

DELIBERAZIONE 12 NOVEMBRE 2024
470/2024/R/EEL

DETERMINAZIONI IN MERITO ALL'IMPIANTO ESSENZIALE BIOPOWER SARDEGNA

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

Nella 1316^a riunione del 12 novembre 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-legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito, con modificazioni, dalla legge 5 aprile 2022, n. 28 (di seguito: decreto-legge 14/2022);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministro delle Attività produttive 20 aprile 2005;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 29 aprile 2009;
- l'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 1 dicembre 2020, 509/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 509/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2020, 598/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 598/2020/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 9 dicembre 2021, 563/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 563/2021/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2021, 631/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 631/2021/R/eel);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 430/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2022, 626/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 626/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2022, 726/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 726/2022/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2023, 157/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 157/2023/R/eel);

- la comunicazione di ALPERIA TRADING S.r.l. (di seguito anche: ALPERIA TRADING), del 18 novembre 2021, prot. Autorità 43250, di pari data (di seguito: prima comunicazione Alperia);
- la comunicazione di ALPERIA TRADING, del 21 dicembre 2021, prot. Autorità 47914, di pari data (di seguito: seconda comunicazione Alperia);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (seguito anche: Terna), del 5 aprile 2023, prot. Autorità 24082, di pari data (di seguito: prima comunicazione Terna);
- la comunicazione di ALPERIA TRADING, del 30 novembre 2023, prot. Autorità 75789, di pari data (di seguito: terza comunicazione Alperia);
- la comunicazione di ALPERIA TRADING, del 30 novembre 2023, prot. Autorità 75817, dell'1 dicembre 2023 (di seguito: quarta comunicazione Alperia);
- la comunicazione di ALPERIA TRADING, del 15 gennaio 2024, prot. Autorità 3352, di pari data (di seguito: quinta comunicazione Alperia);
- la comunicazione di Terna, del 23 gennaio 2024, prot. Autorità 5321, di pari data (di seguito: seconda comunicazione Terna);
- la comunicazione di Terna, del 3 aprile 2024, prot. Autorità 24896, di pari data (di seguito: terza comunicazione Terna);
- la comunicazione di ALPERIA TRADING, del 10 aprile 2024, prot. Autorità 26345, di pari data (di seguito: sesta comunicazione Alperia);
- la comunicazione congiunta di ALPERIA TRADING e OTTANA ENERGIA S.p.A. (di seguito: OTTANA ENERGIA), del 16 maggio 2024, prot. Autorità 35656, di pari data (di seguito: comunicazione congiunta).

CONSIDERATO CHE:

- il comma 63.1 della deliberazione 111/06 (laddove non diversamente specificato, i commi citati nel prosieguo sono da considerarsi relativi alla deliberazione 111/06) prevede che Terna predisponga e pubblichi l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema (di seguito: elenco degli impianti essenziali);
- il comma 63.11 stabilisce che l'utente del dispacciamento di un impianto di produzione essenziale per la sicurezza possa richiedere all'Autorità l'ammissione alla reintegrazione dei costi di generazione per il periodo di validità dell'elenco di cui al precedente alinea;
- ai sensi del comma 63.13, l'Autorità determina con cadenza annuale un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione (di seguito anche: Corrispettivo) per ciascun impianto ammesso al regime di reintegrazione; detto Corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto medesimo e i ricavi allo stesso riconducibili con riferimento al periodo rispetto al quale l'impianto è inserito nell'elenco degli impianti essenziali; secondo quanto previsto dal comma 63.12, l'utente riceve da Terna il Corrispettivo nell'ipotesi che assuma un valore positivo, mentre lo paga a Terna nell'ipotesi che il relativo importo sia negativo;
- con le deliberazioni 598/2020/R/eel, 631/2021/R/eel e 726/2022/R/eel, a seguito di apposite istanze presentate da ALPERIA TRADING, l'Autorità ha ammesso

l'impianto essenziale Biopower Sardegna al regime di reintegrazione dei costi rispettivamente per gli anni 2021, 2022 e 2023.

