



APE

APPUNTI DI ENERGIA

PIATTAFORME DIGITALI PER I MERCATI LOCALI DELLA FLESSIBILITÀ



Luglio 2026

Di cosa si parla?



APE LFM

GME (Gestore dei Mercati Energetici) è l'Operatore di Mercato Nazionale (*Nominated Electricity Market Operator* – NEMO).

Questo APE è dedicato alle **piattaforme digitali** che rendono possibile il funzionamento dei **Mercati Locali della Flessibilità** (*Local Flexibility Market* – LFM): queste rappresentano le infrastrutture tecnologiche attraverso cui i gestori delle reti di distribuzione (*Distribution System Operator* – DSO) acquistano servizi di flessibilità da aggregatori (detti FSP – *Flexibility Service Provider*). Le piattaforme LFM assolvono al compito di raccogliere le richieste della rete, gestire le offerte degli operatori e **determinare quali servizi vengono attivati e a quale prezzo, secondo regole stabilite precedentemente (market design)**. L'implementazione di progetti pilota volti alla compravendita di servizi di flessibilità locale ha assunto dimensioni rilevanti negli ultimi anni: a livello internazionale sono state identificate **13 piattaforme distinte** operative in **18 Paesi**, a supporto di **41 progetti pilota** e **90 servizi di flessibilità**. Questo APE ne descrive il funzionamento, ne confronta le caratteristiche e approfondisce il contesto italiano, dove la piattaforma gestita da GME (Piattaforma MLF) è lo strumento di riferimento per le sperimentazioni in corso.

Contesto



Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Lo sapevi che...

La flessibilità richiesta in un LFM può assumere forme molto diverse: un fotovoltaico che produce un po' meno nelle ore di picco, un'auto elettrica che aspetta la notte per ricaricarsi, una pompa di calore che rallenta di qualche grado, una batteria domestica che cede energia alla rete. Piccoli gesti, spesso impercettibili per chi li compie, che permettono al DSO di evitare costosi interventi infrastrutturali.

Il sistema elettrico sta attraversando una trasformazione profonda, guidata dagli obiettivi europei di decarbonizzazione, dalla crescita delle fonti rinnovabili e dalla progressiva elettrificazione dei consumi finali. Le reti di distribuzione sono il livello in cui questa evoluzione risulta più evidente: progettate per trasportare energia in una sola direzione, ospitano oggi una crescente varietà di **risorse energetiche distribuite** (*Distributed Energy Resource* – DER), come impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo, pompe di calore e veicoli elettrici, che immettono, immagazzinano o consumano energia secondo profili sempre più variabili.

Questa evoluzione comporta conseguenze concrete per i gestori di rete: **congestioni locali** quando troppi impianti immettono o prelevano energia nello stesso tratto di rete; **problemi di controllo della tensione** nelle ore di massima produzione fotovoltaica; **inversioni di flusso** quando l'energia in eccesso risale dalla bassa tensione verso la rete di trasmissione. Per anni, l'unica risposta è stata potenziare l'infrastruttura: nuove linee, trasformatori più capienti, adeguamenti strutturali. Un approccio efficace, ma sempre meno sostenibile, soprattutto quando le criticità da risolvere durano poche ore al giorno o si concentrano in pochi giorni all'anno (Figura 1).

In questo contesto nascono i **Mercati Locali della Flessibilità** (*Local Flexibility Markets* – LFM), strumenti attraverso i quali i gestori delle reti di distribuzione (*Distribution System Operator* – DSO) possono acquistare dalle DER **servizi di modulazione temporanea della potenza** al fine di risolvere problemi legati a criticità sulla rete. La base giuridica si trova nella **Direttiva (UE) 2019/944**, che **impegna** gli Stati membri a definire un quadro normativo che consenta ai DSO di acquisire servizi di flessibilità attraverso meccanismi di mercato; in Italia, è stata recepita attraverso la Delibera ARERA 352/2021. La flessibilità diventa così un nuovo servizio energetico, complementare agli interventi tradizionali (Figura 1).



Figura 1 - Dal paradigma tradizionale di gestione della rete alla flessibilità locale: il ruolo delle piattaforme LFM nel superamento delle criticità di rete.

Delibera ARERA 352/2021

Al centro di questo paradigma si collocano le **piattaforme digitali per i Mercati Locali della Flessibilità (LFM)**, le infrastrutture tecnologiche che rendono possibile coordinare attori

diversi, processi complessi e dinamiche di mercato in un ambiente **trasparente, strutturato e replicabile**. Il loro ruolo è centrale nell'architettura di mercato: le piattaforme, oltre a costituire il punto di incontro tra domanda e offerta di flessibilità, sono lo strumento attraverso cui le regole di mercato vengono applicate e il sistema mediante il quale la flessibilità erogata viene misurata e verificata.

Funzioni principali di una piattaforma LFM

Una piattaforma LFM svolge funzioni che vanno ben oltre il semplice incontro tra domanda e offerta:

- **integra** strumenti di coordinamento, verifica e controllo tra gli attori del mercato;
- **standardizza** la partecipazione di risorse eterogenee, dall'impianto fotovoltaico residenziale alla batteria industriale, attraverso regole comuni;
- **traduce** le esigenze della rete in un processo di mercato ordinato e trasparente.

