

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
341/2026/R/EEL

**EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO NEI
SISTEMI ELETTRICI ISOLATI
ORIENTAMENTI FINALI**

Mercato di incidenza: energia elettrica
29 settembre 2026

Premessa

Partendo da quanto descritto nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel con riferimento alle isole minori non interconnesse con il sistema elettrico nazionale e in attuazione di quanto previsto per le medesime isole dall'articolo 1 duodecies del decreto-legge 63/2026, convertito con modificazioni dalla legge 113/2026, il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in merito all'erogazione del servizio di dispacciamento in tali isole e, più in generale, in tutti i sistemi elettrici isolati non interconnessi con il sistema elettrico nazionale.

Oltre al modello semplificato per la valorizzazione dell'energia elettrica immessa e prelevata, già oggetto di proposta nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, sono riportate le modalità per l'esercizio in sicurezza dei sistemi elettrici isolati, con identificazione dei relativi servizi ancillari e definizione delle relative modalità di approvvigionamento, e sono riportate le disposizioni specifiche per le Imprese Elettriche Minori in materia di condizioni di vendita applicate ai clienti finali.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) **entro il 9 novembre 2026**.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Energia
Unità Mercati all'ingrosso e Dispacciamento Elettrico
Piazza Cavour, 5 - 20121 Milano
tel. 02-65565290
e-mail: info@arera.it
pec: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it***

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email rpd@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

<i>1</i>	<i>Elementi di contesto e quadro normativo</i>	<i>7</i>
<i>2</i>	<i>Gli orientamenti dell'Autorità</i>	<i>9</i>
2.a	Il modello semplificato per la valorizzazione dell'energia immessa e prelevata	9
2.b	Il dispacciamento nei sistemi elettrici isolati	11
2.c	La gestione dei sistemi di accumulo da parte dei DSO nelle isole minori non interconnesse	12
2.d	Le disposizioni specifiche per le imprese elettriche minori in relazione alla commercializzazione dell'energia elettrica	14

1 Elementi di contesto e quadro normativo

- 1.1 In Italia sono presenti diverse isole minori non interconnesse con il sistema elettrico nazionale. In alcune di queste operano le Imprese Elettriche Minori di cui all'articolo 7 della Legge 10/91 (di seguito: imprese elettriche minori) che esercitano, in quanto verticalmente integrate, tutte le attività della filiera, dalla produzione di energia elettrica, alla distribuzione e alla vendita. Nelle altre, invece, operano soggetti distinti per le attività di distribuzione (e-distribuzione S.p.A.), produzione (principalmente Enel Produzione S.p.A.) e vendita. Attualmente, quindi, il servizio elettrico nelle isole non interconnesse è, nei fatti, gestito con due diverse modalità, in funzione che su di esse operino le imprese elettriche minori o soggetti distinti.
- 1.2 Per i sistemi elettrici isolati caratterizzati da un consumo inferiore a 3 TWh nel 1996¹, il quadro regolatorio europeo² consente agli Stati Membri di richiedere una specifica deroga con riferimento al ruolo del DSO e ai relativi criteri di unbundling, alla libera scelta del fornitore di energia da parte dei clienti finali, all'applicazione di prezzi di fornitura determinati tramite criteri di mercato e all'obbligo di connessione di terzi. In sostanza l'obiettivo è consentire agli Stati Membri di gestire i sistemi elettrici isolati in un contesto di monopolio, fatta eccezione per la gestione della produzione che rimane comunque aperta a soggetti terzi. Finora non sono state chieste né concesse deroghe in merito.
- 1.3 Al fine di uniformare la gestione del servizio elettrico sulle isole non interconnesse e di semplificare la regolazione vigente, attualmente definita dalla deliberazione ARG/elt 89/09, con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel unitamente agli orientamenti complessivi per la redazione del TIDE, l'Autorità, tenendo in considerazione le caratteristiche peculiari di tali isole (cioè volumi ridotti di energia elettrica e assenza di interconnessione con il resto del territorio nazionale), ha proposto di adottare un modello di regolazione semplificata secondo uno schema concettualmente simile a quanto adottato dalla deliberazione 78/2019/R/eel per le reti di distribuzione interconnesse solamente a reti estere (quale, ad esempio, la rete di Campione d'Italia). Tale modello, pur semplificato, garantisce la partecipazione al libero mercato elettrico per tutti gli utenti presenti (siano essi clienti finali o produttori) ed evita distorsioni sui mercati all'ingrosso.
- 1.4 Più in dettaglio, la regolazione semplificata proposta dall'Autorità consiste nel:
 - a) mantenimento dei vigenti meccanismi di remunerazione per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema presenti nei sistemi elettrici isolati; segnatamente meccanismi di integrazione tariffaria per gli impianti eserciti

¹ In tale soglia rientrano tutte le isole minori non interconnesse presenti in Italia.

