



APE

APPUNTI DI ENERGIA

MERCATI LOCALI DELLA FLESSIBILITÀ: contesto, ruolo e stato della sperimentazione



Febbraio 2026

Di cosa si parla?

I **Mercati Locali della Flessibilità** (*Local Flexibility Market – LFM*) sono strumenti innovativi creati per aiutare le reti di distribuzione a gestire al meglio la crescente complessità del sistema energetico moderno. La loro funzione principale è permettere ai gestori della rete di **acquistare “flessibilità”**, cioè la capacità da parte di alcune risorse distribuite – come impianti fotovoltaici, batterie domestiche, pompe di calore, veicoli elettrici, o anche carichi industriali modulabili – di **variare temporaneamente il proprio comportamento energetico** per risolvere problemi locali della rete di distribuzione.

Questi interventi, anche se piccoli a livello di singola risorsa, diventano uno strumento molto utile per la rete elettrica quando aggregati: **evitano sovraccarichi, stabilizzano la tensione** e spesso permettono di **evitare o rinviare investimenti molto costosi** sulla rete (ad esempio, costruzione di nuove linee, sostituzione di linee già esistenti o di trasformatori).

Contesto: criticità operative e diffusione delle DER

La rapida evoluzione dei sistemi elettrici, guidata dalla decarbonizzazione del settore energetico, vede tra i protagonisti le reti elettriche di distribuzione, che stanno sostenendo la crescita dell'elettrificazione dei consumi, l'ulteriore diffusione della generazione distribuita (soprattutto da fonte rinnovabile), e la sempre maggiore presenza dei sistemi di accumulo (batterie). Questo cambiamento sta contribuendo alla nascita di un sistema elettrico sempre più decentralizzato, dove l'energia non proviene solo dalle grandi centrali ma anche da migliaia di piccoli impianti distribuiti sul territorio.

Tuttavia, l'elettrificazione degli usi finali e la diffusione della generazione distribuita comportano alcune criticità ben conosciute dagli operatori della rete, i *Distribution System Operator* (DSO). Una delle più frequenti è rappresentata dalle **congestioni locali**, legate alla contemporaneità di prelievi, o immissioni, nello stesso tratto di rete in un breve periodo di tempo. Un altro problema riguarda la **tensione**, che tende ad aumentare nelle ore centrali della giornata, quando gli impianti fotovoltaici sono al punto di massima produzione e l'energia immessa in rete supera quella consumata. Inoltre, in diverse cabine primarie avviene il fenomeno della **inversione di flusso**, cioè l'energia in eccesso “risale” la rete dalla bassa e dalla media tensione fino alla rete di trasmissione. A tutto questo si aggiunge una crescente **non programmabilità**: produzione e consumi sono sempre più variabili e dipendono da molteplici fattori (ad esempio, comportamenti degli utenti in base alle condizioni meteorologiche).

Per molti anni questi problemi venivano affrontati in modo diretto, potenziando le infrastrutture: si installavano cavi più robusti ed affidabili, trasformatori più potenti e, quando necessario, nuove linee. Sebbene efficace, questo approccio mostra oggi i suoi limiti, in quanto richiede investimenti elevati, tempi lunghi di realizzazione e risulta poco adatto a gestire criticità di breve durata o concentrate in specifiche ore della giornata. In questo scenario, le Risorse Energetiche Distribuite (DER) possono supportare la gestione e la risoluzione di tali problematiche nelle reti di distribuzione.

Le **Risorse Energetiche Distribuite (DER)** sono **risorse energetiche connesse alla rete di distribuzione** (o talvolta operate dietro il contatore dell'utente) **che possono modulare in modo dinamico le immissioni e i prelievi di energia**. Le DER, come evidenziato in Figura 1, rappresentano oggi uno degli elementi chiave per l'evoluzione verso reti di distribuzione più sostenibili ed efficienti, in quanto consentono di supportare l'operatività del sistema elettrico attraverso la fornitura di servizi di flessibilità. Queste unità sono definite “distribuite” poiché non sono concentrate in un unico punto del sistema elettrico, ma sono diffuse e spesso di piccole o medie dimensioni:

- **Impianti di generazione distribuita**, come impianti fotovoltaici;
- **Sistemi di accumulo**, come batterie domestiche o industriali;
- **Carichi flessibili**, in grado di aumentare o ridurre temporaneamente il proprio consumo (per esempio pompe di calore, climatizzazione o processi industriali);
- **Risorse bidirezionali** (veicoli elettrici) che possono consumare energia ma, in alcuni casi, anche restituirla alla rete.

La gestione delle DER si basa su sistemi avanzati (*energy management systems*, in grado di coordinare automaticamente produzione, consumo e accumulo anche in funzione delle richieste del sistema elettrico).