CONSIDERATO, ANCHE, CHE:

- con la deliberazione 430/2022/R/eel, l'Autorità ha definito i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico e per la remunerazione in relazione agli impianti coinvolti nel programma di massimizzazione di cui al decreto-legge 14/2022 (di seguito: programma di massimizzazione);
- Terna ha pubblicato l'elenco degli impianti coinvolti nel programma di massimizzazione, indicando il giorno 19 settembre 2022 come data di decorrenza dell'applicazione di detto programma; tra gli impianti interessati essenziali indicati nel citato elenco è stato incluso l'impianto Biopower Sardegna;
- in data 31 marzo 2023, Terna ha reso pubblicamente nota la conclusione del primo programma di massimizzazione;
- nel maggio 2023 Terna ha comunicato il secondo programma di massimizzazione e l'elenco degli impianti di produzione interessati, includendo anche l'impianto Biopower Sardegna; il secondo programma di massimizzazione si è definitivamente concluso in data 30 settembre 2023;
- per quanto attiene agli impianti essenziali a regime di reintegrazione inclusi nel programma di massimizzazione, come l'impianto Biopower Sardegna, la deliberazione 430/2022/R/eel stabilisce che, nel periodo di massimizzazione, ai fini della formulazione delle offerte sul mercato elettrico e della determinazione del costo variabile riconosciuto e del Corrispettivo, si applichi quanto previsto in merito dalla deliberazione 111/06 per gli impianti ammessi al regime di reintegrazione, equiparando le quantità indicate da Terna per la massimizzazione dell'utilizzo a quantità per cui gli impianti sono considerati singolarmente essenziali per la sicurezza del sistema.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nell'ambito del regime di reintegrazione *ex* deliberazione 111/06, il comma 65.2 prevede che:
 - Terna richiama all'utente del dispacciamento di presentare sul mercato del giorno prima e nelle sessioni d'asta del mercato infragiornaliero offerte di vendita a un prezzo pari al prezzo limite tecnico minimo, con riferimento a un'unità di produzione di un impianto ammesso alla reintegrazione dei costi nella disponibilità dell'utente medesimo, esclusivamente nei seguenti casi:
 - a) per le quantità per cui il suddetto impianto è considerato singolarmente essenziale per la sicurezza del sistema;
 - b) in relazione ai periodi rilevanti in cui e per le quantità per cui il suddetto impianto non è singolarmente essenziale, soltanto per quanto strettamente necessario a permettere la fattibilità tecnica del programma relativo ai periodi rilevanti in cui e alle quantità per cui l'impianto è considerato singolarmente essenziale;