La piattaforma è gestita da una figura centrale: l'**Operatore del Mercato Locale di Flessibilità** (*Local Flexibility Market Operator – LFMO*), il soggetto responsabile della raccolta delle offerte, dell'applicazione delle regole di mercato e della determinazione di volumi accettati e prezzi. A seconda del contesto, questo ruolo può essere ricoperto dal DSO stesso oppure da un soggetto terzo neutrale. Intorno alla piattaforma gravitano tre attori principali, ciascuno con una funzione ben definita. Il **DSO** è il soggetto che esprime la domanda di flessibilità: individua le criticità sulla propria rete e le trasforma in richieste di mercato. Gli **aggregatori** (detti FSP – *Flexibility Service Provider*) raccolgono e coordinano la flessibilità di molte risorse diverse, permettendo anche agli impianti di piccola taglia di raggiungere i volumi minimi richiesti dal mercato. L'**operatore della rete di trasmissione** (*Transmission System Operator – TSO*), infine, garantisce che le attivazioni locali siano coerenti con il funzionamento complessivo della rete di trasmissione. Il TSO può inoltre acquisire a sua volta flessibilità dalle DER per le esigenze di bilanciamento del sistema, ma lo fa di norma attraverso un mercato distinto, il Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento (MBR). Il processo di mercato si sviluppa in **sei fasi**, ciascuna con un proprio orizzonte temporale (Figura 2):



0. **Pre-qualificazione (Step 0):** prima di poter offrire flessibilità, ogni FSP deve dimostrare di possedere le capacità tecniche e l'affidabilità necessarie a fornire il servizio. La pre-qualificazione avviene *una tantum* o con cadenza periodica (tipicamente annuale), ben prima dell'apertura del mercato.
1. **Presentazione delle offerte (Step 1):** gli FSP qualificati inviano alla piattaforma le proprie offerte, specificando volumi, prezzi, condizioni di attivazione e localizzazione nella rete. Le offerte possono riguardare servizi diversi: riduzione del carico per alleviare una congestione, modulazione della potenza reattiva per stabilizzare la tensione, oppure flessibilità bidirezionale (*upward* e *downward*) per contribuire al bilanciamento del sistema. Nei mercati a termine (*forward*), le offerte vengono presentate con settimane o mesi di anticipo; nei mercati a pronti (*spot*), la finestra si restringe a poche ore o al giorno prima della consegna.
2. **Validazione (Step 2):** le offerte ricevute vengono analizzate per verificare che siano tecnicamente realizzabili e compatibili con lo stato della rete. Questa fase è cruciale: un'offerta economicamente vantaggiosa ma fisicamente irrealizzabile – o che risolve un problema creandone un altro altrove – viene scartata prima di arrivare al mercato. La validazione avviene subito dopo la raccolta delle offerte, in un arco di tempo che può andare da alcune ore a pochi giorni, a seconda della complessità delle verifiche.
3. **Attivazione / clearing del mercato (Step 3):** la piattaforma seleziona le offerte migliori secondo criteri economici e tecnici, determinando quali vengono accettate e a quale prezzo. Questo momento coincide con la chiusura del mercato. Nei mercati a termine, il *clearing* può avvenire con mesi di anticipo rispetto alla consegna fisica (è



l'approccio prevalente nei progetti pilota italiani). Nei mercati a pronti, il *clearing* avviene a poche ore dal tempo reale, tipicamente il giorno prima (*day-ahead*) o nelle ore precedenti la consegna (*intraday*). In Italia, questa modalità è stata avviata in via sperimentale a fine 2025 nell'ambito del progetto pilota RomeFlex.

4. **Dispacciamento (Step 4):** gli FSP ricevono istruzioni operative dettagliate e distribuiscono la flessibilità assegnata tra le risorse del proprio portafoglio rispettando i vincoli tecnici di ciascun dispositivo. Il dispacciamento avviene in prossimità o in corrispondenza del tempo reale, quando la flessibilità deve essere fisicamente erogata.
5. **Settlement (Step 5):** dopo l'erogazione, i dati di misura vengono confrontati con le attivazioni richieste per verificare che la flessibilità sia stata effettivamente fornita. Sulla base di questa verifica, la piattaforma procede alla contabilizzazione e alla remunerazione degli FSP. Un elemento chiave del *settlement* è la definizione della *baseline*, cioè il profilo di consumo o produzione che la risorsa avrebbe seguito in assenza dell'attivazione. La flessibilità effettivamente erogata viene quindi calcolata come differenza tra il comportamento misurato e questo profilo di riferimento. Una metodologia di *baseline* chiara e condivisa è essenziale per garantire una remunerazione corretta e verificabile. Il *settlement* avviene nei giorni o nelle settimane successive alla consegna.

La Figura 2 illustra l'intero processo: in basso sono riportate le fasi operative, mentre in alto sono descritti lo schema di rete con gli FSP connessi alla distribuzione e le interazioni con DSO, TSO e piattaforma LFM. La ripartizione delle responsabilità tra gli attori in ciascuna di queste fasi dipende dallo schema di coordinamento adottato tra TSO e DSO (soprattutto riguardanti le fasi di validazione ed attivazione): tale aspetto verrà approfondito nel capitolo dedicato agli schemi di Governance.