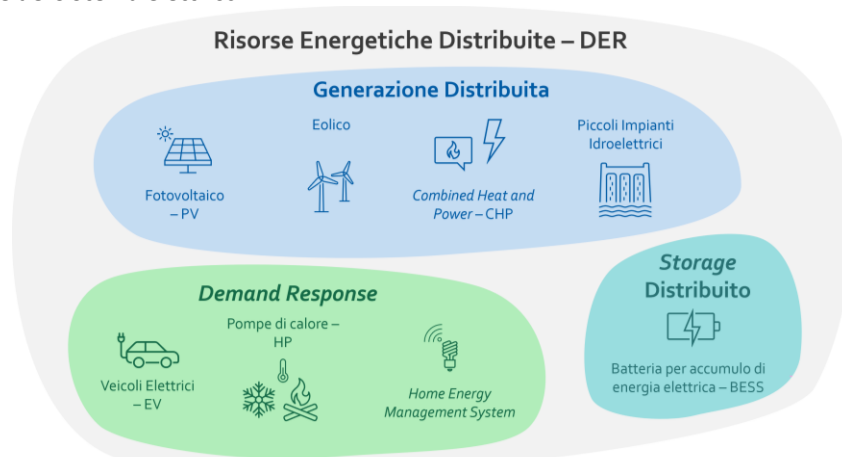


Figura 1 – Descrizione delle risorse distribuite (Distributed Energy Resources – DER).

**DER come
possibile
soluzione**

In tale quadro, le DER assumono un ruolo centrale come **strumenti operativi per la gestione delle reti di distribuzione**, in quanto la flessibilità da esse fornita consente di mitigare le criticità indotte dall'aumento della domanda elettrica e dalla diffusione della generazione distribuita (principalmente rinnovabile non programmabile), riducendo così la necessità di interventi strutturali e migliorando la gestione complessiva del sistema elettrico.

**Cosa sono i
Mercati
Locali di
Flessibilità**

In questo scenario, assumono un ruolo centrale i **Mercati Locali della Flessibilità** (*Local Flexibility Market – LFM*), creati per attivare e coordinare la flessibilità distribuita, ovvero la capacità delle risorse locali (DER) di adattare temporaneamente il consumo o la produzione energetica. Attraverso questi mercati, **i DSO possono acquistare servizi di flessibilità da molteplici tipologie di risorse**, spesso raggruppate e gestite da aggregatori (noti come *Flexibility Service Provider – FSP*). Questo approccio consente di ridurre le congestioni, controllare la tensione e, in molti casi, evitare o posticipare interventi infrastrutturali onerosi. I LFM affiancano i meccanismi di approvvigionamento dei servizi ancillari a disposizione del gestore della rete di trasmissione (*Transmission System Operator – TSO*), introducendo una logica “dal basso” che valorizza la flessibilità locale e rende i clienti più partecipi del funzionamento del sistema elettrico. In alcune sperimentazioni, anche i TSO possono acquistare direttamente la flessibilità da LFM per risolvere problemi legati alla rete di trasmissione.

Gli aggregatori svolgono un ruolo cruciale nel raggruppare risorse eterogenee, facilitando l'accesso al mercato anche per i piccoli utenti. Tuttavia, la gestione operativa presenta sfide significative: le DER manifestano comportamenti variabili e non sempre prevedibili, e il loro contributo può subire rapidi cambiamenti in base alle condizioni esterne (sole, temperatura, utilizzo degli impianti, ecc.). L'entità della disponibilità di flessibilità da parte delle risorse distribuite dipende strettamente dalle caratteristiche intrinseche della risorsa stessa e dal modo in cui può essere controllata, come illustrato in Figura 2.

Oltre alle caratteristiche delle singole risorse, i meccanismi di flessibilità devono tener conto di diversi fattori che influenzano il funzionamento della rete. Da un lato esistono **limiti fisici**, che definiscono quanta potenza e quali flussi la rete può gestire. Dall'altro, produzione e consumi diventano sempre più variabili e **meno prevedibili**, a causa della diffusione delle rinnovabili, delle batterie e dei nuovi carichi elettrici. A rendere il quadro ancora più complesso contribuisce la presenza di **molti attori** — DSO, TSO, FSP e clienti attivi — chiamati a coordinarsi per utilizzare la flessibilità in modo efficace e sicuro.

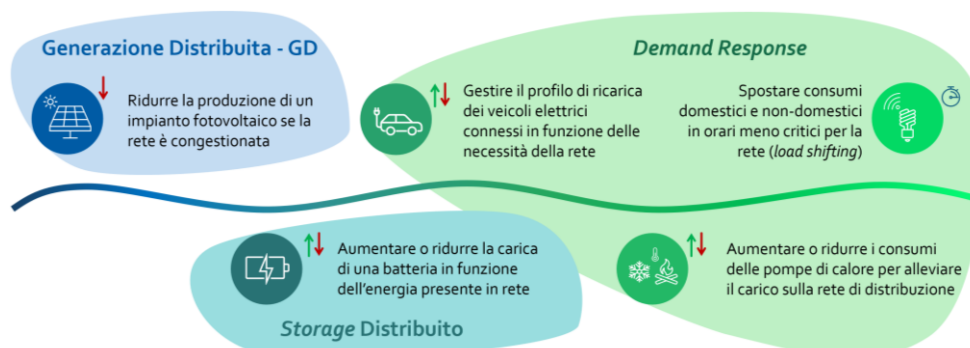


Figura 2 – Esempi di fornitura di flessibilità da parte delle risorse distribuite.