² Da ultimo l'Articolo 66 della Direttiva 2019/944, ma analoghe disposizioni erano contenute nelle Direttive sul mercato interno dell'energia elettrica già dal 1996

dalle imprese elettriche minori e reintegrazione dei costi per gli impianti localizzati nei sistemi elettrici isolati dove è attiva e-distribuzione;

- b) introduzione di una valorizzazione dell'energia immessa e prelevata a prezzi di sbilanciamento convenzionali, senza alcun scambio sui mercati a pronti e a termine dell'energia elettrica.

Tale regolazione semplificata è stata proposta con l'obiettivo di evitare le distorsioni derivanti dall'assenza di interconnessioni con le restanti parti della rete nazionale, garantendo da un lato l'efficacia e la trasparenza rispetto alla valorizzazione delle partite economiche e dall'altro implementando delle soluzioni più semplici e maggiormente adatte alle realtà isolate.

- 1.5 In sede di consultazione della bozza di articolato del TIDE, con il documento per la consultazione 685/2022/R/eel l'Autorità ha chiarito che le disposizioni in materia di erogazione del servizio di dispacciamento per le isole minori non interconnesse, consultate con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel, non sarebbero confluite nel TIDE, ma in un provvedimento ad hoc di successiva emanazione, anche tenendo conto dell'eventuale evoluzione del quadro normativo e di eventuali deroghe alla normativa euro-unitaria.
- 1.6 A giugno 2026 con la legge 113/2026, il legislatore, in sede di conversione del decreto-legge 63/26, ha introdotto l'articolo 1 duodecies che emenda l'articolo 11 del decreto legislativo 210/21 inserendo alcune specifiche disposizioni relative alle isole minori non interconnesse. In particolare, per quanto qui rileva, il legislatore ha previsto che:
 - (comma 2-quinquies) i clienti finali le cui utenze sono ubicate nelle isole non interconnesse ove operano le imprese elettriche minori sono forniti dalle stesse imprese alle specifiche condizioni tariffarie stabilite dall'Autorità;
 - (comma 2-sexies) nelle isole non interconnesse i distributori locali possono possedere, sviluppare e gestire sistemi di stoccaggio elettrico, esclusivamente in relazione all'isola in cui esercitano la concessione di distribuzione di energia elettrica, alle specifiche condizioni stabilite dall'Autorità;
 - (comma 2-octies) l'attività di dispacciamento dell'energia elettrica nelle isole non interconnesse è svolta dai distributori locali, ognuno esclusivamente in relazione all'isola in cui esercita la concessione di distribuzione di energia elettrica. L'Autorità definisce le modalità e le condizioni per l'esercizio di tale attività.
 - (comma 2-novies) l'efficacia delle disposizioni di cui ai commi 2-quinquies e 2-sexies è subordinata alla preventiva autorizzazione da parte della Commissione europea delle pertinenti deroghe di cui all'articolo 66 della direttiva (UE) 2019/944.

- 1.7 Partendo da quanto introdotto dall'articolo 1 duodecies del decreto-legge 63/26 e da quanto ipotizzato nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, nel presente documento per la consultazione si illustrano gli orientamenti finali dell'Autorità in merito all'erogazione del servizio di dispacciamento nelle isole minori non interconnesse e più in generale in tutti i sistemi elettrici isolati³.
- 1.8 La presente consultazione si compone di due parti:
- a) il presente documento che ripercorre le principali proposte dell'Autorità;
 - b) la bozza di articolato del Testo integrato (*Allegato A*) per l'erogazione del servizio di dispacciamento nei sistemi elettrici isolati (di seguito: TIDSI) contenente la disciplina di dettaglio corredata da note esplicative (nei box di colore verde) e dagli specifici spunti di consultazione.