- Terna riconosca un corrispettivo pari, in ciascun periodo rilevante, alla differenza, se positiva, tra il costo variabile riconosciuto e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona in cui è localizzato l'impianto di produzione, nel caso di offerte di vendita sul mercato del giorno prima, e tra il costo variabile riconosciuto e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nelle sessioni d'asta del mercato infragiornaliero, nel caso di offerte di vendita nelle stesse;
- il comma 65.3 stabilisce che, nei casi diversi dalle prove obbligatorie e da quelli di cui al comma 65.2:
 - le offerte di vendita, con riferimento a ciascuna delle unità di produzione di un impianto ammesso alla reintegrazione dei costi, siano formulate nel mercato del giorno prima dall'utente del dispacciamento che dispone dell'impianto medesimo a un prezzo unitario non superiore al costo variabile riconosciuto;
 - dette offerte, qualora accettate, siano valorizzate, ai fini del riconoscimento del Corrispettivo:
 - a) al prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona in cui è localizzato l'impianto di produzione (di seguito: prezzo zonale MGP) nei casi in cui detto prezzo sia non inferiore al costo variabile riconosciuto (di seguito: periodi profittevoli);
 - b) al costo variabile riconosciuto con riferimento ai periodi rilevanti nei quali il prezzo zonale MGP sia inferiore al suddetto costo variabile riconosciuto e per le quantità diverse da quelle di cui alla successiva lettera c);
 - c) con riferimento ai periodi rilevanti in cui il prezzo zonale MGP è inferiore al costo variabile riconosciuto e nei limiti delle quantità, diverse da quelle di cui al comma 65.2, strettamente necessarie a rendere il programma tecnicamente fattibile date le quantità accettate nei periodi profittevoli, a un valore pari al maggiore tra il prezzo zonale MGP e la differenza tra il costo variabile riconosciuto e il margine medio relativo alle quantità accettate nei periodi profittevoli (di seguito: comma 65.3, lettera c);
- in relazione all'unità dell'impianto Biopower Sardegna e agli anni 2021, 2022 e 2023, i parametri tipici per l'identificazione delle quantità strettamente necessarie per rendere fattibili i programmi di cui ai commi 65.2 e 65.3 sono stati approvati, su proposta di Terna, rispettivamente con le deliberazioni 509/2020/R/eel, 563/2021/R/eel e 626/2022/R/eel;
- il comma 65.3.1 è dedicato ai ricavi figurativi da includere nel calcolo del Corrispettivo nel caso in cui, in un dato giorno, non siano presentate in alcun periodo rilevante offerte di vendita sul mercato del giorno prima riguardanti l'unità considerata e, allo stesso tempo, non si verificano le fattispecie di cui al comma 65.2;
- il comma 65.3.2 prevede che l'utente del dispacciamento possa presentare offerte sul mercato infragiornaliero che non sono richieste da Terna e che, qualora accettate, le stesse siano valorizzate, ai fini del riconoscimento del Corrispettivo, al minore tra il costo variabile riconosciuto e il prezzo zonale del mercato infragiornaliero in caso di offerta di acquisto e al maggiore tra il costo variabile riconosciuto e il prezzo zonale del mercato infragiornaliero in caso di offerta di vendita;

- il comma 65.22 stabilisce che:
 - i costi fissi di un impianto essenziale siano riconosciuti in misura parziale qualora il tasso di indisponibilità dell'impianto nell'anno cui si riferisce il Corrispettivo risulti superiore al tasso medio storico relativo ai tre anni precedenti;
 - l'utente dell'impianto possa richiedere a Terna che sia modificata la metodologia di determinazione del tasso di indisponibilità medio storico e/o del tasso di indisponibilità oggetto di confronto con il citato tasso storico, esplicitando le motivazioni della richiesta e fornendo elementi sufficienti, oggettivi e verificabili;
 - Terna trasmetta all'Autorità la menzionata metodologia e le informazioni necessarie a determinare i livelli di indisponibilità dell'impianto, presentando la propria proposta in relazione alle eventuali richieste avanzate dall'utente interessato in tema di tassi di indisponibilità;
- relativamente all'impianto Biopower Sardegna, ALPERIA TRADING, con la terza comunicazione Alperia, ha richiesto quanto segue (di seguito: istanza sul comma 65.3):
 - per gli anni 2021 e 2022, sia applicato il comma 65.3, lettera c), a tutta la potenza dell'impianto su un orizzonte annuale o, in alternativa, il comma 65.2 all'intera potenza dell'impianto, secondo un'interpretazione estesa della condizione di essenzialità supportata dalla necessità di avere l'impianto caldo per poter fornire il servizio richiesto;
 - dall'anno 2023 sia applicato:
 - a) al minimo tecnico il comma 65.3, lettera c), su un orizzonte annuale o, in alternativa, il comma 65.2;
 - b) alla potenza restante il comma 65.3, lettera c), su un orizzonte almeno settimanale;
- secondo quanto spiegato da ALPERIA TRADING nella terza comunicazione Alperia, le istanze descritte al precedente punto sono volte a tenere conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto, delle peculiarità del combustibile bioliquido utilizzato, che rende tra l'altro necessario l'uso del gasolio nelle fasi di accensione e spegnimento, dei vincoli connessi alla catena di approvvigionamento del menzionato bioliquido e dell'eccezionale volatilità dei prezzi registratasi sui mercati soprattutto a partire dall'anno 2021; nella terza comunicazione Alperia, ALPERIA TRADING ha inoltre evidenziato che:
 - negli anni 2021 e 2022, compatibilmente con i vincoli di indisponibilità programmata e accidentale, ha offerto l'intera potenza disponibile al prezzo minimo tecnico del mercato del giorno prima, determinando la marcia dell'unità di produzione anche nei periodi caratterizzati da un prezzo zonale MGP inferiore al costo variabile riconosciuto della stessa;
 - nell'anno 2023, nei periodi non coperti dal regime di massimizzazione, in funzione dell'esperienza maturata nelle eccezionali condizioni degli anni 2021 e 2022, l'impianto ha modificato il regime di marcia, offrendo il minimo tecnico al prezzo minimo tecnico del mercato del giorno prima e la restante parte al costo variabile riconosciuto, sfruttando le flessibilità dello stoccaggio e gestendo il rischio di