Il Quadro regolatorio



[Direttiva \(UE\) 2012/27](#)



[Direttiva \(UE\) 2019/944](#)



[Delibera ARERA 352/2021](#)



[APE sul TIDE](#)

Lo sapevi che...

Nel Testo Integrato sul Dispacciamento Elettrico (TIDE) esiste già un capitolo dedicato ai Mercati Locali di Flessibilità, ma al momento questo capitolo è ancora privo di contenuti operativi. Rimane infatti in attesa di essere completato sulla base delle indicazioni che emergeranno dai progetti pilota attualmente in corso.

UE: Unione Europea.
ARERA: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

La normativa europea ha svolto un ruolo fondamentale nello sviluppo dei LFM. Negli ultimi dieci anni, il legislatore europeo ha introdotto concetti e strumenti cruciali, tra cui:

- Il riconoscimento del **cliente attivo**, cioè la possibilità per cittadini e imprese di partecipare ai mercati con le proprie risorse (prevalentemente in maniera indiretta, tramite aggregatori di risorse);
- L'utilizzo, ove possibile, di **meccanismi di mercato** basati su procedure trasparenti, non discriminatorie e competitive;
- La possibilità per i **DSO di approvvigionarsi localmente della flessibilità** necessaria, e di identificare nei propri piani di sviluppo i fabbisogni di flessibilità;
- Il bisogno di un **coordinamento chiaro tra DSO e TSO**, evitando di attivare servizi di flessibilità che potrebbero creare problemi ad altri livelli del sistema.

L'Italia ha progressivamente recepito tali indicazioni (vedi Figura 3), avviando numerosi **progetti pilota** per la sperimentazione di LFM, con l'obiettivo di analizzare piattaforme digitali, regole di funzionamento, modalità di partecipazione e relazioni tra i vari attori. Questo passaggio è di notevole importanza, in quanto permette di testare sul campo soluzioni innovative e comprendere come integrare efficacemente la flessibilità distribuita nell'attuale *framework*.



Figura 3 – Quadro regolatorio sull'integrazione delle DERs nel *framework* energetico nazionale.

Le piattaforme LFM e gli attori principali

Per comprendere il funzionamento dei LFM, è utile immaginare un ecosistema in cui diversi attori collaborano tra loro attraverso una piattaforma comune. Ogni collaboratore svolge un ruolo specifico e complementare, necessario affinché la flessibilità possa essere acquistata, offerta e utilizzata in modo efficace.

Al centro del sistema si trova la **piattaforma LFM**, lo spazio digitale in cui domanda e offerta di flessibilità si incontrano. In questa sezione vengono inserite le richieste del DSO, le offerte degli operatori e viene svolto il processo di selezione che determina quali servizi verranno attivati. Le piattaforme LFM integrano una serie di strumenti avanzati di coordinamento, controllo e verifica che consentono a risorse distribuite molto diverse tra loro di partecipare in modo ordinato e standardizzato. In sostanza, queste piattaforme trasformano le esigenze di flessibilità della rete elettrica in processi chiari e strutturati per l'acquisto di servizi di flessibilità. Di seguito, si riporta una descrizione del funzionamento di un LFM:



- o) **Pre-qualificazione:** in una fase preliminare, ogni FSP viene valutato per verificare che disponga delle capacità tecniche necessarie e che sia affidabile nel fornire il servizio;
- 1) **Presentazione delle offerte:** una volta qualificati, i FSP inviano le proprie offerte di flessibilità alla piattaforma di mercato;
- 2) **Validazione delle offerte:** le offerte ricevute vengono analizzate per assicurarsi che siano tecnicamente realizzabili e compatibili con lo stato della rete;
- 3) **Attivazione (o clearing del mercato):** quando la rete ha bisogno di flessibilità, l'operatore seleziona e attiva le offerte più appropriate. Questa fase coincide con la chiusura del mercato e con la determinazione delle offerte accettate; essa può avvenire anche con largo anticipo rispetto alla fase di esecuzione dell'attivazione (punto 4), fino a diversi mesi prima;
- 4) **Dispacciamento:** infine, vengono fornite istruzioni operative dettagliate per mettere in pratica l'attivazione dei servizi di flessibilità concordati.



[Piattaforma Piclo](#)



[Piattaforma NODES](#)

A livello internazionale, le piattaforme LFM più diffuse sono **Piclo** e **NODES**, quest'ultima particolarmente utilizzata in Europa. La maggior parte di queste piattaforme è sviluppata da soggetti terzi, sebbene in alcuni casi siano state implementate soluzioni personalizzate o sviluppate dall'operatore di mercato nazionale (*Nominated Electricity Market Operator* - NEMO). La piattaforma LFM è gestita dall'**Operatore del Mercato Locale di Flessibilità** (*Local Flexibility Market Operator* - LFMO), che ha il compito di raccogliere offerte e richieste, applicare le regole di mercato e determinare i volumi accettati e i relativi prezzi. In alcuni modelli, il ruolo di LFMO può essere svolto direttamente dal DSO, mentre più spesso è un soggetto terzo neutrale. Accanto al LFMO, troviamo gli aggregatori, detti **FSP**, che raccolgono e coordinano la flessibilità di molte risorse diverse, dai piccoli impianti domestici alle utenze industriali. Il gestore della rete di distribuzione (**DSO**) riveste un ruolo centrale in questo processo. È lui che identifica le problematiche locali, come congestioni, tensioni anomale e sbilanciamenti, e che richiede servizi di flessibilità attraverso il mercato.