2 Gli orientamenti dell'Autorità

2.a Il modello semplificato per la valorizzazione dell'energia immessa e prelevata

- 2.1 Con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel l'Autorità aveva ipotizzato l'adozione, per le isole minori non interconnesse, del medesimo modello semplificato in uso per la valorizzazione dell'energia immessa e prelevata per le reti di distribuzione connesse solo a reti estere ai sensi della deliberazione 78/2019/R/eel. Con tale modello l'energia immessa e prelevata è valorizzata secondo prezzi di sbilanciamento convenzionali, senza alcun obbligo di programmazione sulla piattaforma di nomina gestita dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito anche: GME). In tale modo si intendeva consentire ai *Balance Responsible Parties* (di seguito: BRP) di accedere ai sistemi elettrici isolati con adempimenti ridotti (nessuna programmazione, prezzi di valorizzazione convenzionali allineati ai prezzi risultanti sul mercato del giorno prima). Inoltre, tale soluzione regolatoria, in assenza di eventuali deroghe relative al servizio di vendita, avrebbe consentito ai clienti finali di acquistare l'energia elettrica prelevata presso una qualunque società di vendita al dettaglio che, direttamente o indirettamente per il tramite del BRP, avrebbe regolato tali prelievi con Terna sulla base dei prezzi di sbilanciamento convenzionali.
- 2.2 Con il TIDSI (cfr. Parte II della bozza di articolato) l'Autorità intende confermare l'adozione di tale modello per tutti i sistemi elettrici isolati, con alcune modifiche relativamente alla determinazione dei prezzi di sbilanciamento convenzionali. In linea di principio, questo modello regolatorio dovrebbe trovare applicazione per

³ Al momento gli unici sistemi elettrici isolati risultano essere le isole minori non interconnesse, ma non si può escludere nel futuro la comparsa, anche solo temporanea, di ulteriori sistemi elettrici isolati, legati all'evoluzione del sistema elettrico, specialmente in contesti montani.

tutte le isole minori non interconnesse, superando le difformità attualmente presenti tra le isole minori gestite da imprese elettriche minori e le isole minori in cui operano soggetti distinti: tuttavia l'articolo 1 duodecies del decreto-legge 63/26 richiede alcune valutazioni in merito, per le quali si rinvia al paragrafo 2.d.

2.3 Entrando nel dettaglio si propone che:

- a) lato energia immessa, il prezzo di sbilanciamento sia pari al prezzo zonale della zona d'offerta adiacente al sistema elettrico isolato, diminuito di un corrispettivo convenzionale a copertura degli oneri di sbilanciamento medi sostenuti lato immissione a livello nazionale, assunto, in analogia a quanto previsto dalla deliberazione 78/2019/R/eel, pari all'onere medio sostenuto dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE);
- b) lato energia prelevata, il prezzo di sbilanciamento sia pari al PUN Index GME, aumentato da un corrispettivo convenzionale a copertura degli oneri di sbilanciamento medi sostenuti lato prelievo a livello nazionale; quest'ultimo corrispettivo, a differenza di quanto previsto dalla deliberazione 78/2019/R/eel che fa riferimento al corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento che concorre alla determinazione dell'elemento PD del corrispettivo PED relativo al servizio di maggior tutela, è proposto pari al corrispettivo C_{SE} a copertura degli oneri di sbilanciamento per gli esercenti il servizio di tutele gradualità; tale corrispettivo è, infatti, pubblicato esplicitamente dall'Autorità nei propri provvedimenti; in particolare fino al 31 marzo 2027 si utilizzerà il corrispettivo specifico per il servizio di tutele gradualità per gli utenti domestici non vulnerabili, mentre dall'1 aprile 2027 si utilizzerà il corrispettivo specifico per l'unico servizio di tutele gradualità che, da tale data, assorbirà gli specifici servizi attualmente presenti e distinti per clienti domestici non vulnerabili, microimprese e piccole imprese.

2.4 Per semplicità amministrativa, si ritiene opportuno che, ai fini della valorizzazione economica, le unità di produzione e le unità di consumo ubicate nei sistemi elettrici isolati siano aggregate in Unità Isolate Virtuali (di seguito: UIV), distinte per immissione e prelievo, differenziate sulla base delle medesime tipologie previste dal TIDE⁴. In particolare, le UIV di immissione (prelievo) includono tutte le unità di produzione (consumo) gestite dal medesimo *Balance Responsible Party* (di seguito: BRP), appartenenti alla medesima tipologia di cui al TIDE e connesse a sistemi elettrici isolati adiacenti alla medesima zona d'offerta. A titolo d'esempio un BRP attivo in più isole facenti parti del territorio siciliano avrà una unica UIV di immissione (prelievo) per ciascuna tipologia nelle quali confluiscono tutte le unità di produzione (consumo) presenti nelle varie isole.