incorrere in costi addizionali per la modifica dei programmi di approvvigionamento;

- con la terza comunicazione Alperia, ALPERIA TRADING ha altresì richiesto che, nei casi di riacquisti sul mercato infragiornaliero dovuti a fuori servizio dell'impianto o parti di esso, trattandosi di operazioni volte a programmare correttamente l'impianto senza incorrere in sbilanciamenti, non siano applicati i ricavi figurativi di cui al comma 65.3.2 (differenza di segno positivo tra il prezzo di riacquisto e il costo variabile riconosciuto), a seguito di opportuna segnalazione in fase di calcolo del Corrispettivo (di seguito: istanza sul comma 65.3.2);
- secondo quanto riportato nella terza comunicazione Alperia e nella terza comunicazione Terna, ALPERIA TRADING;
 - sostiene che, per fornire il servizio per il quale è stato dichiarato essenziale da Terna, occorre che l'impianto Biopower Sardegna sia sempre esercito almeno alla potenza minima indipendentemente dal prezzo di mercato;
 - richiede (di seguito: istanza sull'indisponibilità) che i tassi di indisponibilità dell'impianto per gli anni 2022 e 2023 siano determinati applicando come riferimento massimo di disponibilità:
 - a) il massimo tra l'energia con funzionamento a minimo tecnico e l'energia immessa in rete, se il prezzo zonale MGP è inferiore al costo variabile riconosciuto;
 - b) il massimo tra l'energia con funzionamento a potenza massima e l'energia immessa in rete, se il prezzo zonale MGP è non inferiore al costo variabile riconosciuto.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- con la deliberazione 157/2023/R/eel, a seguito di apposita istanza avanzata dall'utente interessato, ai sensi del comma 65.30, l'Autorità ha definito l'importo di un acconto del Corrispettivo, relativo al primo semestre 2022, per l'impianto Biopower Sardegna di ALPERIA TRADING;
- al fine di ottenere il riconoscimento del Corrispettivo, relativo a uno specifico impianto ammesso al regime di reintegrazione dei costi, l'utente del dispacciamento è tenuto a inviare all'Autorità e a Terna una relazione, corredata da un bilancio riclassificato attinente all'impianto medesimo; secondo quanto stabilito dal comma 65.28, detti documenti sono preventivamente sottoposti a revisione contabile, effettuata dallo stesso soggetto cui, ai sensi di legge, è demandato il controllo sulla contabilità dell'utente del dispacciamento;
- con la sesta comunicazione Alperia, ALPERIA TRADING ha presentato la documentazione di cui al precedente alinea per l'anno 2022, in relazione all'impianto Biopower Sardegna; dalla stessa risulta che il Corrispettivo è di segno negativo e che, ai fini della sua determinazione, ALPERIA TRADING ha:
 - incluso i ricavi di cui ai commi 65.3 e 65.3.2 calcolati coerentemente con le istanze sui medesimi commi avanzate con la terza comunicazione Alperia;