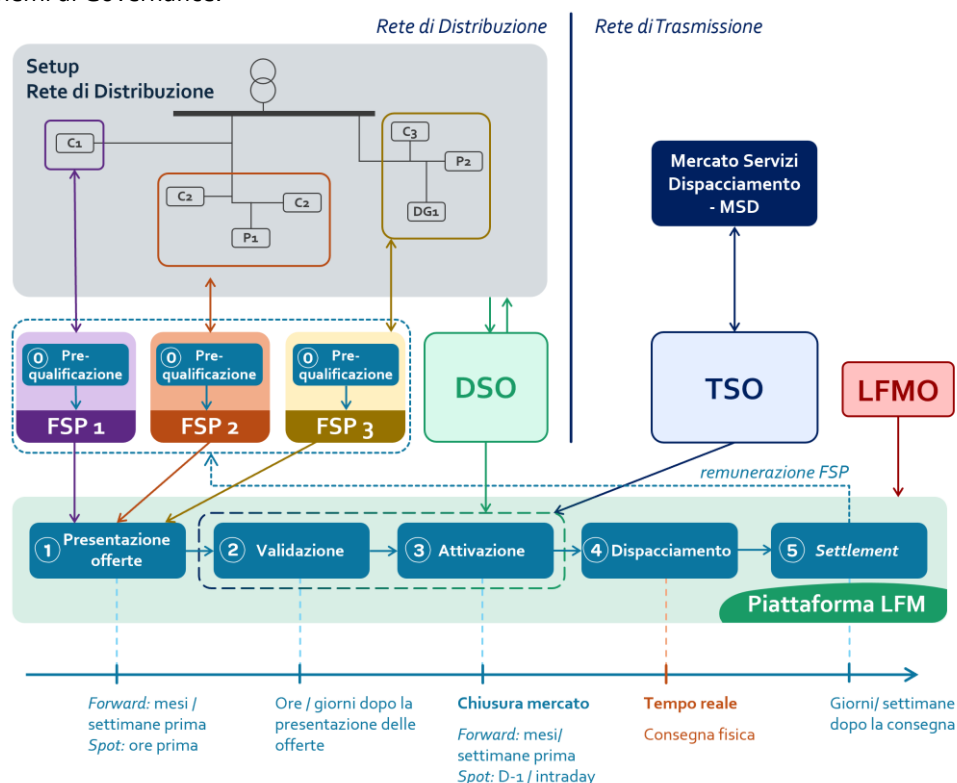


Figura 2 – Processo operativo di una piattaforma LFM: le sei fasi di mercato, dalla pre-qualificazione al *settlement*, e i relativi orizzonti temporali.

Tecnologie abilitanti

Livello 1: Infrastrutture di comunicazione e misura

Il funzionamento di una piattaforma LFM si fonda su un **ecosistema tecnologico** in grado di osservare la rete, prevederne l'evoluzione, coordinare le risorse partecipanti e verificare che la flessibilità promessa venga effettivamente erogata. Le tecnologie abilitanti si raggruppano in **tre famiglie** che operano su livelli diversi ma strettamente interconnessi, come mostrato in Figura 3.

Il **primo livello** riguarda la capacità di osservare in tempo reale lo stato della rete, condizione necessaria per qualsiasi decisione di mercato (Figura 3). I **sistemi SCADA** (*Supervisory Control and Data Acquisition*) dei DSO offrono la visione d'insieme della rete di distribuzione, quali tensioni ai nodi e correnti in linee e trasformatori, e con l'apporto di sistemi di previsione permettono di individuare in anticipo le criticità e quantificare i fabbisogni di flessibilità da sottoporre al mercato. Nel contesto italiano, i **contatori intelligenti di seconda generazione** (*smart meter 2G*) possono costituire una alternativa a soluzioni dedicate per le misure della potenza scambiata dalle utenze che compongono l'aggregato, trasmettendo al FSP le misure in tempo reale. Inoltre, le misure validate provenienti dai contatori sono indispensabili per la fase di verifica della flessibilità effettivamente erogata, e quindi per il *settlement*. I **dispositivi IoT** (*Internet of Things*) installati presso le risorse, come sensori di temperatura, sistemi di monitoraggio dello stato di sistemi di accumulo e di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici, completano il quadro, offrendo agli aggregatori una conoscenza in tempo reale della flessibilità effettivamente disponibile presso le utenze.

La sfida principale di questo livello è l'**interoperabilità**: i dati provengono da sistemi diversi, con formati e protocolli eterogenei, e devono essere integrati in modo affidabile e tempestivo. Un secondo tema, altrettanto rilevante, è quello della **cybersecurity**: le piattaforme LFM scambiano dati sensibili e istruzioni operative tra DSO, TSO e FSP, e devono quindi garantire autenticazione degli utenti, tracciabilità delle operazioni, protezione dei dati e continuità del servizio, soprattutto nelle interfacce tra soggetti diversi.

Livello 2: Sistemi di gestione e aggregazione

Il **secondo livello** riguarda il coordinamento delle risorse che partecipano al mercato, che avviene su tre scale differenti (Figura 3). A livello di singolo edificio o impianto, gli **EMS** (*Energy Management System*) ottimizzano il funzionamento delle risorse locali – impianto fotovoltaico, batteria, pompa di calore – bilanciando le esigenze dell'utente (comfort, autoconsumo, risparmio) con quelle del servizio di flessibilità. A livello di portafoglio, le piattaforme di aggregazione degli FSP combinano centinaia o migliaia di risorse in offerte di mercato affidabili, tenendo conto dei vincoli tecnici di ciascun dispositivo, delle preferenze degli utenti e delle condizioni contrattuali. A livello di rete, il **DERMS** (*Distributed Energy Resource Management System*) costituisce l'anello di congiunzione tra piattaforma di mercato e gestione operativa: riceve dalla piattaforma LFM gli ordini di attivazione della flessibilità in esito al mercato e ne verifica in tempo reale la compatibilità con le condizioni della rete. In questa architettura, gli FSP operano di fatto come **Virtual Power Plant (VPP)**. Risorse eterogenee, distribuite sul territorio e di proprietà di soggetti diversi, vengono coordinate da un unico attore e presentate al mercato come un portafoglio unitario.