⁴ Inclusa, quindi, anche la differenziazione lato UC fra clienti finali riforniti in salvaguardia e altri clienti finali.

- 2.5 Il documento per la consultazione 322/2019/R/eel aveva altresì ipotizzato di estendere la valorizzazione dell'energia immessa (sulla base del prezzo di sbilanciamento convenzionale) anche agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema identificati da Terna in ciascun sistema elettrico isolato: tale valorizzazione andava, quindi, a costituire un acconto da portare in deduzione in sede di reintegrazione dei costi (per le unità di produzione nei sistemi elettrici isolati in cui è attiva e-distribuzione) o in sede di integrazione tariffaria (per le unità di produzione nella titolarità delle imprese elettriche minori).
- 2.6 Il TIDSI intende confermare questo aspetto, classificando le unità di produzione coincidenti con gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema come Unità Isolate Singole (di seguito: UIS), distinte dalle UIV di immissione, al fine di tenere separate le partite economiche relative agli impianti essenziali (che devono poi essere tenute in considerazione in sede di reintegrazione dei costi o integrazione tariffaria).
- 2.7 Infine, nel caso di impianti di produzione ammessi a beneficiare di incentivi sul modello feed in tariff o del ritiro dedicato o dello scambio sul posto, la sopra richiamata regolazione dell'energia elettrica immessa sulla base dei prezzi di sbilanciamento convenzionale troverebbe applicazione nei confronti del GSE (che agisce in qualità di BRP per tali impianti di produzione). Non cambierebbe, invece, la remunerazione che il GSE riconosce a ogni singolo produttore. La differenza tra i costi e i ricavi del GSE continua a essere posta a valere sugli appositi Conti gestiti da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (che variano in funzione del regime incentivante o del regime commerciale speciale applicato).

2.b Il dispacciamento nei sistemi elettrici isolati

- 2.8 Nelle isole minori non interconnesse il locale DSO è da sempre responsabile dell'esercizio in sicurezza dell'intero sistema, avvalendosi del contributo in termini di regolazione di frequenza e di regolazione di tensione erogato dalle unità di produzione identificate come impianti essenziali per la sicurezza del sistema. L'articolo 1-duodecies del decreto-legge 63/26, nell'attribuire al locale DSO la responsabilità dell'attività di dispacciamento in tali isole ha esplicitato a livello normativo quanto sopra riportato, dando mandato all'Autorità di definire le modalità e condizioni per lo svolgimento di tale attività.
- 2.9 In particolare, con il TIDSI (cfr. Parte III della bozza di articolato) l'Autorità intende definire le modalità per l'erogazione del servizio di dispacciamento da applicarsi a tutti i sistemi elettrici isolati. A tal proposito si evidenzia che il perimetro dell'attività di dispacciamento include non solo i servizi ancillari legati alla regolazione di tensione e frequenza, ma anche altri servizi ancillari che potrebbe risultare utile approvvigionare per garantire l'integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (sempre più presenti nei sistemi elettrici isolati anche grazie agli obiettivi europei in materia) e per assicurare la

necessaria flessibilità (soprattutto tenendo conto del picco di domanda che in queste isole perdura per poche settimane all'anno durante il periodo estivo).

2.10 Sono quindi identificati:

- a) i servizi ancillari isolani di base, erogati dagli impianti essenziali per la sicurezza del sistema; sono i servizi legati alla regolazione di frequenza e alla regolazione di tensione che da sempre sono approvvigionati nei sistemi elettrici isolati e senza i quali il sistema stesso non può operare;
- b) il servizio isolano di modulazione straordinaria a scendere, concettualmente analogo al servizio di modulazione straordinaria a scendere approvvigionato da Terna sul territorio nazionale; tale servizio consente al locale DSO di modulare (fino al distacco completo) tutti gli impianti di produzione connessi al sistema elettrico isolato (non solo, quindi, i soli impianti essenziali), per esigenze legate all'esercizio in sicurezza del sistema (ad esempio per risoluzione di congestioni locali o per esigenze di *curtailment* per eccesso di produzione da fonti rinnovabili non programmabili); il servizio è attivato dal locale DSO sulla base di un regolamento predisposto dal medesimo e sottoposto all'approvazione dell'Autorità; è prevista, in coerenza con quanto disciplinato dal TIDE a livello nazionale, una remunerazione della mancata produzione (sulla base del prezzo zonale della zona d'offerta adiacente al sistema elettrico isolato), erogata direttamente dal DSO con modalità analoghe a quelle previste sul territorio nazionale (calcolo dell'energia producibile a cura del GSE, con il DSO che determina la mancata produzione sulla base della differenza fra l'energia producibile e l'energia immessa e la valorizza al prezzo zonale quartorario relativo alla zona d'offerta adiacente al sistema elettrico isolato);
- c) i servizi ancillari isolani ulteriori, che includono tutti gli altri servizi ancillari di cui il locale DSO potrebbe avere bisogno per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico isolato (ad esempio per la gestione della flessibilità); il TIDSI prevede per l'approvvigionamento di questi servizi la predisposizione di un progetto pilota ai sensi della deliberazione 352/2021/R/eel, in coerenza con quanto previsto per i servizi ancillari nazionali locali sul territorio nazionale.

2.c La gestione dei sistemi di accumulo da parte dei DSO nelle isole minori non interconnesse

2.11 Per quanto riguarda i sistemi di accumulo, l'articolo 1-duodecies del decreto-legge 63/26 introduce per i DSO operanti nelle isole minori non interconnesse la possibilità di esercire direttamente tali sistemi a condizioni definite dall'Autorità, derogando rispetto alla regola generale della Direttiva 2019/944 (cfr. articolo 36(1)) che impedisce alle imprese distributrici di esercire tali sistemi. L'efficacia della misura è subordinata alla preventiva autorizzazione da parte della Commissione europea.

2.12 Più in dettaglio, l'articolo 36 della Direttiva 2019/944 prevede che:

- (paragrafo 1) i gestori dei sistemi di distribuzione non possono possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia;
- (paragrafo 2) in deroga al paragrafo 1, gli Stati membri possono autorizzare i gestori dei sistemi di distribuzione a possedere, sviluppare, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia se sono componenti di rete pienamente integrate⁵ e l'autorità di regolazione ha concesso la sua approvazione o se sono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:
 - a. a seguito di una procedura di appalto aperta, trasparente e non discriminatoria, soggetta a riesame e approvazione da parte dell'autorità di regolazione, parti terze non hanno ottenuto il diritto di possedere, sviluppare, esercire o gestire tali impianti, o non si sono dimostrate in grado di fornire tali servizi a un costo ragionevole e in maniera tempestiva;
 - b. detti impianti sono necessari affinché i gestori dei sistemi di distribuzione possano adempiere agli obblighi previsti dalla presente direttiva in materia di funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione e non sono utilizzati per l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica sui mercati dell'energia elettrica; e
 - c. l'autorità di regolazione ha valutato la necessità di detta deroga e ha effettuato una valutazione della procedura di appalto, comprese le condizioni di tale procedura di appalto, e l'ha approvata; l'autorità di regolazione può elaborare orientamenti o clausole di appalto per aiutare i gestori dei sistemi di distribuzione a garantire una procedura di appalto equa.

2.13 Prima di implementare quanto previsto dall'articolo 1-duodecies del decreto-legge 63/26, si ritiene opportuno attendere le valutazioni della Commissione europea e l'eventuale concessione della deroga.

2.14 Nel frattempo, si ritiene che i gestori dei sistemi di distribuzione di isole minori non interconnesse possano realizzare e gestire sistemi di accumulo nel rispetto del richiamato articolo 36 della Direttiva 2019/944, e in particolare qualora tali sistemi siano componenti di rete pienamente integrate e previa approvazione dell'Autorità, come previsto dall'articolo 38bis del decreto legislativo 93/11 (modificato dall'articolo 19 del decreto legislativo 210/21).

⁵ Ai sensi dell'articolo 2 (51) della Direttiva 2019/944, le «componenti di rete pienamente integrate» sono componenti di rete che sono integrate nel sistema di trasmissione o distribuzione, compresi gli impianti di stoccaggio, e utilizzate al solo scopo di assicurare un funzionamento sicuro e affidabile del sistema di trasmissione o distribuzione e non per il bilanciamento o la gestione della congestione

- 2.15 Si evidenzia infine che i gestori dei sistemi di distribuzione di isole minori non interconnesse rientranti tra le imprese elettriche minori, essendo soggetti verticalmente integrati, possono realizzare ed esercire sistemi di accumulo anche non come componenti di rete pienamente integrate, agendo in qualità di produttori, fermo restando il rispetto della regolazione dell'*unbundling*.

2.d Le disposizioni specifiche per le imprese elettriche minori in relazione alla commercializzazione dell'energia elettrica

- 2.16 Le imprese elettriche minori sono imprese verticalmente integrate che eserciscono le attività di produzione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti finali. Esse godono di specifiche misure di integrazione tariffaria finalizzate a ristorare i costi sostenuti dalle medesime non coperti dall'applicazione delle tariffe e condizioni economiche definite dall'Autorità.
- 2.17 In assenza di specifiche deroghe concesse agli Stati Membri, anche i clienti finali riforniti dalle imprese elettriche minori dovrebbero poter scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica, benché attualmente ciò non sia ancora tecnicamente possibile per effetto della gestione integrata di tutte le attività della filiera elettrica da parte delle medesime.
- 2.18 L'articolo 1-duodecies del decreto-legge 63/26 ha, tuttavia, previsto che tutti i clienti finali ubicati nelle isole minori non interconnesse in cui operano le imprese elettriche minori siano riforniti dalle medesime imprese alle condizioni definite dall'Autorità. La predetta disposizione introduce una deroga alle previsioni degli articoli 4 e 5 della Direttiva 2019/944 (in quanto vengono meno la libera scelta del fornitore di energia elettrica da parte dei clienti finali e la definizione di prezzi di fornitura basati sul mercato), previa approvazione della Commissione europea; tale deroga, qualora concessa, troverebbe applicazione solamente per uno specifico sottoinsieme delle isole minori non interconnesse (quelle gestite da imprese elettriche minori), lasciando, invece, pienamente applicabili le disposizioni della sopracitata Direttiva per tutti gli altri sistemi elettrici isolati.
- 2.19 Poiché tuttora, sulle isole minori non interconnesse gestite da imprese elettriche minori, non vi sono le condizioni tecniche per consentire ai clienti finali di scegliere un venditore diverso dall'impresa verticalmente integrata lì operante (per consentirlo occorrerebbe, infatti, implementare le disposizioni di cui al paragrafo 2.a), alla luce di quanto previsto dall'articolo 1-duodecies del decreto-legge 63/26, si ritiene opportuno che tali imprese verticalmente integrate continuino ad operare come attualmente avviene, nelle more delle decisioni della Commissione europea.
- 2.20 Più nel dettaglio, nel TIDSI l'Autorità intende:
- a) prevedere che il modello semplificato per la valorizzazione dell'energia immessa e prelevata si applichi esclusivamente alle unità di produzione nella titolarità di soggetti terzi rispetto alle imprese elettriche minori; per tutte le unità

di consumo e per le unità di produzione nella titolarità delle imprese elettriche minori non sono previste forme di valorizzazione dell'energia elettrica all'ingrosso; continuano a rimanere valide le modalità di integrazione tariffaria vigenti per le imprese elettriche minori;

b) definire le condizioni di fornitura per i clienti finali, prevedendo l'applicazione:

- ai clienti domestici (in quanto tutti vulnerabili ai sensi delle leggi vigenti) delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela (e in futuro del servizio di tutela della vulnerabilità quando sarà attivato);
- ai clienti non domestici delle condizioni economiche del servizio a tutele gradual⁶;

2.21 Non troverebbero applicazione le condizioni economiche del servizio di salvaguardia, in quanto, allo stato attuale, in ragione delle specifiche caratteristiche della platea di clienti ivi serviti, queste risultano più onerose e, quindi, la loro applicazione discriminerebbe alcuni clienti finali presenti nei sistemi elettrici isolati eserciti dalle imprese elettriche minori che si ritroverebbero a sostenere costi potenzialmente elevati senza poter liberamente scegliere un fornitore alternativo; resta inteso che le condizioni economiche in questa sede prospettate potranno essere riviste in futuro alla luce dell'evoluzione del servizio a tutele gradual⁶ e sulla base degli esiti delle future procedure di selezione dei relativi esercenti.

2.22 Qualora la deroga alle previsioni degli articoli 4 e 5 della Direttiva 2019/944 non fosse concessa, occorrerà estendere anche alle isole minori non interconnesse la regolazione prospettata al paragrafo 2.a.

⁶ Con distinzione fino al 31 marzo 2027 fra servizio a tutele gradual⁶ per le microimprese, riservato ai clienti finali che avrebbero diritto a tale servizio ai sensi della normativa vigente, e servizio a tutele gradual⁶ per le piccole imprese per tutti gli altri clienti finali.