Il **TSO**, in qualità di gestore della rete di trasmissione, interviene per garantire il coordinamento tra i diversi livelli della rete. La flessibilità attivata localmente deve essere coerente con le esigenze del sistema nel suo complesso. Per questo motivo, il TSO collabora con il DSO e, in alcuni schemi, può utilizzare parte della flessibilità disponibile. Infine, il **Balance Responsible Party (BRP)** è il soggetto che ha il compito di mantenere l'equilibrio tra la produzione e i consumi del proprio portafoglio, e che è responsabile degli eventuali scostamenti. Anche il BRP può trarre vantaggio dalla flessibilità locale, utilizzandola per ridurre gli sbilanciamenti e migliorare le previsioni. In alcuni casi, il BRP può coincidere con l'aggregatore (FSP). Insieme, questi attori formano un sistema integrato (Figura 4) in cui la flessibilità può essere attivata in

maniera strutturata, trasparente e coordinata, contribuendo alla gestione efficiente dei mercati di flessibilità locale.

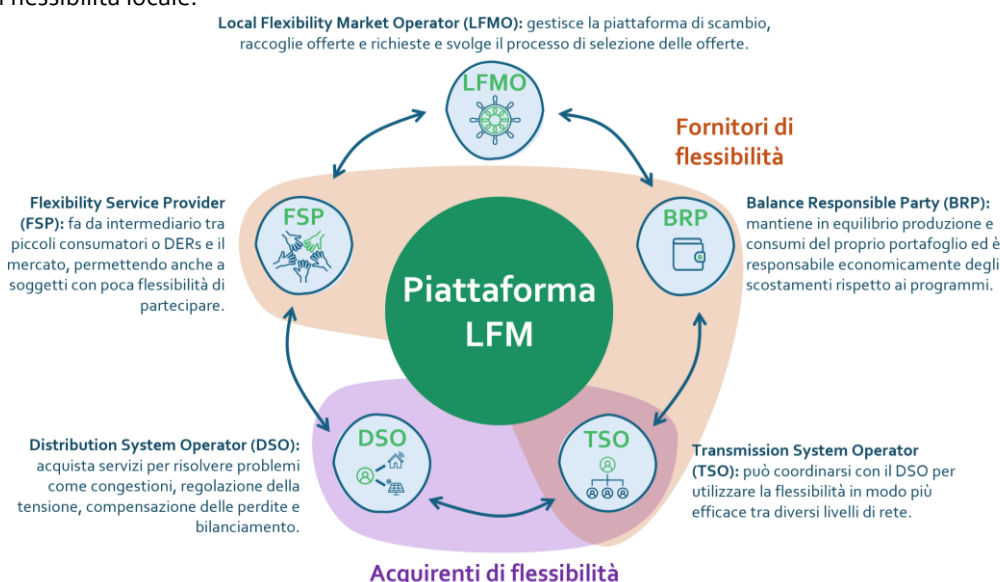


Figura 4 – Attori principali di un mercato LFM.

I servizi di flessibilità locale

La flessibilità fornita dalle risorse distribuite può assumere forme diverse, a seconda delle esigenze della rete elettrica. Ogni intervento di flessibilità è progettato per affrontare problemi operativi specifici, tra cui le congestioni nei tratti più sollecitati della rete, le variazioni di tensione e il mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta.

Figura 5 illustra in modo chiaro e preciso le tre principali **categorie di servizi di flessibilità locale** che possono essere richiesti dai gestori di rete nell'ambito dei LFM. Tali interventi, che includono la modulazione temporanea della potenza attiva o reattiva, sono progettati per affrontare criticità diverse ma complementari.



Figura 5 – Principali servizi di flessibilità locale approvigionati sui LFM.

Il Market Design

Quando si parla di **configurazioni di mercato (o market design)** si fa riferimento al modo in cui un mercato è strutturato e organizzato, ovvero all'insieme di regole e decisioni che ne guidano il funzionamento. Tali configurazioni stabiliscono chi può partecipare agli scambi, in che modo avvengono le transazioni, con quali tempistiche e secondo quali criteri economici vengono riconosciuti i corrispettivi. Nel caso dei LFM, tali decisioni assumono particolare rilevanza poiché il mercato deve adattarsi a contesti locali specifici e coinvolgere una vasta gamma di attori, tra cui piccoli produttori, consumatori attivi e aggregatori. La Tabella 1 offre una visione

d'insieme delle configurazioni di mercato per il LFM, mettendo a confronto le principali caratteristiche di classificazione con le tendenze progettuali più diffuse. In particolare, lo schema organizza il tema lungo quattro dimensioni chiave:

- **Partecipanti:** tipologie di utenti coinvolti e modalità di partecipazione (diretta o aggregata);
- **Orizzonte temporale:** distinzione tra mercati *forward* e *spot* in base alla distanza temporale dalla consegna dell'energia;
- **Tipologia di compensazione:** remunerazione basata sulla disponibilità della risorsa (in [€/MW]) o sull'effettivo utilizzo (in [€/MWh]);
- **Meccanismo di pricing:** regole di formazione del prezzo e di pagamento delle offerte accettate.