Livello 3: Previsione ed ottimizzazione

Il **terzo livello** riguarda la capacità di definire la *baseline* e prendere decisioni ottimali (Figura 3). I sistemi di **forecasting**, basati su algoritmi statistici e tecniche di intelligenza artificiale, prevedono la produzione fotovoltaica, i consumi, la disponibilità dei veicoli elettrici e lo stato della rete nelle ore successive. La qualità di queste previsioni si riflette direttamente sulla qualità del mercato: previsioni accurate significano stime più precise dei fabbisogni e offerte più affidabili. A livello di mercato, il *clearing* si basa su **modelli di ottimizzazione matematica** che selezionano le offerte bilanciando l'obiettivo economico, ovvero minimizzare i costi di approvvigionamento, con i vincoli tecnici della rete, quali i limiti di portata delle linee e di tensione. A livello di FSP, algoritmi dedicati distribuiscono la flessibilità assegnata tra le singole risorse del portafoglio, tenendo conto dello stato di ciascun dispositivo, dei vincoli tecnici e del comfort degli utenti. L'esperienza delle sperimentazioni in corso ha confermato che la capacità

Lo sapevi che...

L'Italia è stata il primo Paese al mondo a installare massivamente contatori elettronici (oltre 30 milioni dal 2001). Questa infrastruttura, oggi aggiornata alla seconda generazione (2G), è un prerequisito fondamentale per la verifica della flessibilità erogata nei LFM.

di aggiornare le decisioni in tempo reale è tra i fattori più critici per il successo di un LFM: tanto lo stato della rete quanto la disponibilità effettiva delle risorse partecipanti possono infatti discostarsi sensibilmente dalle previsioni.

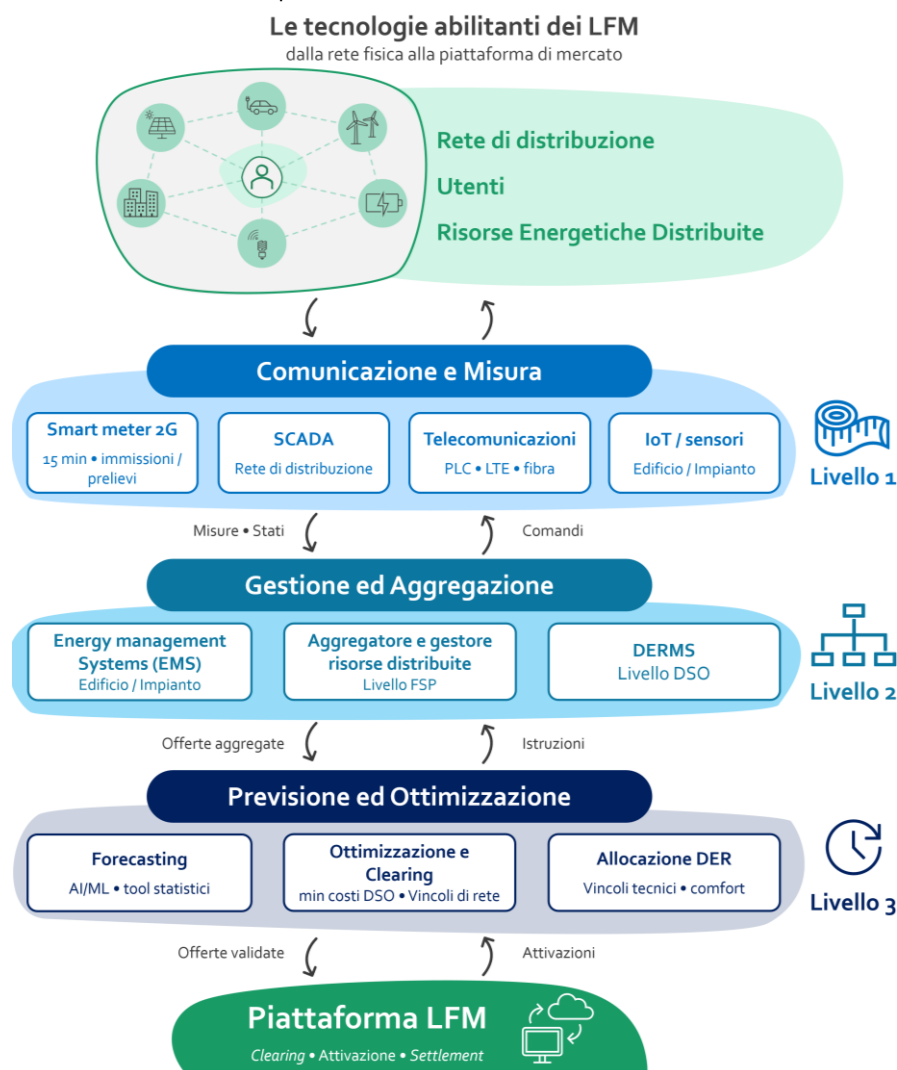


Figura 3 – Tecnologie abilitanti dei LFM articolate nei tre livelli di comunicazione e misura, gestione e aggregazione, previsione e ottimizzazione.

**I principali
schemi di
governance**

In un mercato locale della flessibilità sono coinvolti diversi soggetti: DSO, TSO e FSP. L'assegnazione delle responsabilità operative tra questi attori (dalla raccolta delle offerte alla loro attivazione) definisce il cosiddetto **schema di coordinamento TSO-DSO**, che rappresenta la struttura portante su cui la piattaforma LFM viene costruita. Al variare dello schema cambiano il ruolo della piattaforma, le informazioni che deve gestire e i flussi di dati tra gli attori. Il coordinamento tra TSO e DSO è necessario per due ragioni. La prima è che le DER possono offrire flessibilità sia sul mercato locale sia sul mercato globale gestito dal TSO (il MBR): la stessa risorsa può trovarsi a servire due mercati distinti e, in alcuni schemi, anche la fase di pre-qualificazione può essere unica per entrambi i mercati. La seconda è che un'attivazione decisa su uno dei due mercati produce effetti fisici su entrambi i livelli di rete: un intervento che risolve una congestione in distribuzione può creare uno squilibrio a livello di trasmissione, e viceversa. Sono stati individuati **quattro schemi principali**, che si differenziano per grado di centralizzazione e livello di coordinamento tra gli attori (Figura 4).

DSO Leader

Lo **schema DSO Leader** è il modello più decentralizzato. Il DSO gestisce l'intero processo in autonomia: riceve le offerte dagli FSP, le valida, seleziona le più adatte e ne dispone l'attivazione. Invece, al TSO vengono inviate soltanto informazioni aggregate (per esempio, il volume complessivo di flessibilità attivata in una determinata area). Il vantaggio di questo schema è l'efficienza: il DSO conosce la propria rete nel dettaglio e può prendere decisioni rapide e mirate, riducendo al minimo lo scambio di dati tra operatori. Lo svantaggio risiede nella concentrazione di responsabilità: trovandosi ad essere contemporaneamente gestore della rete e gestore del mercato, il DSO potrebbe in linea teorica non garantire a tutti i partecipanti condizioni di accesso pienamente eque alla piattaforma. Dove si adotta lo schema **DSO Leader** servono quindi regole di *governance* chiare e meccanismi di trasparenza robusti.

Modello Ibrido TSO-DSO

Lo **schema Ibrido TSO-DSO** distribuisce le responsabilità in modo più equilibrato. Le offerte degli FSP seguono un percorso articolato in due fasi: in un primo momento, il DSO valida le offerte di flessibilità, verificandone la compatibilità con la rete locale; successivamente, il TSO seleziona e attiva quelle che meglio rispondono alle esigenze di bilanciamento del sistema. Il processo descritto potrebbe risultare ottimizzato per il sistema elettrico, anche se lo schema Ibrido TSO-DSO richiede maggiore complessità procedurale: i due soggetti devono sincronizzarsi nei tempi e nei formati di scambio delle informazioni.

TSO Leader

Lo **schema TSO Leader** è il modello più centralizzato. In questa configurazione non esiste un vero mercato locale distinto: le DER vengono integrate direttamente nel mercato globale gestito dal TSO (il MBR), dove partecipano accanto alle risorse connesse alla rete di trasmissione, mentre il DSO si limita a fornire dati operativi sulla propria rete. Il limite è che il TSO non dispone di una visione completa della rete di distribuzione: un'attivazione ottimale per il bilanciamento nazionale potrebbe generare congestioni o problemi di tensione a livello locale.

Mercato Comune TSO/DSO/FSP

Lo **schema Mercato Comune** è il più integrato e ambizioso: un'unica piattaforma in cui TSO, DSO e FSP interagiscono nello stesso ambiente di mercato. Le esigenze di bilanciamento e quelle di gestione delle congestioni locali vengono espresse nella stessa sede, con le offerte valutate simultaneamente rispetto a entrambi i livelli di rete. Qualsiasi risorsa può partecipare a entrambi i mercati, purché soddisfi i requisiti di ammissibilità per entrambi i servizi; in questo schema, anche la fase di pre-qualificazione può essere condivisa tra i due mercati. Il risultato, in linea teorica, è la massima trasparenza ed efficienza allocativa; nella pratica, la realizzazione richiede un'infrastruttura digitale avanzata, standard rigorosi di interoperabilità e un quadro regolatorio che definisca con chiarezza le responsabilità di ciascun soggetto.

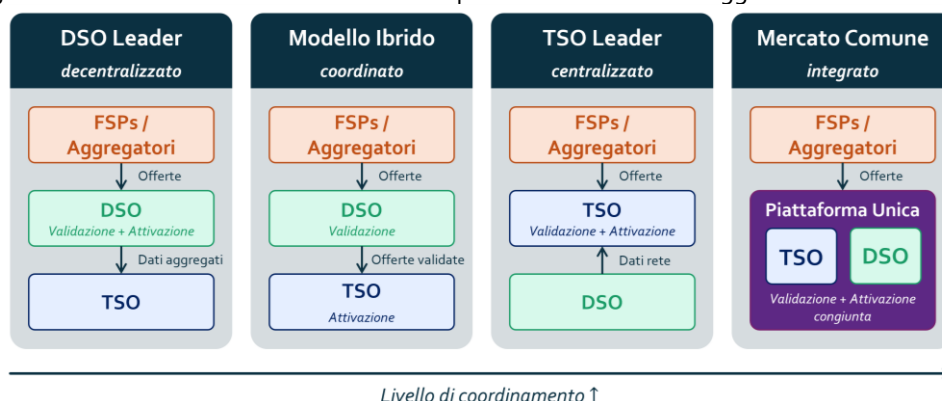


Figura 4 – Schemi di coordinamento TSO-DSO, classificati per grado di centralizzazione e livello di coordinamento tra gli attori.

Quale
schema è il
migliore?

È importante sottolineare che non esiste un modello universalmente migliore degli altri: la scelta dipende dal quadro regolatorio nazionale, dalla maturità digitale dei DSO, dalla dimensione della rete e dalla tipologia di servizi scambiati. Le sperimentazioni in corso stanno esplorando quale architettura funzioni meglio nei diversi contesti e, nella pratica, molti progetti adottano soluzioni ibride, adattando i modelli teorici alle specificità locali.



Delibera ARERA
484/2023

Le principali piattaforme LFM

Lo sapevi che...

La piattaforma Piclo Flex ([link web](#)) è operativa in 6 Paesi su 3 continenti (Europa, Nord America e Oceania), con la copertura geografica più ampia al mondo.

GOPACS ([link web](#)), in Olanda, è l'unico caso al mondo in cui TSO e DSO gestiscono congiuntamente la piattaforma di flessibilità a livello nazionale, risolvendo nello stesso mercato le congestioni sia in trasmissione sia in distribuzione.

In Italia convivono due modelli opposti: RomeFlex e MiNDFlex utilizzano la Piattaforma MLF gestita dal GME ([link web](#)), mentre E-EDGE si appoggia a PicloFlex.

In Irlanda manca ancora una piattaforma LFM dedicata: le utility usano eTenders ([link web](#)), uno strumento di procurement pubblico, per acquistare flessibilità da utenti commerciali. In attesa di piattaforme strutturate, anche gli strumenti esistenti possono essere adattati.

Il **caso italiano** ne è un esempio: i progetti pilota adottano un modello riconducibile allo Schema Ibrido TSO-DSO, con una caratteristica distintiva. Nel caso dei progetti pilota RomeFlex e MiNDFlex, la piattaforma è operata dal NEMO nazionale (Gestore dei Mercati Energetici – GME): il DSO identifica le criticità e definisce i fabbisogni, il GME gestisce il processo di mercato e il TSO valida le attivazioni. In parallelo, la Delibera ARERA 484/2023 disciplina il meccanismo a semaforo (*traffic light*), con cui il DSO può segnalare eventuali criticità locali legate alla partecipazione al MBR delle risorse connesse alla propria rete. Entrambi i meccanismi sono in fase di sperimentazione.

La crescente attenzione verso la flessibilità distribuita ha portato, negli ultimi anni, alla **nascita di numerose piattaforme digitali dedicate ai LFM**. Queste piattaforme si sono sviluppate in contesti molto diversi per quadro regolatorio, caratteristiche della rete e grado di digitalizzazione, e presentano di conseguenza differenze significative in termini di funzionalità, governance, scala geografica e architettura di mercato. Alcune piattaforme coprono l'intero ciclo del mercato *end-to-end*, dall'ammissione degli operatori fino al *settlement*, mentre altre supportano solo fasi specifiche del processo. Le **caratteristiche delle principali piattaforme** sono riassunte in Figura 5: dalle soluzioni multi-paese gestite da soggetti terzi (NODES, Piclo Flex) alle piattaforme nazionali integrate nel mercato elettrico (piattaforma MLF in Italia, GOPACS nei Paesi Bassi), fino agli approcci più semplici basati sul procurement diretto (Moj Elektro in Slovenia).



LEGENDA GESTORE PIATTAFORMA

- Soggetto terzo
- TSO
- NEMO
- DSO

Figura 5 – Principali piattaforme LFM, caratterizzate per gestore, copertura geografica e caratteristiche distintive.

Come si osserva dallo schema in Figura 6, le piattaforme gestite da soggetti terzi indipendenti tendono ad avere una copertura internazionale, mentre i modelli istituzionali, come l'operatore di mercato o la gestione congiunta TSO+DSO, operano prevalentemente su scala nazionale o locale. La diversità dei modelli riflette la fase ancora sperimentale in cui si trovano i mercati locali della flessibilità.

Piattaforme digitali per i Mercati Locali della Flessibilità (LFMs)

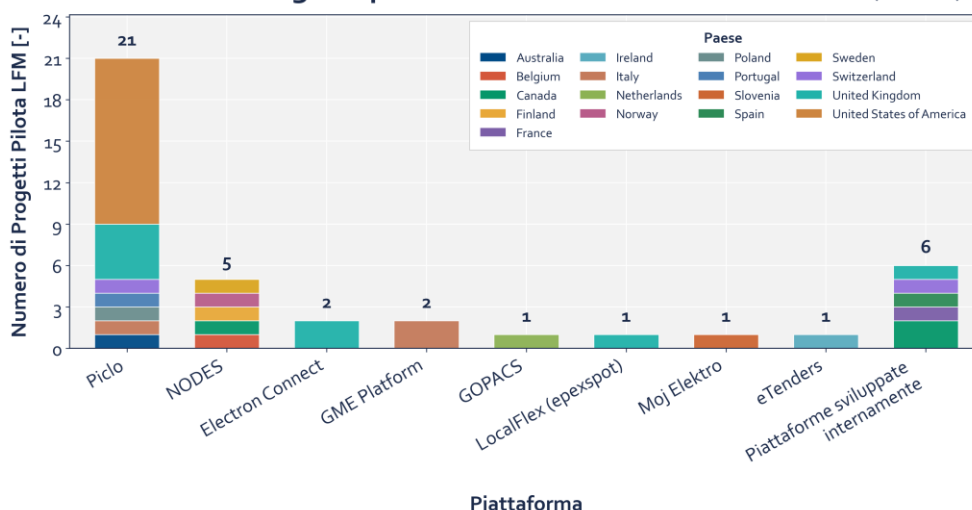


Figura 6 – Distribuzione dei 41 progetti pilota LFM per piattaforma e Paese di implementazione: Piclo Flex e NODES risultano le piattaforme più diffuse a livello internazionale.

Interazione con i mercati globali



[APE Mercato
del Giorno
Prima \(MGP\)](#)



[APE Mercato
Infragiornaliero
\(MI\)](#)



[APE Mercato di
Bilanciamento e
Ridispacciamento
\(MBR\)](#)

Fino a qui abbiamo descritto come funziona una piattaforma LFM al suo interno. Nella realtà operativa, però, la piattaforma deve integrarsi con un ecosistema complesso fatto di mercati elettrici, sistemi di gestione della rete, procedure del TSO e piattaforme degli aggregatori, ciascuno con i propri protocolli, formati e tempistiche. È questa integrazione, più che la tecnologia in sé, a determinare se un LFM funziona davvero.

Nel contesto regolatorio italiano, l'energia viene scambiata attraverso una sequenza di mercati. Il **Mercato del Giorno Prima (MGP)** chiude alle ore 12 del giorno precedente la consegna; il **Mercato Infragiornaliero (MI)** consente di aggiornare le posizioni attraverso più sessioni, fino a poche ore dalla consegna; il **Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento (MBR)**, gestito da Terna, approvvigiona riserva e bilanciamento sia in programmazione sia in tempo reale. I LFM si inseriscono in questa sequenza in modo **complementare**: i mercati locali a termine (*forward*) operano con mesi di anticipo attraverso contratti di disponibilità, mentre i mercati locali a pronti (*spot*), sperimentati a fine 2025 unicamente all'interno del progetto pilota RomeFlex, operano su base *day-ahead* o *intraday*.

La piattaforma LFM deve dialogare con quattro interlocutori, come mostrato in Figura 7. Scambia dati con il **DSO** attraverso i sistemi SCADA, di pianificazione e di gestione delle misure, oltre al DERMS dove disponibile. Il **TSO** interviene per la validazione delle attivazioni e il coordinamento con il MBR, nel quadro definito dalla Delibera ARERA 484/2023. Verso gli **aggregatori** la piattaforma trasmette le attivazioni, riceve le conferme di esecuzione e gestisce il **settlement**. Infine, con il **mercato elettrico nazionale** deve garantire la coerenza tra le posizioni assunte sui diversi mercati: se una risorsa è già impegnata sul MI per una determinata ora, la stessa capacità non può essere offerta anche sul LFM.

In Italia, il fatto che il GME gestisca sia il mercato elettrico sia la piattaforma LFM rappresenta un vantaggio significativo per l'integrazione. La definizione di **standard comuni** per tutte queste interfacce resta tuttavia una sfida aperta, oltre che un prerequisito per la scalabilità futura.

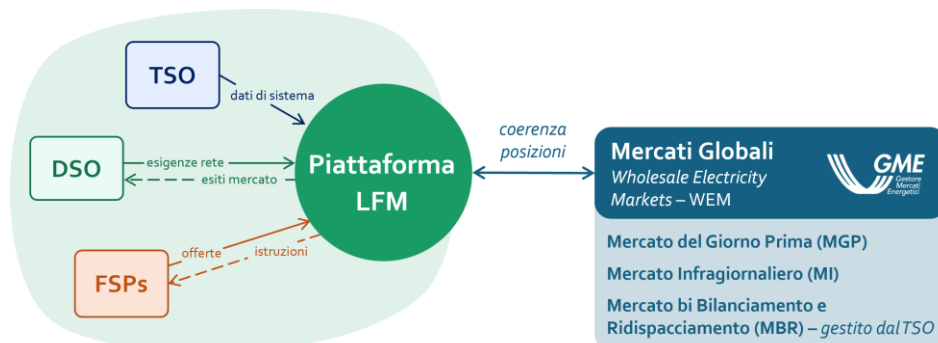


Figura 7 - Interazione tra la piattaforma LFM, gli attori del mercato locale (TSO, DSO, FSP) e il mercato elettrico nazionale.

Roadmap evolutiva delle piattaforme



[Testo Integrato Dispacciamento Elettrico \(TIDE\)](#)



[Delibera ARERA 539/2024](#)

Le piattaforme digitali per i Mercati Locali della Flessibilità si trovano ancora in una fase di maturazione. Le sperimentazioni internazionali ne hanno dimostrato il potenziale, ma il passaggio da progetti pilota a soluzioni strutturali richiede ulteriori progressi in termini di partecipazione, standardizzazione, integrazione con i sistemi esistenti e affidabilità operativa. Questo percorso può essere letto attraverso tre orizzonti temporali, come descritto in Figura 8.

Nel **breve termine**, la priorità è imparare: portare a compimento i progetti pilota, ampliare la base di FSP partecipanti, consolidare le interfacce tra piattaforme e sistemi operativi e raccogliere evidenze su prezzi, volumi, disponibilità ed effettiva erogazione della flessibilità.

Nel **medio termine**, l'obiettivo diventa scalare: occorre definire standard comuni per dati, protocolli, regole di mercato, *baseline* e *cybersecurity*, garantire l'interoperabilità tra piattaforme diverse, introdurre progressivamente sessioni *spot* accanto a quelle *forward* e ampliare i servizi scambiati al di là della semplice gestione delle congestioni locali.

Nel **lungo termine**, la sfida è integrare: i LFM dovranno diventare componenti stabili dell'architettura di mercato nazionale, utilizzati dai DSO come alternativa ordinaria o complemento ai rinforzi di rete. In Italia, questo passaggio è già stato avviato con la Delibera ARERA 539/2024, che ha introdotto una fase transitoria del Testo Integrato sul Dispacciamento Elettrico (TIDE), dedicata a testare le nuove regole di dispacciamento prima della loro piena entrata in vigore. Il completamento del quadro regolatorio specificamente dedicato ai LFM all'interno del TIDE segnerà il passaggio definitivo dalla sperimentazione alla regolamentazione strutturale.

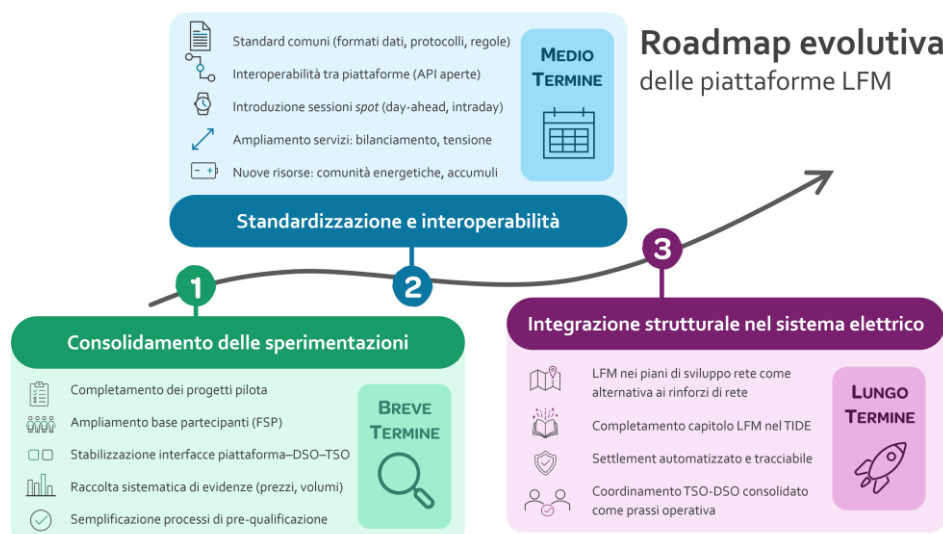


Figura 8 - Roadmap evolutiva delle piattaforme LFM: i tre orizzonti temporali dal consolidamento delle sperimentazioni all'integrazione strutturale nel sistema elettrico.



Conclusioni

Le piattaforme digitali per i Mercati Locali della Flessibilità costituiscono l'infrastruttura operativa che trasforma la flessibilità distribuita in un servizio effettivamente utilizzabile dai gestori di rete.

Attraverso queste piattaforme, le DER (per esempio, impianti fotovoltaici, accumuli, veicoli elettrici e carichi flessibili) possono essere coordinate, attivate e remunerate secondo regole trasparenti, a supporto della gestione del sistema elettrico.

Il **panorama internazionale** è ricco e in rapida evoluzione: le esperienze avviate nei diversi Paesi mostrano una varietà di modelli tecnologici, regolatori e di governance. Il caso italiano si distingue in questo contesto, con la piattaforma GME/MLF al centro delle sperimentazioni e un quadro regolatorio in costruzione attorno alla Delibera ARERA 484/2023 e al TIDE.

Restano tuttavia **sfide significative**. L'integrazione tra piattaforme, sistemi di rete e mercati esistenti richiede standard ancora in fase di definizione, mentre il coordinamento TSO-DSO deve essere consolidato nella pratica operativa. A questo si aggiunge la necessità di regole condivise per la determinazione della baseline e per la cybersecurity.

La direzione è comunque tracciata: dal consolidamento delle sperimentazioni alla standardizzazione dei processi, fino alla piena integrazione nel funzionamento ordinario del sistema elettrico. Le piattaforme LFM non costituiscono una soluzione esaustiva alle criticità della rete, ma uno strumento complementare, il cui successo dipenderà dalla capacità di coniugare semplicità di utilizzo, affidabilità operativa e piena integrazione con l'ecosistema energetico esistente.

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 nell'ambito del Piano Triennale 2025-2027 (DM MASE n.388, 06-11-2024), in ottemperanza al DM 12 aprile 2024.