- escluso i ricavi figurativi *ex* comma 65.3.1, derivando da cause riconducibili a Terna (di seguito: istanza sul comma 65.3.1);
- i ricavi *ex* commi 65.3, 65.3.1 e 65.3.2 quantificati da ALPERIA TRADING secondo quanto stabilito dalle regole generali della deliberazione 111/06 sono invece riportati nella terza comunicazione Alperia;
- ai fini del presente provvedimento, con la locuzione “costi fissi *benchmark*” si intende, per l’impianto Biopower Sardegna – per il quale l’Autorità ha già determinato il conguaglio del Corrispettivo per anni anteriori al 2022 –, il maggior valore tra i costi fissi riconosciuti relativi all’ultimo anno con riferimento al quale è stata effettuata la suddetta determinazione e i costi fissi stimati per l’anno 2022 che l’utente del dispacciamento ha indicato nell’istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi per il medesimo anno (prima e seconda comunicazione Alperia);
- con la prima e la terza comunicazione Terna, l’omonima società ha inviato all’Autorità i tassi di indisponibilità degli impianti essenziali ammessi alla reintegrazione dei costi per la determinazione dei Corrispettivi per gli anni 2022 e 2023, tra cui quelli dell’impianto Biopower Sardegna; rispetto a quest’ultimo, in particolare, Terna ha inviato, con la prima comunicazione Terna, i tassi di indisponibilità per il Corrispettivo dell’anno 2022 calcolati con il metodo standard e, con la terza comunicazione Terna, quelli per i Corrispettivi degli anni 2022 e 2023 determinati tenendo conto dell’istanza sull’indisponibilità (di seguito: metodo alternativo); a tal proposito, Terna ha specificato di aver effettuato il calcolo utilizzando, come minimo tecnico e potenza massima, i dati presenti sulla piattaforma Gaudì, in luogo di quelli indicati da ALPERIA TRADING nella richiesta; il tasso di indisponibilità per l’anno 2022 determinato con il metodo alternativo risulta inferiore al tasso medio storico.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- dal giorno 1 maggio 2024, OTTANA ENERGIA ha assunto il ruolo di utente del dispacciamento dell’impianto Biopower Sardegna, al posto di ALPERIA TRADING;
- con la comunicazione congiunta, ALPERIA TRADING e OTTANA ENERGIA hanno informato l’Autorità che, sulla base degli accordi intercorsi tra le menzionate società, qualsiasi rapporto attivo e/o passivo relativo al regime di reintegrazione fino al 29 aprile 2024 rimane di esclusiva competenza di ALPERIA TRADING.

RITENUTO OPPORTUNO:

- rigettare l’istanza sul comma 65.3 per le seguenti ragioni:
 - diversamente da quanto sostiene ALPERIA TRADING e secondo quanto si evince dalla seconda comunicazione Terna, la fornitura del servizio per il quale l’impianto Biopower Sardegna è stato dichiarato essenziale da Terna non richiede che lo stesso sia sempre esercito almeno alla potenza minima indipendentemente dal prezzo di mercato;
 - non appare giustificato che, al di fuori dei casi espressamente previsti dalla disciplina vigente (es. indispensabilità dell’impianto *ex* comma 65.2), le perdite

dovute alla produzione nei periodi rilevanti con prezzo zonale inferiore al costo variabile riconosciuto siano incluse nel calcolo del Corrispettivo, in quanto, tra l'altro:

