ex* comma 65.34 è effettuata a valle della e coerentemente con la certificazione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici a Terna, dei dati relativi all'applicazione dello strumento dei prezzi minimi garantiti all'impianto essenziale considerato.

65.44 Fatto salvo quanto disposto in materia di incentivi di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo economico 6 luglio 2012 con riferimento a specifici impianti essenziali soggetti all'articolo 65 per anni precedenti al 2025 e fatto salvo quanto previsto al comma 65.43, a decorrere dall'anno 2025 il costo variabile riconosciuto di ciascuna unità di produzione di impianti soggetti al regime di cui al presente articolo è ridotto dell'importo unitario degli eventuali incentivi *ex* decreto del Ministro dello Sviluppo economico 6 luglio 2012 di cui l'unità beneficia nel periodo di applicazione del menzionato regime, in ragione del peso dei consumi dei combustibili che hanno costituito il presupposto del loro riconoscimento. La comunicazione di Terna all'Autorità sugli esiti della verifica *ex* comma 65.34 è effettuata a valle della e coerentemente con la certificazione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici a Terna, dei valori dei parametri che definiscono i menzionati incentivi.

- dopo il comma 77.60, sono aggiunti i commi seguenti: “

77.61 In deroga al comma 64.24, le categorie tecnologia-combustibile che rilevano per la determinazione dei corrispettivi per l'anno 2025 sono le seguenti:

- i. turbogas – gas naturale;
- ii. turbogas – gasolio;
- iii. ciclo combinato – gas naturale;
- iv. ciclo tradizionale – gas naturale;
- v. ciclo tradizionale – olio combustibile STZ;
- vi. ciclo tradizionale – olio combustibile BTZ;
- vii. ciclo tradizionale – olio combustibile MTZ o ATZ;
- viii. ciclo tradizionale – carbone;
- ix. oli vegetali grezzi;
- x. biomasse solide.

77.62 Fatte salve le facoltà di cui al comma 64.30 a condizione che l'impianto considerato sia incluso nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2025, sono confermati, per il menzionato anno, i criteri di determinazione dei valori, di cui al comma 64.12, lettere b.1), b.2) e b.3), che l'Autorità ha confermato per l'anno 2024 ai sensi del comma 77.58, ad esclusione del criterio di valorizzazione delle biomasse solide che alimentano l'impianto Iges (logistica inclusa), o che l'Autorità ha approvato per l'anno 2024 a

seguito di specifica istanza avanzata dall'utente del dispacciamento interessato ai sensi del comma 64.30, lettera b). Dalla conferma per l'anno 2025, sono esclusi i criteri specifici già esclusi dalla conferma per l'anno 2024 ai sensi del comma 77.58, il criterio specifico applicato per l'anno 2020 e successivamente confermato con riferimento alla valorizzazione della materia prima delle biomasse solide (logistica esclusa) dell'impianto Sulcis e il criterio specifico approvato dall'Autorità per l'anno 2024 con riferimento alla componente a copertura degli oneri di logistica nazionale del carbone dell'impianto Fiumesanto. In relazione al criterio di valorizzazione delle biomasse solide che alimentano l'impianto Iges (logistica inclusa), è confermato per l'anno 2025 quanto previsto dalla deliberazione dell'Autorità 24 settembre 2024, 373/2024/R/eel.

77.63 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per l'anno 2025:

- a) i valori delle componenti di cui al comma 64.11, lettere f) ed h), e del costo standard di cui al comma 64.12, lettera b), punto b.3), sono pari a zero, salvo quanto previsto alla lettera e) del presente comma per l'olio combustibile STZ, al comma 64.14, lettera d), per il gas naturale e per il gas naturale da giacimenti minori isolati e al comma 77.62;
- b) il tasso di remunerazione del capitale di cui al comma 65.15, definito secondo la metodologia di cui al comma 65.18, è pari al tasso di cui al comma 77.59, lettera b), ridotto di 170 punti base;
- c) la componente di cui alla lettera e) del comma 64.11 è pari, con riferimento a ciascuna unità, al minore tra 10 euro/MWh e il maggior valore tra zero e la media aritmetica del differenziale tra i prezzi accettati a salire (scendere) relativi alle offerte per riserva secondaria e i medesimi prezzi relativi agli altri servizi, considerando l'insieme delle unità abilitate e i prezzi degli ultimi sette mesi dell'anno 2023 e dei primi cinque mesi dell'anno 2024; Terna comunica la citata media aritmetica all'Autorità entro il giorno 14 novembre 2024;
- d) per l'olio combustibile STZ (0.5 pct), la valorizzazione standard di cui alla lettera b.1) del comma 64.12, inclusiva del costo standard per la logistica internazionale di cui alla lettera b.2) del medesimo comma, è calcolata maggiorando del 10% la quotazione del prodotto di riferimento *Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – 1 pct*, salvo quanto previsto al comma 77.62;
- e) per l'olio combustibile STZ, il costo standard per la logistica nazionale di cui alla lettera b.3) del comma 64.12 è pari a due (2) euro/tonnellata, salvo quanto previsto al comma 77.62;
- f) per i combustibili che, oltre a non essere olio combustibile STZ e gas naturale, non fanno parte dell'elenco di cui al comma 64.16, le componenti di cui alle lettere b.1), b.2) e b.3) del comma 64.12 sono poste pari a zero, salvo quanto previsto al comma 77.62;
- g) nel caso di unità localizzate nelle zone Sicilia e Sardegna, i margini richiamati al comma 65.3, lettera c), e relativi ai periodi rilevanti di cui

alla lettera a) del medesimo comma sono pari al prodotto tra le quantità accettate nei periodi rilevanti di cui alla medesima lettera a) del comma 65.3, al netto di quelle di cui al comma 65.2, e la differenza tra:

g.1) il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona in cui è localizzato l'impianto di produzione, incrementato del 5% (cinque per cento);

g.2) il costo variabile riconosciuto calcolato ai fini della formulazione dell'offerta;

h) i valori percentuali di cui al comma 64.18, lettere a) e b), sono rispettivamente pari a 1,6% e 2,9%;

i) i valori dei parametri I_{MAX_1} e I_{MAX_2} di cui al comma 64.15 sono pari rispettivamente a 3 (tre) e 5 (cinque) centesimi di euro/Smc;

j) l'Autorità adotta le proprie determinazioni in merito alle proposte di Terna di cui ai commi 64.31, 64.41, 64.44 e 65.3.8 entro centottanta (180) giorni dalla ricezione delle stesse.

77.64 Nell'anno 2024:

a) i termini per le comunicazioni di cui ai commi 63.5 e 65bis.5 da parte dell'utente del dispacciamento e il termine di cui al comma 64.30 sono prorogati al giorno 11 novembre;

b) i termini di cui al comma 63.1 e per lo svolgimento da parte di Terna delle attività di cui al comma 64.31 sono prorogati al giorno 14 novembre;

c) il termine di cui al comma 63.11 per la presentazione all'Autorità dell'eventuale istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi e per la notificazione dell'istanza medesima a Terna è fissato al giorno 30 novembre.”;

8. di pubblicare la presente deliberazione, ad eccezione degli *Allegati A, AI, B, BI, C, CI, D, DI*, in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili e la deliberazione 111/06, come risultante dalle modifiche e integrazioni, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

29 ottobre 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini