

Rapporto 2026 / Executive Summary

Rinnovabili, flessibilità e innovazione: i nuovi modelli di business per produttori e industrie

Executive Summary

Il sistema elettrico europeo attraversa una fase di transizione strutturale, nella quale la crescente incidenza delle fonti rinnovabili non programmabili – fotovoltaico ed eolico in primis – sta ridefinendo le condizioni stesse di funzionamento del mercato. Se nei decenni precedenti la sfida principale del settore era garantire capacità sufficiente a soddisfare una domanda relativamente prevedibile, oggi il problema si è in parte rovesciato: la variabilità non risiede più solo nel consumo, ma sempre più nell'offerta stessa, la cui disponibilità dipende da fattori meteorologici e stagionali sottratti al controllo degli operatori.

Questo cambiamento di paradigma genera quello che in letteratura viene definito un “fabbisogno di flessibilità” – la capacità del sistema di assorbire, in tempi anche molto brevi, lo scarto tra produzione e domanda – che rappresenta il filo conduttore di questo studio. La flessibilità storicamente è stata garantita dalle grandi “masse rotanti” degli impianti termoelettrici e idroelettrici.

Più recentemente, nuove tecnologie e servizi si sono affacciati con successo sul mercato e stanno crescendo a ritmi sostenuti: gli accumuli, gli impianti FER (per determinati servizi) e la gestio-

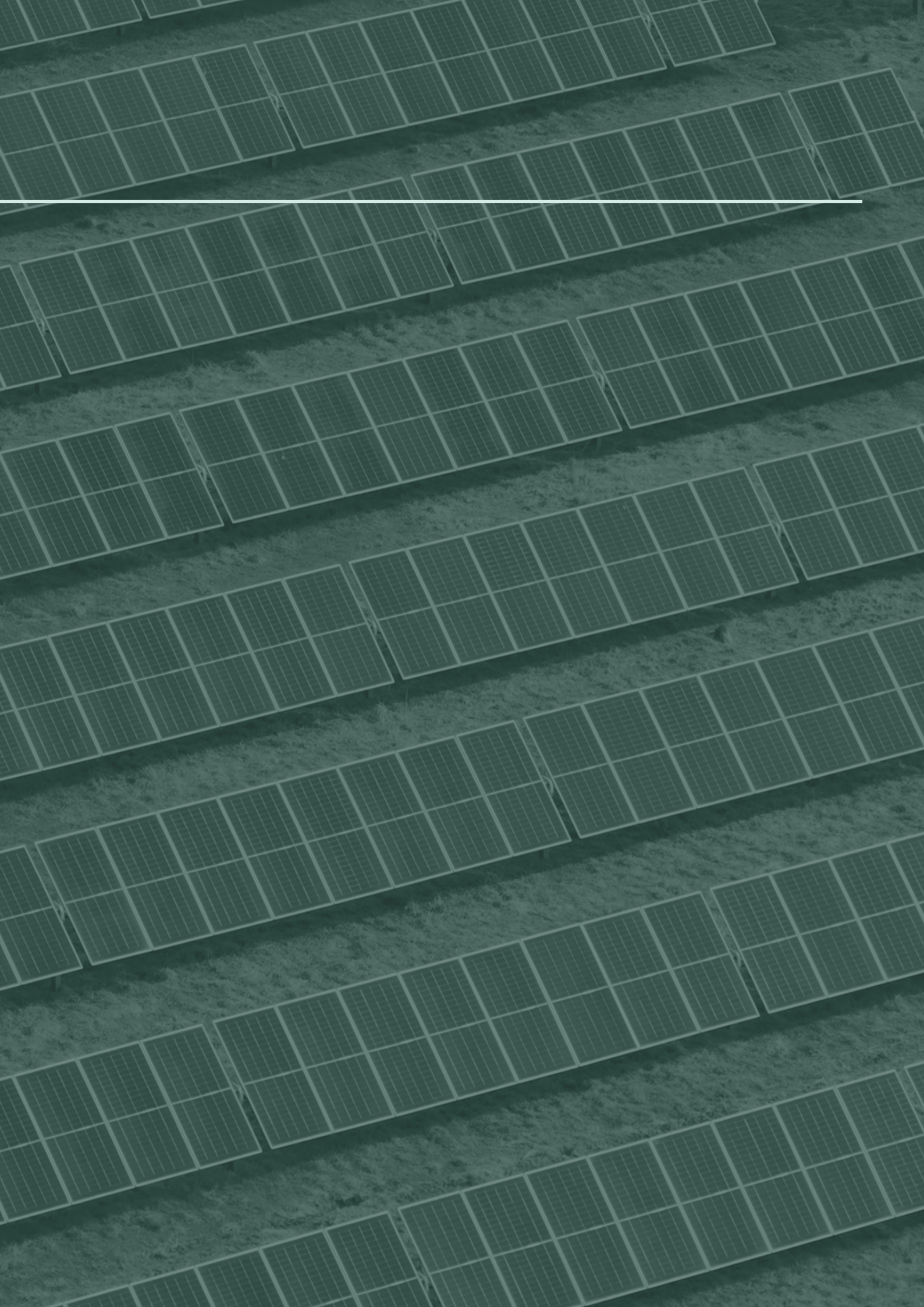
ne attiva della domanda. Il presente Rapporto focalizza l'analisi proprio su queste e in particolare:

- BESS;
- pompaggi idroelettrici;
- fotovoltaico;
- eolico;
- gestione attiva della domanda.

Con riferimento a queste soluzioni, lo studio approfondisce le seguenti tematiche:

1. il mercato attuale e prospettico in Italia e in Europa;
2. le dinamiche tecnologiche in atto;
3. lo stato dell'arte legislativo/regolatorio e le proposte di policy per accelerare gli investimenti;
4. la redditività delle diverse soluzioni di flessibilità sulla base dei prezzi dei mercati elettrici, delle diverse tipologie di remunerazione dei servizi e della ibridizzazione con produzione FER e domanda;
5. le strategie delle imprese nazionali e internazionali.

Nel presente executive summary sono esposti i principali risultati dello studio.



Il mercato della flessibilità: stato attuale e prospettive di sviluppo

In Italia, la capacità installata FER ha assistito a un incremento esponenziale, negli anni 2022-2025, che testimonia l'attrattiva del mercato rinnovabile. Il grande driver di questo incremento, il fotovoltaico, dimostra essere la tecnologia più attrattiva per gli investimenti, aumentando di circa +75% in soli 3 anni come potenza installata. La crescita del parco FER italiano si dimostra "in corsa" per raggiungere gli obiettivi PNIEC dell'anno 2030: assumendo una crescita lineare, dall'ultimo anno concluso (2025), le tecnologie FER dovrebbero avere i seguenti aumenti per rientrare negli obiettivi:

- FV: +12,7% annuo
- Eolico: +15,7% annuo

Se dovesse verificarsi questa crescita, l'Italia potrebbe avere a disposizione, nel 2030, un parco FER di 131 GW, composto da 79 GW di fotovoltaico, 28 di eolico e 19 di idroelettrico, con una coda di circa 5 GW costituiti da altre fonti rinnovabili.⁰¹

La crescente penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili modifica profondamente il profilo di funzionamento del sistema elettrico e accresce il fabbisogno di flessibilità. La Figura 2 mostra l'evoluzione del carico residuo, definito come la differenza tra il fabbisogno elettrico e la produzione solare ed eolica: rispetto al 2023, negli scenari 2030 e 2040 tale profilo diventa molto più variabile, fino ad assumere valori negativi nelle ore centrali delle giornate primaverili ed estive, quando la produzione fotovoltaica può superare la domanda. In questo contesto, gli accumuli svolgono una funzione essenziale di energy shifting: assorbono e immagazzinano l'energia prodotta in eccesso durante le ore di maggiore disponibilità rinnovabile, per poi reimmetterla in rete nelle ore serali o nei momenti

di minore generazione. In questo modo contribuiscono a contenere il curtailment delle FER, ridurre il ricorso agli impianti termoelettrici e attenuare le rapide variazioni del carico residuo, rendendo più efficiente e sicura la gestione del sistema elettrico.

Ciò che emerge da uno studio Terna è che la flessibilità non sarà più soltanto uno strumento di bilanciamento, ma una vera e propria infrastruttura di sistema: il valore degli accumuli dipenderà sempre meno dalla sola potenza installata e sempre più dalla loro capacità di spostare energia nel tempo, ridurre il curtailment e rispondere rapidamente alle esigenze della rete.⁰²

Proiettando lo sguardo al 2030, lo scenario Policy elaborato da Terna e Snam individua un fabbisogno complessivo di circa 122 GWh di capacità di accumulo, di cui 50 GWh riconducibili al pompaggio idroelettrico esistente (40% del totale) e i restanti 72 GWh da nuova capacità elettrochimica, ripartita tra impianti utility-scale (50 GWh), accumulo distribuito (14 GWh) e capacità aggiudicata tramite Capacity Market (8 GWh). Se si osserva la sola componente di nuova capacità elettrochimica al netto del pompaggio esistente (71,3 GWh) nella sua distribuzione territoriale emerge una concentrazione netta su Sud e Isole: Sud (17,6 GWh, 25%), Sicilia (14,4 GWh, 20%) e Sardegna (14,1 GWh, 20%) assorbono insieme i due terzi della capacità obiettivo, mentre il Centro-Nord si ferma all'1,8%.⁰³ Questa distribuzione non è casuale: replica fedelmente la geografia della generazione fotovoltaica ed eolica programmata, confermando che l'accumulo è concepito soprattutto come strumento di gestione locale dell'overgeneration rinnovabile, invece che come risorsa di bilanciamento distribuita in modo omogeneo sul territorio nazionale.

01. Elaborazione AGICI su dati storici Terna (2019-2025) e MASE, Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – Aggiornamento 2024, 1° luglio 2024 (obiettivi 2030), https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/pniec_2024_revfin_01072024-pdf

02. Terna, Prospettive di sviluppo del sistema energetico 2050 – Copertura della domanda elettrica, 2025, https://download.terna.it/terna/Terna_Prospettive_Sviluppo_Sistema_Energetico_2050_Copertura_domanda_elettrica_8de15802728e7d1.pdf

03. Terna e Snam, Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) 2024, scenario PNIEC Policy.

Figura 1. Capacità FER installata in Italia, GW
Fonte: elaborazione AGICI su dati Terna e MASE

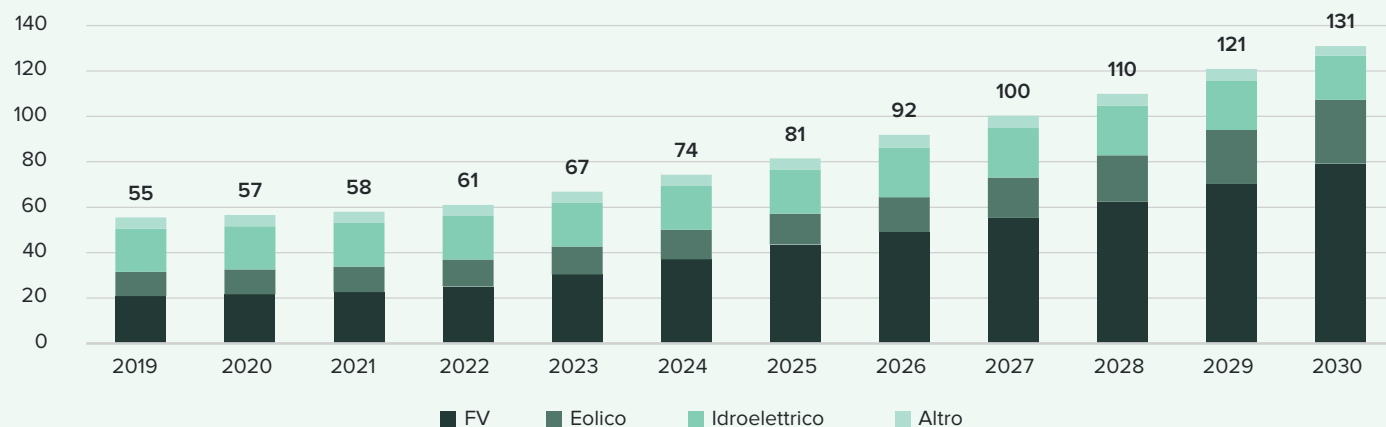


Figura 2. Evoluzione del carico residuo

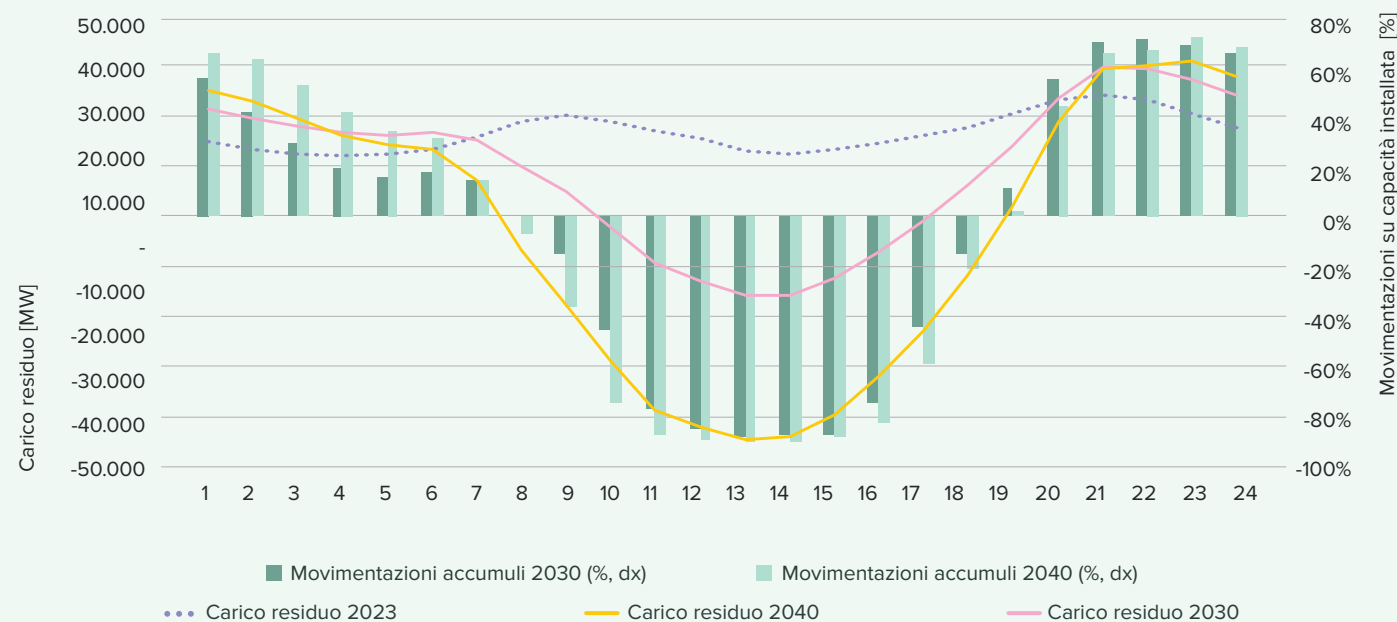
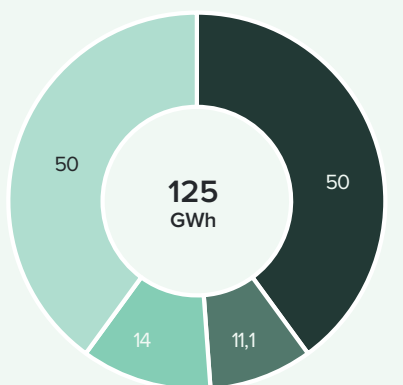
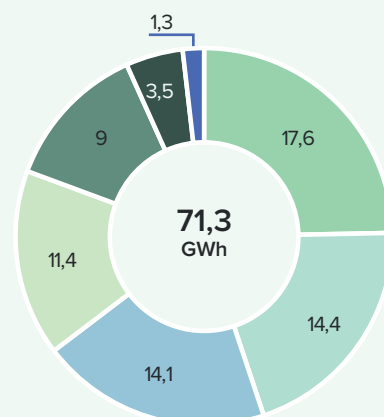


Figura 3. Fabbisogno di capacità accumulo in Italia al 2030, GWh



- Pompaggi idroelettrici esistenti
- Accumuli elettrochimici capacity market
- Accumuli elettrochimici distribuiti
- Accumuli elettrochimici utility scale

Figura 4. Fabbisogno di capacità accumulo per zona al 2030, GWh



- Sud
- Sicilia
- Sardegna
- Nord
- Centro Sud
- Calabria
- Centro Nord

Il mercato della flessibilità: ritorno sull'investimento delle principali configurazioni

Sulla base della normativa vigente e delle caratteristiche tecniche, diverse tecnologie possono fornire diversi servizi di flessibilità, con livelli di remunerazione eterogenei. In particolare, la stessa configurazione impiantistica si trova di fronte a una pluralità di meccanismi a cui poter accedere, ognuno con le sue specifiche tecniche ed economiche. Inoltre, la maturità commerciale di ciascuna tecnologia ne determina la competitività in termini di costi.

Nonostante la complessità del contesto, lo studio intende comparare i profili di rischio e rendimento delle configurazioni più rilevanti per identificare le soluzioni maggiormente attrattive dal punto di vista commerciale. I modelli considerati includono:

1. impianti di accumulo (BESS e pompaggi);
2. FER (fotovoltaico ed eolico);
3. configurazioni ibride (consumo-BESS e FV-BESS).

Il confronto tra le varie configurazioni considerate fa emergere diverse tendenze generali in termini di rischio e rendimento. Per prima cosa, è chiaro che le BESS e i pompaggi faticano a

generare ritorni interessanti. Questo risultato è indipendente dai meccanismi di remunerazione associati e dal relativo livello di rischio. Tuttavia, le configurazioni ibride possono aumentare considerevolmente la redditività delle tecnologie di stoccaggio. Ad esempio, l'integrazione tra fotovoltaico e BESS porta a un ritorno economico moderatamente migliore rispetto al solo fotovoltaico, a fronte di una rischioosità moderata. Questo divario cresce con la potenza della batteria, grazie alle maggiori opportunità di arbitraggio disponibili. Il massimo rendimento si ottiene invece abbinando una batteria a un centro di consumo. Questa configurazione sfiora quasi il 10% di ROI con un rischio abbastanza ridotto. Tale risultato dipende dalla combinazione di più servizi molto remunerativi come l'Ex interrompibilità (Servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire) e il Servizio di modulazione dei prelievi. Una possibile criticità di quest'ultimo modello risiede nell'approvvigionamento a breve termine dei servizi menzionati, condizione che può creare incertezza rispetto al futuro.

Figura 5. Risultati principali Business Case

Fonte: elaborazione AGICI su dati GME, Terna e da operatori

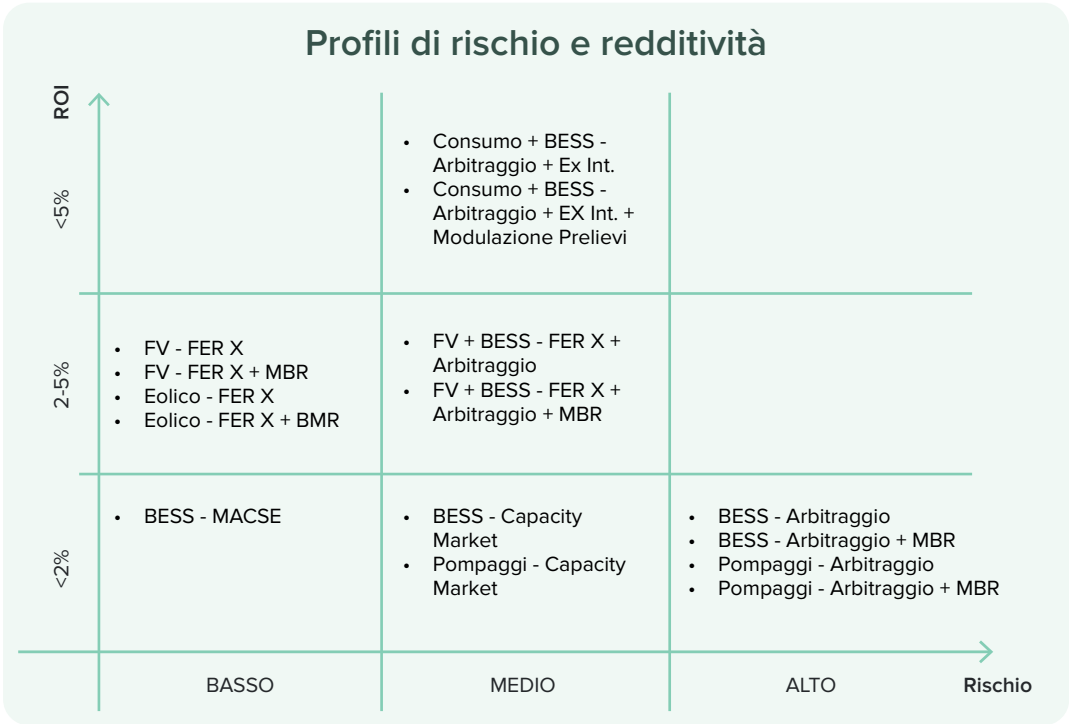


Figura 6. Ritorno sull'investimento per consumo + BESS (%)
Fonte: elaborazione AGICI su dati GME, Terna e da operatori

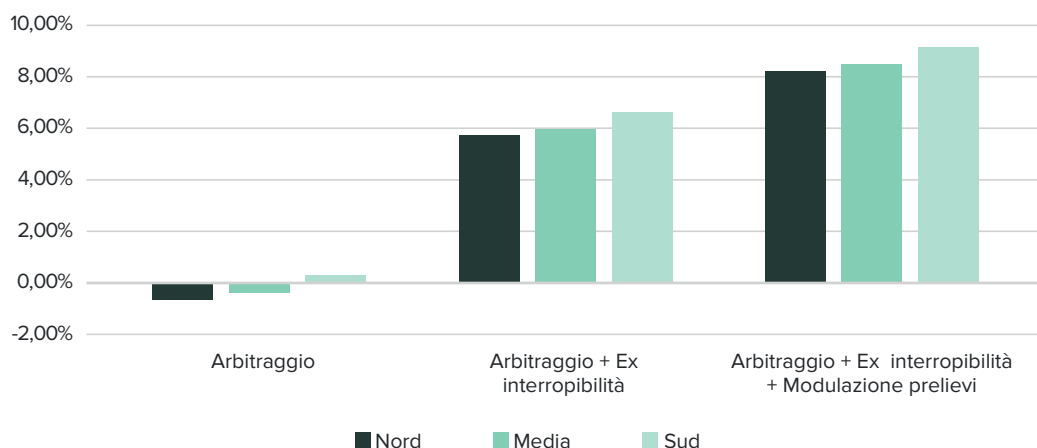
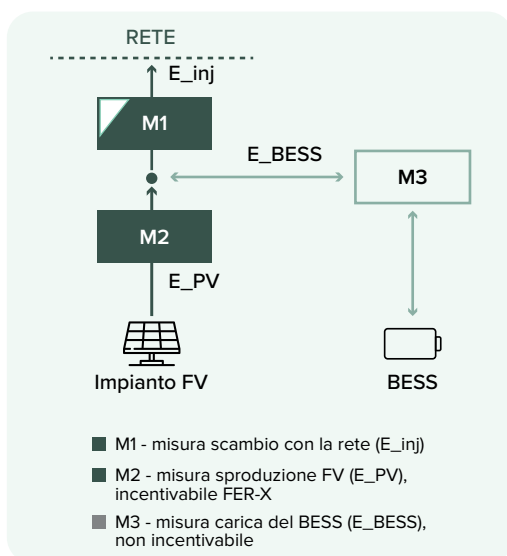


Figura 7. Schema di misurazione per scenario fotovoltaico + BESS

Fonte: elaborazione su DM FER-X Transitorio – Regole Operative; GSE – Regole Tecniche Sistemi di Accumulo



Le configurazioni basate sulle fonti rinnovabili incentivate dal FER X mantengono basso rischio e buoni livelli di rendimento, indipendentemente dall'effettiva erogazione dei servizi per la flessibilità. La partecipazione al MBR (Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento) aumenta i ricavi e la relativa volatilità. Tuttavia, l'impatto della partecipazione al MBR sulla redditività dipende strettamente dai volumi selezionati e attivati da Terna. Inoltre, il confronto con gli operatori sembra segnalare incertezza riguardo a questa fonte di ricavi. Generalmente, le diverse forme di revenue stacking migliorano i risultati per lo stesso impianto considerato. Infine, emerge chiaramente come configurazioni con un livello di rischio più elevato non siano necessariamente associate a un rendimento maggiore. In particolare, le configurazioni full merchant risultano al momento molto rischiose e ancora poco attrattive. Infine, per ciascuna combinazione di tecnologie e meccanismi di remunerazione sono state mantenute alcune assunzioni comuni. Le più rilevanti includono una struttura finanziaria dei progetti divisa tra equity (30%) e debito (70%); un tasso di attualizzazione al 3,7% e un tasso di interesse sul debito contratto del 2,5%.

Facendo un focus sulle configurazioni ibride, associare una batteria a un sito di consumo risulta

essere l'opzione più redditizia tra tutte quelle considerate nel presente studio. Come emerge dalla Figura 6, la sola partecipazione all'Ex interopibilità garantisce un ROI di circa il 6% per la nuova BESS installata. Se si considera anche la remunerazione aggiuntiva dalla fornitura del Servizio di modulazione dei prelievi il ritorno stimato supera il 9%. In questo caso il revenue stacking di diversi servizi per la flessibilità risulta essere particolarmente remunerativo. I meccanismi citati forniscono, infatti, ricavi sicuri e rilevanti, più che compensando l'impossibilità di partecipare al MBR. Una possibile criticità di questo modello risiede nell'approvvigionamento di questi servizi solo attraverso aste annuali. Ciò crea margini di incertezza per gli operatori nel medio-lungo termine. È interessante notare come questi strumenti rendano attrattiva l'installazione di una BESS, anche senza considerare un CAPEX ridotto.

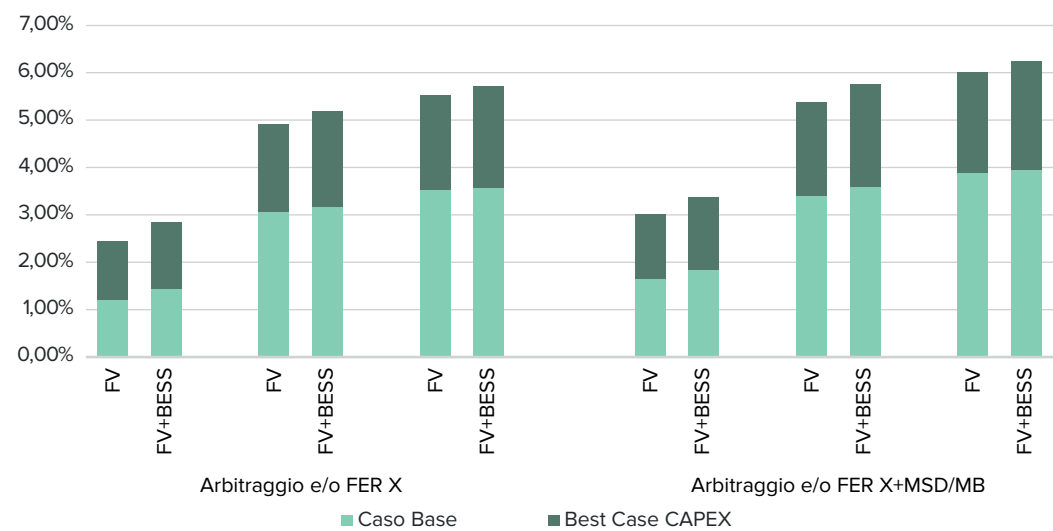
La configurazione ibrida tra accumuli e fotovoltaico prevede un impianto fotovoltaico associato a una BESS e tre contatori: M2 misura la produzione fotovoltaica, M3 i flussi della batteria e M1 l'energia immessa in rete. La batteria è monodirezionale, ossia si ricarica esclusivamente dal FV e mai dalla rete. Questa configurazione tecnica viene mostrata chiaramente nella Figura 7. Secondo le regole GSE, l'energia caricata nella batteria è esclusa dal perimetro FER X. Dunque, durante la carica tale quota non beneficia dell'incentivo. Inoltre, durante la scarica l'energia restituita dalla BESS non può più accedere al meccanismo incentivante. Il fotovoltaico riceve quindi l'incentivo FER X solo sull'energia immessa direttamente in rete, pari alla produzione al netto dell'energia destinata alla batteria. L'energia successivamente scaricata dalla BESS viene valorizzata sul mercato elettrico quando i prezzi sono più alti, con un possibile ricavo aggiuntivo dai servizi ancillari. Dopo 15 anni, la BESS termina la sua vita utile, mentre il fotovoltaico mantiene il FER X pieno per i successivi 5 anni.

Come mostrato nella Figura 8, l'integrazione di una BESS ha un impatto positivo, ma limitato, sulla redditività complessiva di un parco fotovoltaico. La configurazione ibrida è caratterizzata da CAPEX e OPEX totali più alti. Tuttavia, il CAPEX per MWh della BESS nella configurazione ibrida

si riduce grazie alla condivisione dell'infrastruttura che abbassa i costi del Balance of System. Nello specifico, abbiamo considerato una riduzione del 15% per il CAPEX della batteria nel caso ibrido. Questa voce include per esempio i costi del terreno e della connessione alla rete. Inoltre, la configurazione ibrida garantisce ricavi maggiori rispetto alla gestione indipendente dei due asset. Il prezzo massimo catturato dalla BESS supera, infatti, la somma tra incentivo FER X e spread MGP. Ciò garantisce un ritorno più

alto per la BESS associata al fotovoltaico, più che compensando la perdita dell'incentivo. Al crescere della potenza della batteria aumentano, quindi, le opportunità di arbitraggio e la redditività rispetto al caso fotovoltaico stand-alone. Infine, nel Best Case CAPEX, la riduzione del CAPEX totale per la configurazione ibrida risulta maggiore rispetto a quella dello scenario fotovoltaico stand-alone. Questa riduzione amplifica il vantaggio della configurazione ibrida in termini di redditività.

Figura 8. Ritorno sull'investimento per fotovoltaico + BESS (%)
 Fonte: elaborazione AGICI su dati GME, Terna e da operatori



Il mercato della flessibilità: le strategie delle imprese

In questo paragrafo si presentano i risultati di sintesi dell'analisi di un campione di imprese, illustrati nella Figura 9, che per ciascun operatore del campione indica da un lato la presenza di capacità installata, in costruzione o programmata, in BESS e pompaggi idroelettrici, e dall'altro la partecipazione agli strumenti regolati e di mercato sopracitati. In dettaglio, con riferimento alle tecnologie, il 90% del campione comprende nel proprio portafoglio lo stoccaggio elettrochimico, con circa metà di questi attivo anche nel pompaggio idroelettrico, con impianti esistenti o investimenti programmati. Per quanto riguarda invece gli strumenti regolati e di mercato, la maggior

Figura 9. Risultati di sintesi per operatore: tecnologie di flessibilità e strumenti regolati
Fonte: AGICI

	TECNOLOGIE		STRUMENTI				
	BESS	POMPAGGI HYDRO	MACSE	CAPACITY MARKET	Progetti MLF DSO ARERA	BRP	BSP
A2A	●	○	○	●	●	●	●
ACEA	○	○	○	●	●	●	●
ALERION	●	●	○	○	○	○	○
CVA	○	○	○	●	○	●	●
DOLOMITI ENERGIA	●	●	○	●	○	●	●
EDISON	●	●	○	●	○	●	●
EDP	●	●	○	○	○	●	●
ENEL	●	●	●	●	●	●	●
ENGIE	●	●	○	●	○	●	●
ERG	●	○	○	●	○	●	●
IBERDROLA	●	●	○	○	○	●	○
IREN	●	●	○	●	○	●	●
METLEN	●	○	○	●	○	●	●
NADARA	●	○	○	●	○	●	●
NEOEN	●	○	○	●	○	○	○
OCTOPUS	●	○	●	○	○	●	○
PLENITUDE	●	○	●	●	○	●	●
SHELL	●	○	○	●	○	●	●
SORGENIA	●	○	○	●	○	●	●
STATKRAFT	●	●	○	○	○	●	○

Operatori con BESS e pompaggi idroelettrici, esistenti o pianificati, esclusivamente all'estero.

parte del campione partecipa al Capacity Market di Terna,⁰⁴ è responsabile del bilanciamento del proprio portafoglio impianti (BRP) e offre servizi ancillari per la sicurezza della rete elettrica (BSP). Inoltre, un numero ristretto di operatori si è aggiudicato parte del contingente disponibile della prima asta MACSE, mentre tre DSO hanno avviato progetti pilota per la flessibilità locale ai sensi della delibera 352/2021/R/eel ARERA.

Per quanto riguarda le tecnologie di flessibilità, il 50% degli operatori del campione dispone di capacità BESS (Figura 10), per un installato totale di circa 13 GW nel 2025.⁰⁵ Di questo, solo il 18% è situato in Italia, mentre il restante è per lo più concentrato nell'area Nordamerica e Australia. Lato pompaggi idroelettrici, invece, il contingente totale supera i 19 GW, localizzato in Europa, tra Italia, Iberia, Belgio e Regno Unito.

Con riferimento agli strumenti regolati emerge una forte presenza degli operatori analizzati sia nel mercato del dispacciamento-bilanciamento (MSD-MB) che nelle ultime aste del Capacity Market. Riguardo quest'ultimo, nelle aste con anno di consegna 2024-2027, il campione è più che rappresentativo rispetto alla capacità assegnata.⁰⁶ In particolare, di tutta la capacità esistente riconducibile a impianti FER o accumuli (pompaggi e BESS), pari a circa il 10% del totale, il campione contribuisce in media al 90% del contingente disponibile per ciascun anno, concentrato in un numero molto limitato di operatori (Figura 11). La nuova capacità, invece, si attesta a 4,7 GW, con un contributo crescente della componente FER e accumuli, che complessivamente ammonta a 1,9 GW, di cui circa l'80% riferita a impianti gestiti dagli operatori del campione di analisi (Figura 12), quasi interamente ascrivibili alla tecnologia BESS. Da un punto di vista geografico, invece, la maggior parte della capacità si concentra nell'Area Nord (940 MW), Sardegna (572 MW) e Centro-Sud (237 MW).

Passando ora all'analisi del meccanismo per l'approvvigionamento di lungo termine di nuova capacità di stoccaggio elettrico (MACSE), i risultati della prima asta dedicata all'Area Sud e Isole rivelano una forte concentrazione dei partecipanti e dei progetti, per cui Terna stima investimenti pari a circa 1 miliardo di €. Si tratta, infatti, di un

contingente pari a 1,5 GW/10 GWh, riferito a 14 impianti e 7 assegnatari, di cui circa metà inclusi nel campione di analisi (Figura 13). Di questi, Enel Produzione si è aggiudicata il 70% del totale, con 6 impianti per oltre 1.000 MW di capacità,⁰⁷ a cui segue la joint venture di Octopus Energy con ZE Energy (99 MW) e i due impianti di Plenitude (76 MW). A livello geografico, oltre il 50% della capacità selezionata è localizzata in Puglia, seguita da Basilicata e Isole.

Infine, istituiti da ARERA con delibera 352/2021/R/eel, i progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali rappresentano un nuovo strumento per garantire flessibilità, resilienza e sicurezza delle reti locali, attraverso la fornitura e conseguente remunerazione di risorse di dispacciamento messe a disposizione da Service Provider locali. In particolare, a oggi la sperimentazione conta tre iniziative sul territorio nazionale, in aree della rete con fabbisogni di flessibilità esistenti: MiNDFlex (A2A), RomeFlex (Areti) e EDGE (E-distribuzione). Di seguito, i principali dettagli per ciascun progetto:

- **MiNDFlex:** attivo principalmente nelle città di Milano, Brescia, Cremona e oltre 150 Comuni, conta una capacità abilitata per oltre 130 MW nel triennio 2024-2026, di cui il 60-70% relativo a settore terziario e ricarica elettrica EV. L'iniziativa concepisce la flessibilità locale come elemento complementare agli investimenti infrastrutturali del Gruppo, per far fronte alle congestioni non strutturali della rete locale.
- **RomeFlex:** gestito da Areti nell'area urbana della città di Roma, ha abilitato oltre 70 MW, che punta a quadruplicare al 2035. Il progetto contribuisce a promuovere flessibilità e demand response, per essere in grado di gestire buona parte dell'aumento del picco di domanda atteso (+1,2 GW nel periodo 2022-2032).
- **EDGE:** progetto gestito da E-distribuzione, a carattere più nazionale, con un perimetro di applicazione che interessa diverse aree geografiche del Paese, tra cui Cuneo, Reggio Emilia e Padova per il Nord, Fermo, Macerata e Arezzo per il Centro, Bari e Cagliari per Sud e Isole.⁰⁸ Complessivamente, nel periodo 2024-2026 il fabbisogno richiesto è stato pari a 40 MW, per lo più dal settore industriale, di cui tuttavia meno del 10% effettivamente abilitato.

04. Si prende in considerazione solo la tecnologia di stoccaggio e le fonti rinnovabili non programmabili (frnp).

05. Per Neoen, capacità operativa e in costruzione.

06. Esclusi mix tecnologici con dettaglio FER non disponibile.

07. Inclusa l'acquisizione di ACL SPV 4, precedente all'asta.

08. Per il 2026 il perimetro di interesse del progetto si limita a porzioni di rete nelle province di Macerata e Bari.

Figura 10. Capacità BESS e pompaggi idroelettrici installati per operatore, 2025
Fonte: elaborazione AGICI su dati aziendali

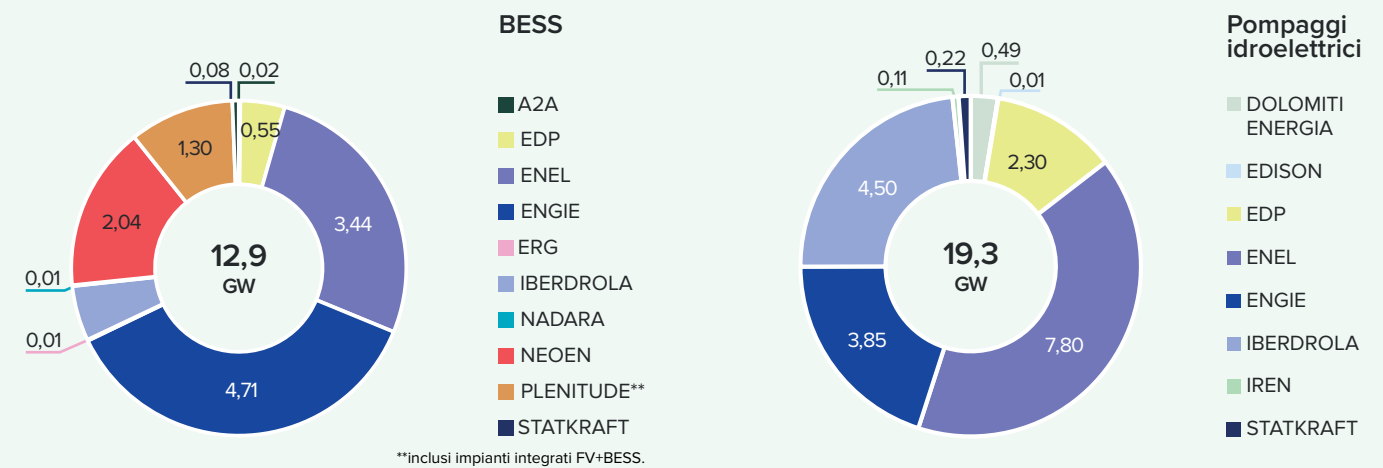


Figura 11. Capacity Market: esiti aste 2024-2027 per capacità esistente e operatore (MW)

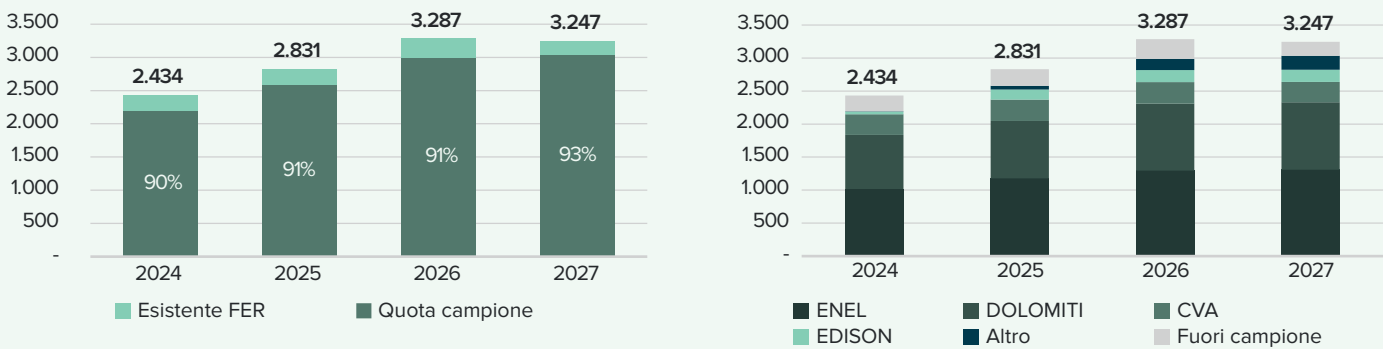


Figura 12. Capacity Market: esiti aste 2024-2027 per nuova capacità FER e BESS (MW)

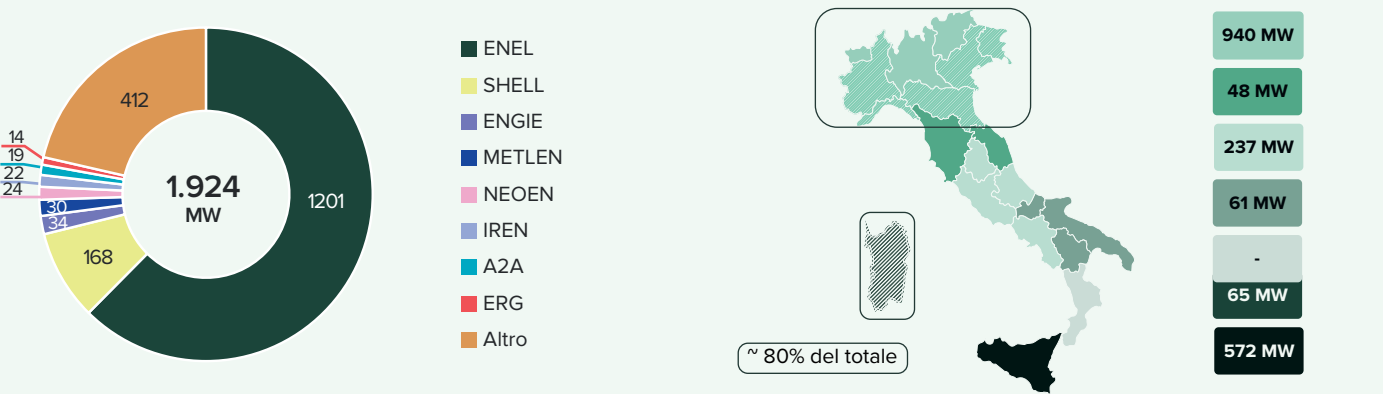


Figura 13. MACSE: esito prima asta 2025 per operatore e area geografica (MW)



Fonte: elaborazione AGICI su dati Terna

Proposte di policy per dare slancio alla flessibilità

La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico) e la progressiva elettrificazione dei consumi rendono la flessibilità del sistema elettrico un requisito di sicurezza prima ancora che un obiettivo di efficienza economica. Il TIDE (delibera 345/2023/R/eel e revisioni successive) ha posto le basi regolamentari per un mercato dei servizi ancillari tecnologicamente neutro e aperto ai nuovi fornitori di flessibilità, quali aggregatori, sistemi di stoccaggio, domanda flessibile, impianti FER programmabili; tuttavia, l'attuazione operativa presenta ancora lacune strutturali che richiedono un intervento di policy organico. Le proposte che seguono si articolano su quattro livelli di intervento: normativo primario, regolamentare, infrastrutturale e di mercato.

1. Completare e stabilizzare la disciplina del DSO market

La riforma del dispacciamento avviata con il D.lgs. 210/2021 e attuata con il TIDE ha formalmente esteso il perimetro dei servizi ancillari al livello della distribuzione, ma la disciplina del DSO market (mercato dei servizi ancillari a livello di rete di distribuzione) rimane, alla data del luglio 2026, ancora in fase di completamento da parte di ARERA.

A tal riguardo si propone:

- l'adozione di una delibera da parte di ARERA che definisca in modo organico le specifiche tecniche dei prodotti di flessibilità locale acquistabili dai DSO, le procedure di approvvigionamento, preferibilmente tramite piattaforme di mercato elettronico, e i corrispettivi di remunerazione, in coerenza con il modello BRP/BSP del TIDE;
- l'introduzione di meccanismi di coordinamento strutturato tra TSO (Terna) e DSO per evitare sovrapposizioni nell'acquisto delle stesse risorse di flessibilità e garantire la compatibilità tra gli ordini di dispacciamento alla trasmissione e quelli alla distribuzione, in linea con le prescrizioni del Regolamento (UE) 2019/943 (art. 32) e della Direttiva (UE) 2019/944;
- l'istituzione di un registro centralizzato delle risorse di flessibilità abilitate, accessibile a Terna e ai DSO, che consenta la visibilità in tempo reale delle disponibilità e riduca i costi di transazione per i nuovi fornitori di servizi ancillari.

2. Rimuovere le barriere all'ingresso per aggregatori e domanda flessibile

Il modello BSP introdotto dal TIDE ha sancito il principio della neutralità tecnologica. Tuttavia, persistono barriere pratiche che limitano l'effettiva partecipazione di aggregatori, consumatori industriali e comunità energetiche rinnovabili al MSD.

A tal riguardo si propone di:

- semplificare le procedure di abilitazione al ruolo di BSP, con riduzione dei requisiti patrimoniali e delle garanzie finanziarie per le unità aggregate di piccola e media taglia, e introduzione di una procedura accelerata per i portafogli aggregati con caratteristiche tecniche già certificate;
- definire standard contrattuali minimi per i rapporti tra aggregatori e unità di consumo aggregate, con previsione del diritto dell'aggregatore di operare sul MSD senza necessità del consenso preventivo del fornitore di energia del cliente aggregato, in coerenza con quanto già stabilito dall'art. 17 della Direttiva (UE) 2019/944;
- introdurre prodotti di flessibilità di durata breve (infra-oraria, anche di 15 minuti) per consentire la partecipazione di risorse caratterizzate da disponibilità temporanea o stagionale, quali i sistemi di climatizzazione industriale, i veicoli elettrici in ricarica e i sistemi di accumulo termico.

3. Riformare il regime degli impianti essenziali verso un modello basato su aste competitive

Il regime degli impianti essenziali, nella sua attuale configurazione derivante dalla L. 2/2009 e dalla delibera ARG/elt 52/09, è strutturalmente in tensione con il principio europeo di approvvigionamento market-based dei servizi ancillari (art. 40, Regolamento (UE) 2019/943). Il mantenimento di prezzi autoritativamente determinati per le risorse indispensabili alla sicurezza del sistema rischia, inoltre, di disincentivare gli investimenti in nuova capacità flessibile nelle zone di rete "strette".

A tal riguardo si propone di:

rivedere la disciplina degli impianti essenziali con l'obiettivo di transitare, nel medio termine, verso un modello in cui la disponibilità delle ri-

sorse indispensabili alla sicurezza del sistema sia remunerata tramite aste competitive a lungo termine, sul modello già adottato per la capacità di stoccaggio ai sensi dell'art. 18 del D.lgs. 210/2021;

in via transitoria, introdurre un meccanismo di price cap differenziato per zona geografica, che preservi il segnale di prezzo per i nuovi investimenti pur evitando l'esercizio del potere di mercato da parte degli operatori pivotali nelle zone di rete congestionate.

4. Rafforzare i segnali di prezzo locazionali e la liquidità del mercato

La riforma dei prezzi zionali introdotta dalla delibera 304/2024/R/eel (revisione 2 del TIDE) rappresenta un passo significativo verso un più accurato riflesso geografico delle condizioni di congestione e costo della rete. Tuttavia, la piena efficacia segnaletica dei prezzi zionali dipende da una sufficiente liquidità del mercato e da una struttura dei corrispettivi che incentivi l'allocazione ottimale delle risorse.

A tal riguardo si propone:

- il monitoraggio sistematico da parte di ARERA degli effetti della riforma dei prezzi zionali sul comportamento degli operatori e sui costi del dispacciamento, con pubblicazione annuale di un rapporto che includa la disaggregazione per zona del corrispettivo di dispacciamento (sezione 24 TIDE), le evidenze di arbitraggio interzonale e le proposte di aggiustamento della struttura zonale;
- la valutazione della possibilità di introdurre, nelle zone di rete caratterizzate da persisten-

te eccesso di offerta rinnovabile, meccanismi di compensazione specifici per le unità FER non programmabili che partecipano volontariamente al MSD con offerte a scendere, al fine di valorizzare economicamente la flessibilità generata dalla modulazione della produzione rinnovabile.

5. Investimenti infrastrutturali e digitalizzazione del sistema di dispacciamento

La flessibilità del sistema elettrico non è determinata soltanto dal quadro regolatorio, ma dipende in misura crescente dalla disponibilità di infrastrutture digitali, quali sistemi di misurazione avanzata (smart meters), piattaforme di mercato in tempo reale, sistemi di previsione della generazione rinnovabile e della domanda, che consentano a Terna e ai DSO di allocare le risorse di flessibilità con la granularità temporale e geografica richiesta dalla Transizione Energetica.

A tal riguardo si propone:

- un'accelerazione del completamento del programma di installazione dei misuratori intelligenti di seconda generazione (2G), fissando scadenze vincolanti e prevedendo incentivi tariffari per le imprese distributrici che conseguono gli obiettivi nei tempi previsti, quale condizione abilitante per la partecipazione della domanda flessibile al MSD;
- investimenti pubblici nello sviluppo di piattaforme di mercato per la flessibilità locale a livello di distribuzione, interoperabili con il sistema di dispacciamento di Terna, e nella formazione di operatori specializzati nel ruolo di BSP aggregato.



PARTNER STRATEGICO



PARTNER



AUTORI

RESPONSABILI DI PROGETTO

Marco Carta / marco.carta@agici.it

TEAM DI RICERCA

Francesco Elia

Fabio Grazia

Mauro Bariselli

Filippo Cambielli

Ringraziamo Vanessa Nobile, Senior Associate Regulatory & Public Law di Green Horse, autrice del capitolo 3 del Rapporto Rinnovabili 2026.

CONTATTI

Tel. 02/5455801

agici@agici.it

www.agici.it

AGICI è una società di ricerca e consulenza specializzata nel settore dell'energia, dell'ambiente e delle infrastrutture. Collabora con imprese, associazioni, amministrazioni pubbliche e istituzioni per realizzare politiche di sviluppo capaci di creare valore. L'approccio operativo e il rigore metodologico, supportati da un solido back-

ground teorico, assicurano un'elevata flessibilità che garantisce la personalizzazione delle soluzioni. La conoscenza della realtà imprenditoriale, la pluriennale esperienza nei settori di riferimento e una vasta rete di relazioni nazionali e internazionali completano il profilo distintivo di AGICI.

Copyright 2026

Agici Finanza d'Impresa

All rights reserved