- a) la tecnologia dell'impianto Biopower Sardegna non preclude lo svolgimento di un più elevato numero di avviamenti, come anche esplicitato da Alperia nella quarta comunicazione Alperia;
 - b) l'impianto può essere alimentato con un combustibile diverso dal bioliquido (di seguito: combustibile alternativo); come evidenziato nella quinta comunicazione Alperia, con il combustibile alternativo il citato impianto può fornire il servizio di essenzialità partendo da fermo;
 - c) i combustibili dell'impianto possono essere stoccati;
 - d) la definizione della strategia di approvvigionamento dei combustibili non può trascurare l'eventualità che il prezzo zonale possa assumere valori inferiori al costo variabile riconosciuto;
 - e) date anche le caratteristiche tecnologiche dell'impianto, l'applicazione del comma 65.3 su un orizzonte superiore al giorno non sarebbe coerente con l'obiettivo di massimizzare il margine di contribuzione puntando il più possibile a produrre nelle ore profittevoli e a non produrre nelle ore non profittevoli;
- l'applicazione del comma 65.2 alla potenza massima o alla potenza minima per un intero anno in modo incondizionato non è compatibile con la *ratio* del citato comma, che presuppone che l'utente del dispacciamento riceva da Terna una richiesta di presentare offerte sui mercati dell'energia e il quale trova attuazione esclusivamente con riferimento alle quantità per cui l'impianto è indispensabile per la sicurezza del sistema elettrico (di seguito: quantità indispensabili) e alle quantità strettamente necessarie a permettere l'implementazione tecnica del programma relativo alle quantità indispensabili;
 - rigettare l'istanza sul comma 65.3.2 per i seguenti motivi:
 - i riacquisti sul mercato infragiornaliero dovuti a fuori servizio dell'impianto o parti di esso sono eventi che tipicamente sono caratterizzati da frequenza limitata, anche in considerazione del fatto che avvengono a fronte di fuori servizio successivi alla chiusura del mercato del giorno prima;
 - alla copertura forfetaria degli oneri di sbilanciamento è dedicata una specifica componente del costo variabile riconosciuto;
 - se le perdite derivanti da riacquisti sul mercato infragiornaliero dovuti a fuori servizio dell'impianto o parti di esso fossero incluse nel calcolo del Corrispettivo si indebolirebbe l'incentivo a dichiarare tempestivamente i fuori servizio avvenuti prima della chiusura del mercato del giorno prima e a contenere – per quanto nelle possibilità dell'operatore - la frequenza dei fuori servizio successivi a detta chiusura;
 - rigettare le istanze sui commi 65.3 e 65.3.2 per i seguenti ulteriori motivi:
 - i commi 65.3 e 65.3.2 erano noti all'utente quando ha scelto di presentare le istanze di ammissione dell'impianto Biopower Sardegna al regime di reintegrazione per gli anni 2022 e 2023;

- dette istanze di ammissione non contengono alcuna condizione specifica rispetto ai commi 65.3 e 65.3.2, né alcuna precisazione circa la volontà di trasferire – parzialmente o integralmente – sul sistema elettrico il rischio relativo all’entità dei ricavi connessi;
- la disciplina sulla reintegrazione dei costi *ex* deliberazione 111/06 riconosce espressamente all’utente del dispacciamento interessato la facoltà di avanzare istanza per la modifica di valori standard di uno o più parametri rilevanti per la determinazione dei costi variabili riconosciuti (applicando un approccio *ex ante*, salvo su aspetti non prevedibili prima dell’inizio del periodo cui si riferisce il Corrispettivo), ma non contiene alcuna previsione specifica circa la possibilità di richiedere la modifica del metodo di calcolo dei ricavi *ex* commi 65.3 e 65.3.2;
- rinviare a successivo provvedimento le determinazioni in merito all’istanza sul comma 65.3.1, a valle degli esiti dell’attività di verifica, da parte di Terna, sul margine di contribuzione (ivi inclusi i ricavi figurativi *ex* comma 65.3.1) in relazione all’impianto Biopower Sardegna, per l’anno 2022;
- stabilire che, ai fini del calcolo del tasso di indisponibilità dell’impianto Biopower Sardegna per ciascuno degli anni 2022 e 2023, si applichi il seguente metodo (di seguito: metodo Arera), in luogo del metodo standard e del metodo alternativo:
 - nei periodi rilevanti in cui il prezzo zonale MGP è non inferiore al costo variabile riconosciuto rilevante per la formulazione delle offerte, il riferimento massimo di disponibilità è pari all’energia con funzionamento a potenza massima; ciò corrisponde di fatto a quanto richiesto da ALPERIA TRADING per i menzionati periodi rilevanti, dato che il massimo tra l’energia con funzionamento a potenza massima e l’energia immessa in rete è pari all’energia con funzionamento a potenza massima;
 - in ciascun periodo rilevante in cui il prezzo zonale MGP è inferiore al costo variabile riconosciuto rilevante per la formulazione delle offerte, il riferimento massimo di disponibilità è pari al massimo tra l’energia immessa in rete e la quantità eventualmente richiesta da Terna *ex* comma 65.2; in questo modo:
 - a) si tiene conto del fatto che non è sempre economicamente razionale produrre a potenza massima e, al contempo, che l’impianto deve essere disponibile almeno per quanto richiesto da Terna per indispensabilità;
 - b) diversamente dal metodo alternativo, si evita di menzionare la potenza minima, dato che la fornitura del servizio per il quale l’impianto Biopower Sardegna è stato dichiarato essenziale da Terna non richiede che lo stesso sia sempre esercito almeno alla potenza minima;
- stabilire che, per ciascuno degli anni 2022 e 2023 e ai fini della determinazione dei rispettivi Corrispettivi, Terna comunichi all’Autorità i tassi di indisponibilità dell’impianto Biopower Sardegna determinati con il metodo Arera, utilizzando, come minimo tecnico e potenza massima, i dati presenti sulla piattaforma Gaudì.