La colonna di destra in Tabella 1 evidenzia come queste scelte di *market design* si traducano nelle esperienze europee e nord-americane, mostrando differenze rilevanti in termini di modelli contrattuali, ruolo degli aggregatori e schemi di remunerazione.

Classificazione	Note
 Partecipanti	• Utenti residenziali. • Utenti non-residenziali: utenze commerciali o industriali. • Front-To-the-Meter (FTM): risorse collegate a monte del contatore dell'utente, direttamente alla rete di distribuzione. Possono partecipare in modalità diretta o aggregata (FSPs). In Europa, LFM basati prevalentemente sulla partecipazione tramite aggregatori (FSP). Al contrario, in Nord America, prevale la partecipazione diretta di utenti residenziali e non-residenziali.
 Orizzonte Temporale	• Mercati a termine (<i>forward</i>): prezzo e quantità di energia vengono definiti con largo anticipo rispetto alla consegna fisica (<i>season-ahead</i>, <i>month-ahead</i> o anche oltre un anno). • Mercati a pronti (<i>spot</i>): la negoziazione avviene molto vicino al momento della consegna (<i>week-ahead</i>, <i>day-ahead</i>, <i>intraday</i> e <i>real-time</i>). Tempi di risposta rapidi per adeguare gli scambi alle esigenze operative del sistema elettrico. Prevalenza di forme di contrattualizzazione a termine. Alcuni progetti LFM europei stanno comunque iniziando a sperimentare soluzioni di mercato a pronti (anche se in misura ancora limitata).
 Tipologia Compensazione	• Schemi basati sulla disponibilità ("capacità"): pagamento per il semplice fatto che una risorsa rimane pronta all'attivazione, anche se poi non viene effettivamente utilizzata [€/kW]. • Schemi basati sull'utilizzo: compenso solo per la flessibilità effettivamente erogata al momento dell'attivazione [€/kWh]. Nei mercati <i>forward</i> dominano le offerte basate sulla disponibilità e schemi di compensazione ibridi (remunerazione per disponibilità e utilizzo). Al contrario, nei mercati <i>spot</i> prevalgono schemi basati sull'utilizzo.
 Meccanismo di Pricing	• Pay-as-bid: per ogni offerta accettata viene pagato esattamente il prezzo che ha offerto. • Prezzo fisso: il prezzo è stabilito dal LFMO o da Autorità. • Pay-for-performance: la remunerazione dipende dalla prestazione effettivamente fornita (componente fissa e/o variabile). • Pay-as-clear: tutti i partecipanti le cui offerte vengono accettate ricevono lo stesso prezzo, pari a quello della risorsa marginale che stabilisce l'equilibrio. Nei Paesi europei (compreso Regno Unito) domina il modello <i>pay-as-bid</i>. Negli Stati Uniti, invece, la flessibilità locale viene acquisita attraverso programmi gestiti direttamente dalle utility tramite modelli a prezzo fisso o <i>pay-for-performance</i>.

Tabella 1 – Classificazione dei LFM in base a tipologia di partecipanti, orizzonte temporale, meccanismi di compensazione e di pricing.

A che punto è lo sviluppo dei LFM in Italia



[Consulta qui le
gare del
progetto EDGE](#)



[Regolamento
Progetto E-DGE](#)



[Regolamento
Progetto
RomeFlex](#)



[Regolamento
Progetto
MiNDFlex](#)

I Mercati Locali della Flessibilità sono oggi in una fase di **sperimentazione attiva**, con numerosi progetti pilota avviati in diversi Paesi per testarne il funzionamento in condizioni reali. Non esiste ancora un modello unico e consolidato di LFM: le sperimentazioni servono proprio a capire quali soluzioni funzionano meglio e in quali contesti, valutando regole di mercato, piattaforme digitali e modalità di coinvolgimento degli attori. In Italia, la sperimentazione dei LFM è attualmente concentrata in **tre progetti pilota** (Figura 6), sviluppati su porzioni limitate delle reti di distribuzione. I progetti **EDGE**, **RomeFlex** e **MiNDFlex** avviati rispettivamente da E-distribuzione, Areti (DSO di Roma) e Unareti (Milano), hanno l'obiettivo di verificare come la flessibilità locale possa essere utilizzata per gestire problemi concreti, come congestioni e criticità di tensione. In questa fase, l'attenzione è rivolta soprattutto alla definizione delle regole operative, al ruolo degli aggregatori e al funzionamento delle piattaforme di mercato, più che alla piena apertura del mercato su larga scala. La Tabella 2 confronta l'evoluzione dei prezzi, dei volumi contrattualizzati (Figura 7) e della partecipazione nei progetti pilota **RomeFlex** e **MiNDFlex** nel periodo considerato.

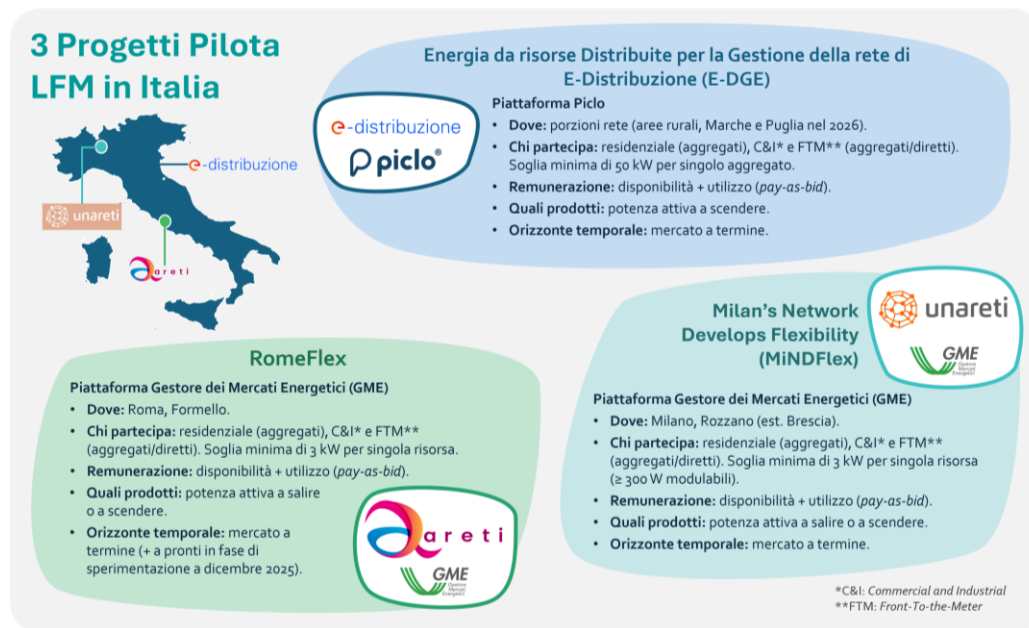


Figura 6 – Progetti pilota dei Mercati Locali della Flessibilità in Italia.

Esiti gare di flessibilità locale	RomeFlex				MiNDFlex	
	2023	2024	2025	2026 ¹	2024	2025
Numero gare	1	4	4	2	2	6
Numero medio partecipanti	11	7	7	8	2	9
Prezzo medio per la disponibilità [€/MW/anno]	25.508	56.629	53.044	77.965	30.000	485.929
Prezzo medio per l'utilizzo (potenza a salire) [€/MWh]	307,20	246,47	278,34	173,37	252,57	68,93
Quantità totale Accettata [MW]	3,0	19,5	34,4	37,4	9,1	112,8
Quantità totale Rifiutata [MW]	0,2	0,02	0	1,6	0	13,6

Tabella 2 – Esiti gare di flessibilità (Fonte: Esiti LFM piattaforma GME).

¹ Dati aggiornati al 04/02/2026.

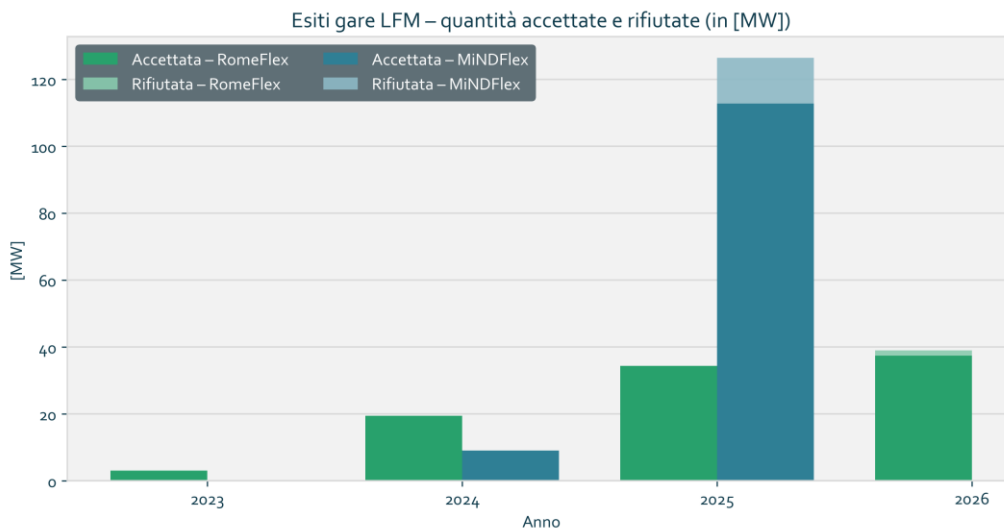


Figura 7 – Quantità accettate e rifiutate nei progetti pilota LFM RomeFlex e MiNDFlex (Fonte: Esiti LFM piattaforma GME).

In Europa

A livello europeo, la diffusione dei Mercati Locali della Flessibilità risulta più ampia e articolata (Figura 8). In alcuni Paesi, es. Regno Unito, sono già attivi più servizi LFM, mentre in altri le sperimentazioni sono ancora limitate o in fase iniziale. Questa distribuzione riflette le differenze nei contesti regolatori, quale la possibilità che il DSO gestisca anche la rete di sub-trasmissione, e nelle caratteristiche proprie delle reti elettriche nazionali.

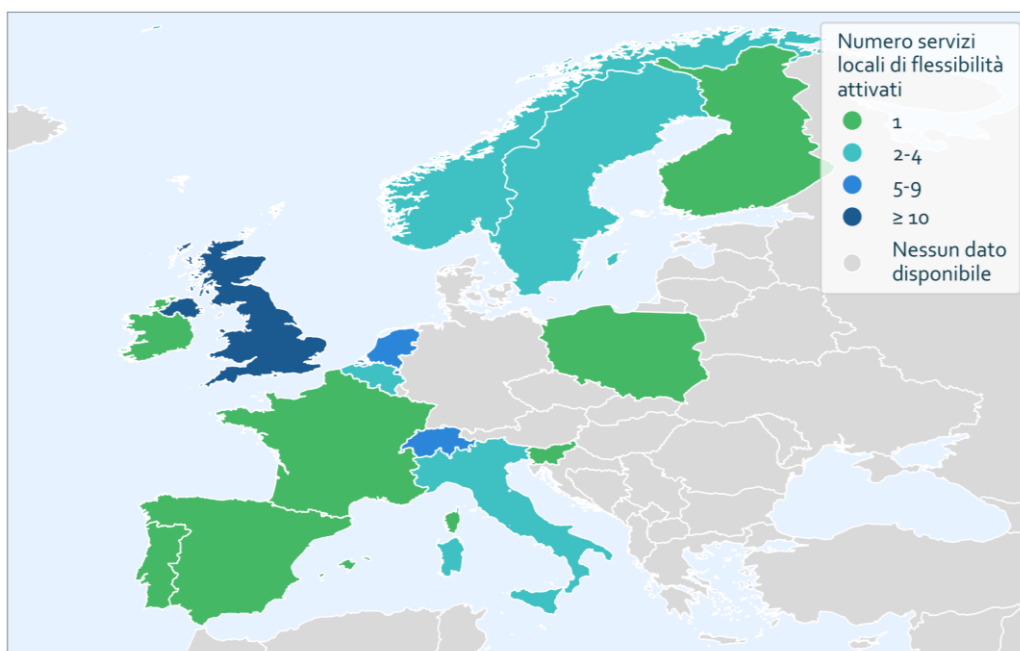


Figura 8 – Distribuzione dei servizi attivati nei Mercati Locali della Flessibilità in Europa.

Nel Mondo

Guardando al contesto internazionale (Figura 9), emerge come le esperienze più avanzate siano concentrate soprattutto in Nord America. In altre aree del mondo, le iniziative risultano invece meno diffuse o ancora in fase esplorativa. I Mercati Locali della Flessibilità sono attualmente

implementati o sperimentati in **19 Paesi**, nei quali vengono scambiati complessivamente **113 diversi prodotti di flessibilità**, riflettendo approcci progettuali ed esigenze di rete differenti.

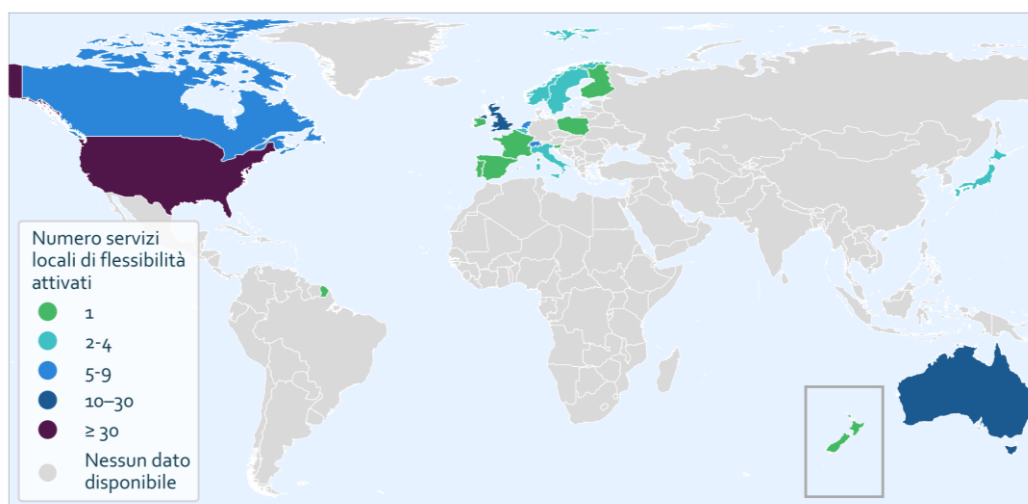


Figura 9 – Distribuzione dei servizi attivati nei Mercati Locali della Flessibilità nel mondo.

Conclusioni

I Mercati Locali della Flessibilità rappresentano uno strumento promettente per accompagnare l'evoluzione dei sistemi elettrici verso modelli **più decentralizzati, digitali e partecipativi**, in cui le risorse energetiche distribuite assumono un ruolo sempre più attivo nella gestione della rete. I LFM nascono in risposta alle nuove esigenze operative delle reti di distribuzione, chiamate a gestire una crescente penetrazione di generazione rinnovabile, sistemi di accumulo e nuovi carichi elettrici.

Come sintetizzato in Figura 10, i LFM si collocano in una posizione di equilibrio tra **opportunità rilevanti e criticità** che ne influenzano lo sviluppo e l'adozione su larga scala. Da un lato, la flessibilità locale consente di integrare più efficacemente gli impianti di generazione a fonti rinnovabili, ridurre il ricorso al *curtailment* e aumentare la capacità delle reti di distribuzione di accogliere nuova generazione e nuovi carichi. Inoltre, l'utilizzo dei LFM può contribuire a rinviare o evitare investimenti infrastrutturali sulla rete, offrendo al contempo nuove opportunità economiche per utenti e aggregatori e valorizzando risorse che in passato non avevano accesso diretto ai mercati dell'energia.

Dall'altro lato, l'implementazione dei LFM introduce una **maggiore complessità di mercato**, legata alla definizione delle regole di funzionamento, ai costi di transazione e alle modalità di coordinamento tra i diversi attori coinvolti. A queste sfide si aggiungono aspetti legati all'**affidabilità della flessibilità locale** e al rischio di possibili distorsioni concorrenziali in contesti territoriali ristretti, che rendono necessaria una progettazione accurata delle regole di mercato e del quadro regolatorio di riferimento. Occorre tuttavia sottolineare che, a differenza di quanto avviene per il mercato *globale* dei servizi ancillari, i soggetti che possono partecipare al LFM sono di numero intrinsecamente limitato, essendo questo legato a congestioni che avvengono su componenti della rete di distribuzione (trasformatore AT/MT di cabina primaria, feeder MT ecc.).

Nel complesso, i Mercati Locali della Flessibilità non si propongono come una soluzione unica o risolutiva, ma come uno **strumento complementare** all'interno di un insieme più ampio di soluzioni per la gestione del sistema elettrico. In questo contesto, le **sperimentazioni** e i progetti pilota assumono un ruolo centrale: essi consentono di testare sul campo diverse configurazioni di mercato, valutare l'efficacia dei meccanismi adottati e individuare modelli **semplici, affidabili e adattabili ai diversi contesti locali**. Il consolidamento dei LFM passerà

quindi dalla capacità di trasformare le evidenze emerse dalle sperimentazioni in soluzioni scalabili e coerenti con l'evoluzione complessiva del sistema elettrico.

Un'ulteriore sfida è, infine, costituita dalle modalità con cui trasferire nelle procedure di pianificazione il contributo dai servizi locali di flessibilità: a fronte di scenari a medio termine di evoluzione di carichi e generazione, i DSO devono stimare le possibili criticità e individuare la migliore combinazione di investimenti tradizionali e flessibilità.

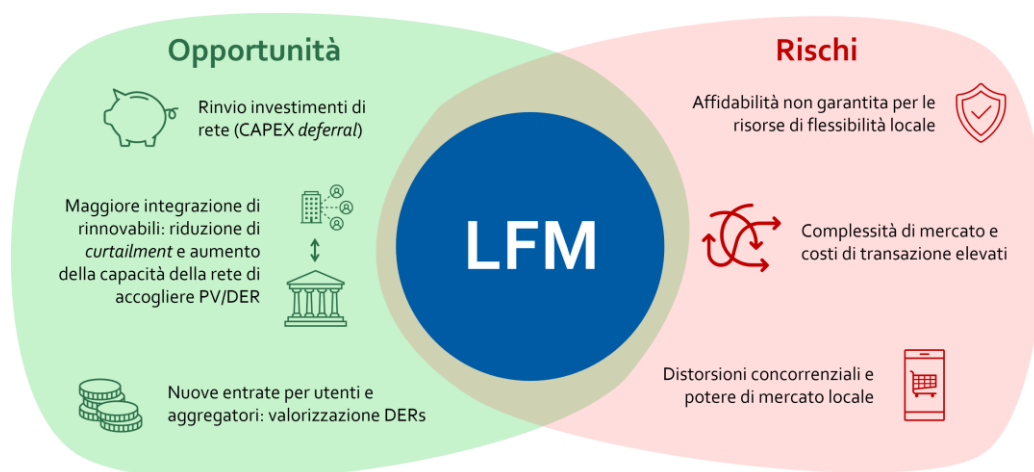


Figura 10 – Opportunità e rischi legati ai Mercati Locali della Flessibilità (LFM).

Appunti a cura di:



Gianluca Sabbatini

Laureato in Ingegneria Energetica presso il Politecnico di Milano, sta attualmente conseguendo un Dottorato di Ricerca in Ingegneria e Scienze Applicate presso l'Università degli Studi di Bergamo. Il tema di ricerca è condotto in collaborazione con RSE e si concentra sui mercati locali dell'energia e della flessibilità.



appuntidienergia@rse-web.it

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico in ottemperanza al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 16 Aprile 2018.