RITENUTO, ALTRESÌ, OPPORTUNO:

- che, al fine di consentire a Terna di acquisire risorse che possono contribuire a compensare almeno parzialmente le partite di segno negativo connesse all'applicazione del regime di reintegrazione agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, ALPERIA TRADING riconosca a Terna un acconto del Corrispettivo per l'anno 2022 (di seguito anche: Acconto), con riferimento all'impianto Biopower Sardegna, precisando che, in sede di determinazione del conguaglio del menzionato Corrispettivo, si terrà conto, tra l'altro, degli esiti delle verifiche sui tassi di indisponibilità, sui costi fissi e sugli importi delle voci che compongono il margine di contribuzione;
- determinare l'Acconto, per l'impianto Biopower Sardegna di ALPERIA TRADING, come pari alla differenza tra:
 - il margine di contribuzione risultante dalla documentazione di cui alla sesta comunicazione Alperia, sostituendo i valori dei ricavi di cui ai commi 65.3, 65.3.1 e 65.3.2 con i corrispondenti valori per l'anno 2022 riportati nella Tabella 4 della terza comunicazione Alperia;
 - il minore valore tra l'importo dei costi fissi richiesti dall'utente del dispacciamento interessato per l'anno 2022, di cui alla sesta comunicazione Alperia, e l'importo dei costi fissi *benchmark*

DELIBERA

1. di adottare le determinazioni descritte in premessa con riferimento alle istanze sui commi 65.3 e 65.3.2, di cui alla terza comunicazione Alperia, e all'istanza sul comma 65.3.1, di cui alla sesta comunicazione Alperia;
2. di stabilire che, entro trenta giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento e secondo quanto specificato in premessa, Terna determini con il metodo Arera e comunichi all'Autorità i tassi di indisponibilità dell'impianto Biopower Sardegna per ciascuno degli anni 2022 e 2023;
3. di prevedere che ALPERIA TRADING S.r.l. riconosca, a Terna S.p.A., nei termini indicati in premessa e con riferimento all'impianto Biopower Sardegna, un acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2022, il cui importo è indicato nell'Allegato A;
4. di stabilire che ALPERIA TRADING S.r.l. dia seguito alla disposizione di cui al punto precedente entro il giorno 29 novembre 2024;
5. di trasmettere l'Allegato A a Terna S.p.A. e ad ALPERIA TRADING S.r.l.;

6. di pubblicare la presente deliberazione, ad eccezione dell'Allegato A, in quanto contenente informazioni commercialmente sensibili, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

12 novembre 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini