

ROMEFLX

PROGETTO PILOTA
PER L'APPROVVIGIONAMENTO DI SERVIZI ANCILLARI
LOCALI

Relazione tecnica

Sommario

Introduzione.....	3
Contesto.....	3
Descrizione del Progetto.....	7
Servizi: caratteristiche, fabbisogno.....	7
Potenziali partecipanti e dispositivi necessari	9
Focus sulla remunerazione dei servizi offerti dai BSP attraverso Aggregati Dinamici.....	12
Il ruolo del Gestore del Mercato della Flessibilità Locale	12
Modalità di approvvigionamento	12
Architettura.....	15
Valutazione dei traguardi raggiunti e potenziali benefici.....	17

Introduzione

Il presente documento, presentato in accompagnamento al *“Regolamento recante le modalità per l’approvvigionamento e l’erogazione di servizi ancillari locali”* (di seguito il *“Regolamento”*), fornisce l’illustrazione della proposta di progetto pilota concepito da areti congiuntamente con il Gestore dei Mercati Energetici (GME) e la motivazione delle principali scelte effettuate, in conformità con quanto previsto dall’Autorità nella Delibera 352/21. Scopo di tale progetto è condividere con tutti i DSO interessati e il TSO nazionale (Terna) lo schema oggetto del Pilota e sperimentare l’approvvigionamento congiunto tra i diversi Gestori di rete dei servizi ancillari.

Tutti gli aspetti tecnici non riportati nel presente documento verranno dettagliati in fase di sperimentazione del pilota.

Contesto

Il processo di transizione energetica sta portando ad una crescente elettrificazione e ad una trasformazione del settore elettrico caratterizzata da un aumento della produzione dovuta alle fonti rinnovabili non programmabili. Tale scenario comporta criticità rilevanti nella gestione della rete elettrica. Da qui ne deriva la necessità di un aggiornamento dei paradigmi tradizionali di pianificazione e gestione delle reti, che si traduce in un adeguamento dell’ambito regolatorio e in un cambiamento del ruolo che svolgono gli operatori del settore.

La revisione del paradigma del sistema elettrico deve avvenire attraverso nuovi modelli di gestione della rete, in grado di favorire la transizione energetica grazie a un utilizzo appropriato degli investimenti ed evitando di generare oneri per gli utenti finali.

Tale revisione è volta a migliorare la sostenibilità del sistema, incrementando l’hosting capacity e il grado di utilizzo delle reti elettriche e contribuendo al conseguimento degli obiettivi di sostenibilità e decarbonizzazione di medio-lungo termine tramite la definizione di soluzioni efficaci, efficienti, scalabili e replicabili.

Per garantire la stabilità del sistema elettrico nel processo di transizione, si sta operando un ampliamento del bacino di risorse di flessibilità, includendo, in special modo, quelle localizzate nelle reti di distribuzione. Questo sta portando a un’evoluzione del ruolo del DSO, che si troverà a collaborare a stretto contatto con il TSO e che avrà un ruolo sempre più attivo e determinante nella gestione della rete. Il DSO risulta il soggetto maggiormente impattato dalla transizione energetica. In accordo al suo ruolo, esso deve:

- garantire l’esercizio in sicurezza della rete e la qualità del servizio di distribuzione assicurando l’integrazione della Generazione Distribuita (nel seguito anche GD) e la sostenibilità della crescente elettrificazione dei consumi;
- ottimizzare la gestione dei flussi di energia sulla rete per minimizzare le esigenze di potenziamento infrastrutturale;
- rispettare gli orientamenti stabiliti a livello europeo in tema di smartizzazione e flessibilità delle reti di distribuzione;
- abilitare al mercato le risorse flessibili localizzate sulla propria rete, favorendo il coinvolgimento delle utenze di piccola taglia alla fornitura di servizi di rete, anche a beneficio di Terna ed incrementando così la sicurezza e la flessibilità dell’intero sistema elettrico;

- sviluppare il ruolo di acquirente dei servizi ancillari da parte del DSO, gestendo reti sempre più attive e complesse in grado di offrire servizi di rete attraverso meccanismi di Demand Response.

Il coinvolgimento della Distribuzione nella gestione della flessibilità della rete è stato accompagnato da un progressivo aggiornamento del sistema regolatorio nazionale ed europeo.

In Figura 1 si riportano i principali riferimenti normativi, europei e nazionali.

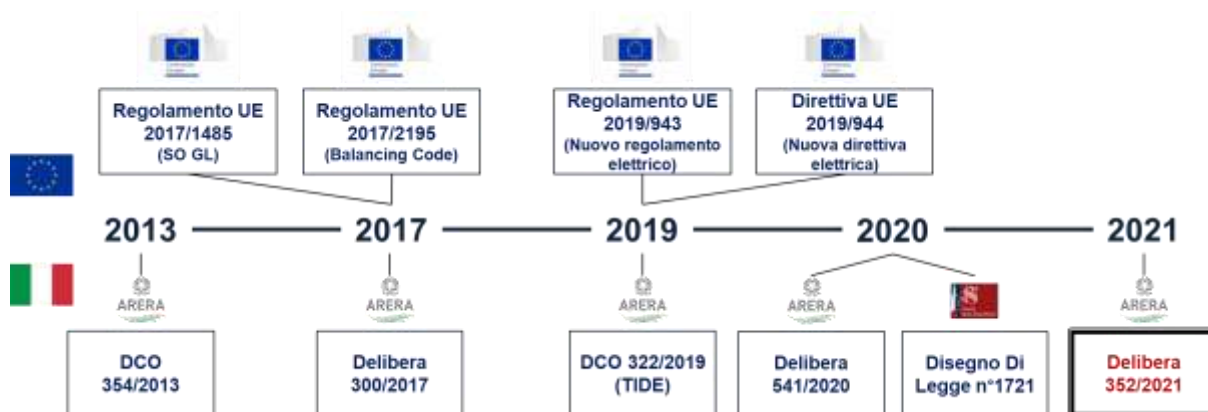


Figura 1 - Evoluzione del contesto regolatorio

Il DCO 322/2019/R/eel ha proposto i criteri generali per la definizione dei servizi ancillari locali e la loro modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici ed ha introdotto i ruoli che il DSO avrebbe assunto negli sviluppi futuri, vedendolo sia come facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento di risorse per i servizi ancillari che come acquirente di risorse per i servizi locali.

La Delibera 352/2021/R/EEL prevede la sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, anche in ottica prospettica tenendo conto degli obiettivi europei in materia di decarbonizzazione, e per la relativa remunerazione.

Secondo quanto richiesto dall'Autorità, la preparazione della proposta è stata preceduta e accompagnata dallo svolgimento delle attività preliminari di cui all'articolo 3 della Delibera 352, l'esito delle quali è descritto nel seguito.

L'ideazione del progetto è stata condotta valutando le esperienze e le soluzioni già studiate o sperimentate in ambito nazionale e internazionale per esigenze affini.

In proposito, si ricorda anzitutto che areti è il responsabile per il coordinamento del Pilota italiano del progetto internazionale Platone, parte del programma Horizon 2020, che si pone l'obiettivo di sviluppare e testare una soluzione tecnologica d'avanguardia in grado di abilitare i meccanismi di flessibilità energetica in un mercato aperto ed inclusivo. Sviluppato da 12 partner divisi su quattro paesi (Italia, Grecia, Belgio e Germania), il progetto propone un approccio innovativo di gestione delle reti di distribuzione in grado di limitare le congestioni di rete dovute alla crescente elettrificazione e garantire un funzionamento sicuro e stabile della rete stessa anche in presenza di una forte penetrazione di FRNP.

Nel corso del 2021 e del 2022 inoltre areti, insieme ad altri partner nazionali e internazionali tra i quali e-distribuzione e Terna, ha sviluppato le proposte progettuali FLOW (Flexible energy systems Leveraging the Optimal integration of EVs deployment Wave) e BeFlex (Increasing Energy System Flexibility Based on Sector-Integration Services to Consumer) le quali sono state selezionate dalla

Commissione Europea accedendo ai finanziamenti previsti dal programma Horizon. Entrambi i progetti hanno come oggetto i servizi di flessibilità forniti dalle risorse distribuite e soprattutto BeFlex include anche meccanismi di coordinamento tra i mercati dei servizi ancillari globali e locali che quindi consentono nativamente il coordinamento DSO/TSO nell'uso efficiente delle risorse.

areti ha inoltre valutato e condiviso a livello Europeo le soluzioni sviluppate in Platone attraverso l'attiva partecipazione a Task Forces tra le diverse Associazioni Europee dei System Operator, tra le quali si citano, in particolare:

- TF Demand Side Flexibility: costituita tra le quattro associazioni dei DSO al fine di identificare le barriere e i vuoti normativi, che impediscono l'utilizzo del pieno potenziale delle Risorse Distribuite
- JTF TSO-DSO on Distributed Flexibility: costituita tra ENTSO-E e le quattro associazioni dei DSO al fine di identificare le priorità con cui il quadro normativo relativo ai servizi di flessibilità fornite dalle Risorse Distribuite dovrebbe evolvere. Tra le varie tematiche trattate, si annovera anche: il coordinamento TSO/DSO per la gestione e l'attivazione di tali servizi, lo scambio dati tra gli attori coinvolti, le attività di misura e di settlement
- JTF TSO-DSO on Smart Grid Indicators: costituita tra ENTSO-E e le quattro associazioni dei DSO al fine di identificare un set di indicatori in grado di misurare le performance di una smart-grid
- Leadership dell'Azione EU Bridge "*Harmonized Electricity Market Role Model – HEMRM*": areti sta coordinando l'azione di aggiornamento dell'HEMRM gestito da ENTSO-E – eBIX – EFET sulla base delle necessità di adeguamento del modello sulla base delle esperienze dei progetti finanziati dalla Commissione Europea in tema di flessibilità delle reti e Demand Side Response
- EG Distributed Flexibility of EU DSO Entity: areti sta coordinando il Sub Group Market Access il cui scopo è analizzare, commentare e proporre miglioramenti alle disposizioni previste dal documento in consultazione "Framework Guideline on Demand Response" predisposto dall'ACER

In ambito italiano, areti partecipa attivamente a tavoli tecnici e regolatori tra i quali si annoverano le attività di aggiornamento/preparazione dell'Allegato X alla CEI 0-21 (con oggetto il Controllore di Infrastruttura di Ricarica per veicoli elettrici), la partecipazione ai lavori dei tavoli relativi alla Delibera ARERA 541-2020 (con oggetto la sperimentazione relativa alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico per facilitare la ricarica nelle fasce orarie notturne e festive, la preparazione delle specifiche tecniche del Monitoratore/Controllore Centrale per impianti in bassa tensione.

In merito all'indicazione dell'Autorità di perseguire l'utilizzo di possibili finanziamenti europei in materia, areti, nella realizzazione del progetto pilota *de quo*, farà ampio riuso delle tecnologie e delle competenze di processo sviluppate nel progetto Platone: i costi necessari all'implementazione della sperimentazione saranno quindi solo quelli necessari all'adattamento delle piattaforme e degli apparati tecnologici di Platone alle esigenze sperimentali di cui alla delibera 352, e non quindi quelli di sviluppo *ex-novo* di tutte le tecnologie necessarie. La valorizzazione di quanto, in termini di piattaforme informatiche, tecnologie, processi di mercato ed evoluzione dei codici di rete sviluppati in Platone e messi a disposizione da areti sfruttando i finanziamenti europei garantiti dal progetto Platone, genera una efficienza di sistema di 10 M€ e consentirà al "Sistema Italia" di allinearsi allo stato dell'arte dell'innovazione europea in tema di flessibilità delle reti e *demand side response*.

Oltre a questo, areti si adopererà per individuare ulteriori possibili fonti di finanziamento europei che possano contribuire ad abbattere i costi nazionali di sviluppo della sperimentazione in oggetto.

L'elaborazione del presente progetto è stata realizzata in un processo in cui non è mancato il confronto con TSO, con altri DSO e BSP, sia attraverso scambi bilaterali che attraverso le associazioni di settore (Utilitalia, Energia Futura). Particolarmente rilevanti sono state le interlocuzioni con Terna ed e-distribuzione, in parte funzionali allo sviluppo delle proposte FLOW e BeFlex, ed altre molto più specifiche con lo scopo di individuare soluzioni che si integrino con il quadro regolatorio italiano esistente (inclusa Deliberazione 300/2017/R/eel). Tali interlocuzioni hanno evidenziato delle necessità "di sistema", ovvero:

- a) **Traffic Light Dinamico:** necessità di sviluppare un processo che consenta al DSO di valutare e indicare dinamicamente eventuali limitazioni alla movimentazione delle Risorse Distribuite (e non solo staticamente come ad oggi previsto dalla Deliberazione 300/2017/R/eel);
- b) **Flexibility Register:** necessità di un registro condiviso tra Terna, DSO e BSP che contenga i dati delle Risorse Distribuite funzionali sia al mercato della flessibilità che all'osservabilità;
- c) **Condivisione dati e programmi:** necessità di messa a disposizione di Terna, BSP, BRP e GME dei dati necessari a regolare gli sbilanciamenti che le movimentazioni di un BSP possono causare al relativo BRP (al fine di rendere quest'ultimo neutrale anche economicamente).

La presente proposta coglie le sopra indicate necessità facendole proprie e integrandole nei processi e nell'architettura definiti dal progetto stesso.

In merito al punto c) di cui sopra, occorre specificare che la condivisione dei dati e programmi è funzionale alla regolazione sia degli sbilanciamenti con i BRP che agli sbilanciamenti attribuibili ai BSP per la mancata fornitura dei servizi ancillari cui gli stessi si sono impegnati nei confronti del relativo DSO. In particolare, al fine di lasciare il BRP neutrale rispetto ad eventuali movimentazioni causate dal BSP sotteso per effetto della fornitura di servizi ancillari locali, areti ritiene che la gestione degli sbilanciamenti del BRP eseguita da Terna, debba tenere conto delle movimentazioni causate dal BSP e sia quindi regolata garantendo la neutralità dei BRP stessi rispetto alle attività del BSP, secondo criteri definiti dall'ARERA. Tuttavia le stime condotte indicano che, nell'immediato, le movimentazioni generate dalla fornitura di servizi ancillari locali siano tali da non comportare la sostanziale modifica dei programmi dei corrispondenti BRP. Pertanto, almeno per una prima fase della sperimentazione, non sono definiti processi di aggiornamento dei programmi dei BRP in funzione delle movimentazioni dei BSP. Si evidenzia comunque che l'architettura adottata dalla sperimentazione consente di condividere con i soggetti interessati (BRP, BSP e Terna) tutti i dati necessari alla regolazione dei citati sbilanciamenti.

Per quanto riguarda specificatamente il coordinamento con e-distribuzione, il presente progetto pilota rappresenta l'esito di un percorso di convergenza con il progetto EDGE per quanto attiene la definizione dei Servizi Ancillari Locali in potenza attiva e le modalità di partecipazione dei BSP ai progetti pilota. Ci si riferisce in particolare agli attributi caratterizzanti il prodotto, ai requisiti e alla necessità di prove tecniche per l'abilitazione delle Risorse Distribuite alla fornitura dei servizi, alla costruzione della "baseline" e ai criteri adottati per la verifica della fornitura nonché per la remunerazione dei Servizi Ancillari Locali.

Descrizione del Progetto

Servizi: caratteristiche, fabbisogno

Valutando le evoluzioni che potrebbero derivare dagli obiettivi europei e nazionali in materia di decarbonizzazione e, in generale, il processo di transizione descritto nel paragrafo introduttivo, areti ritiene opportuno avviare una sperimentazione che consenta l'approvvigionamento del servizio **Regolazione della potenza attiva**. Tale servizio consente di risolvere congestioni sulla rete di distribuzione attraverso la modifica della potenza attiva iniettata/prelevata dalle Risorse Distribuite in/dalla rete.

Il servizio individuato si ritiene necessario per una gestione efficiente e sicura della rete di distribuzione nel contesto della transizione presentato sopra e permetteranno di ottenere benefici rilevanti anche sulla RTN.

Le Risorse Distribuite in grado di fornire il servizio di Regolazione della potenza attiva devono essere in grado di recepire le richieste e attivare i rispettivi servizi entro 15 minuti dall'ordine di attivazione e di sostenere il servizio per almeno 15 minuti.

Per quanto riguarda il fabbisogno, esso è stato stimato in un approfondito studio condotto in collaborazione con il Politecnico di Milano, che ha portato all'individuazione delle curve di carico e di generazione distribuita (sia estive che invernali) attese al 2032 e ha permesso di valutare di conseguenza i costi per l'approvvigionamento dei servizi di flessibilità rispetto a quelli di adozione di misure alternative (in particolare, il ricorso alla semplice infrastrutturazione).

Le curve di carico al 2032 sono la combinazione di quelle attuali con i risultati dei modelli di previsione dei carichi legati agli scenari di elettrificazione e penetrazione della mobilità elettrica, dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento domestico (pompe di calore), dei piani a induzione domestici e della diffusione della generazione distribuita, e permettono di valutare il carico netto percepito dalla rete nel futuro. Attraverso la curva si è potuto individuare l'incremento del picco di carico atteso al 2032 sulla città di Roma (circa 1170 MW in più rispetto al 2018) e, in particolare, i fabbisogni di investimento in potenziamento della rete rispetto all'infrastrutturazione attuale, risultati essere di circa 1,1 Mld €. Lo studio ha quindi implementato una ricerca di ottimo tra gli investimenti infrastrutturali, sostenibili dal punto di vista tariffario e operativo, ed il costo di utilizzo di servizi di flessibilità necessari a coprire il fabbisogno di capacità di Roma, che garantirebbe di raggiungere un'efficienza di sistema rispetto alla pura infrastrutturazione.

Ipotizzando uno scenario sostenibile di investimenti infrastrutturale, ossia limitando l'investimento annuo di potenziamento della rete ad un valore medio di circa 50 Mln €, è stato valutato il gap che, rispetto al livello di infrastrutturazione raggiunto, è necessario colmare mediante il ricorso alla flessibilità. Al 2032, il gap gestito attraverso potenziamenti infrastrutturali di rete è risultato dunque pari a 462 MW, mentre il fabbisogno di flessibilità residuo risulta di circa 720 MW (in particolari orari dell'anno). In tal modo, si è stimato che, dal 2023 al 2032, si dovrebbe sostenere un costo totale cumulato di circa 615 Mln €, di cui 420 Mln € per potenziamenti di rete (assumendo un costo unitario medio di 1 Mln € / MW di infrastruttura) e circa 130 Mln € per l'approvvigionamento di flessibilità (vedi Figura 2), a fronte di circa 1075 Mln € di costo totale prospettato nel caso in cui non si ricorra a flessibilità (soluzione di pura infrastrutturazione).

In Figura 2 si riporta la composizione e l'evoluzione del costo totale annuo nello scenario sostenibile di investimenti in infrastruttura.

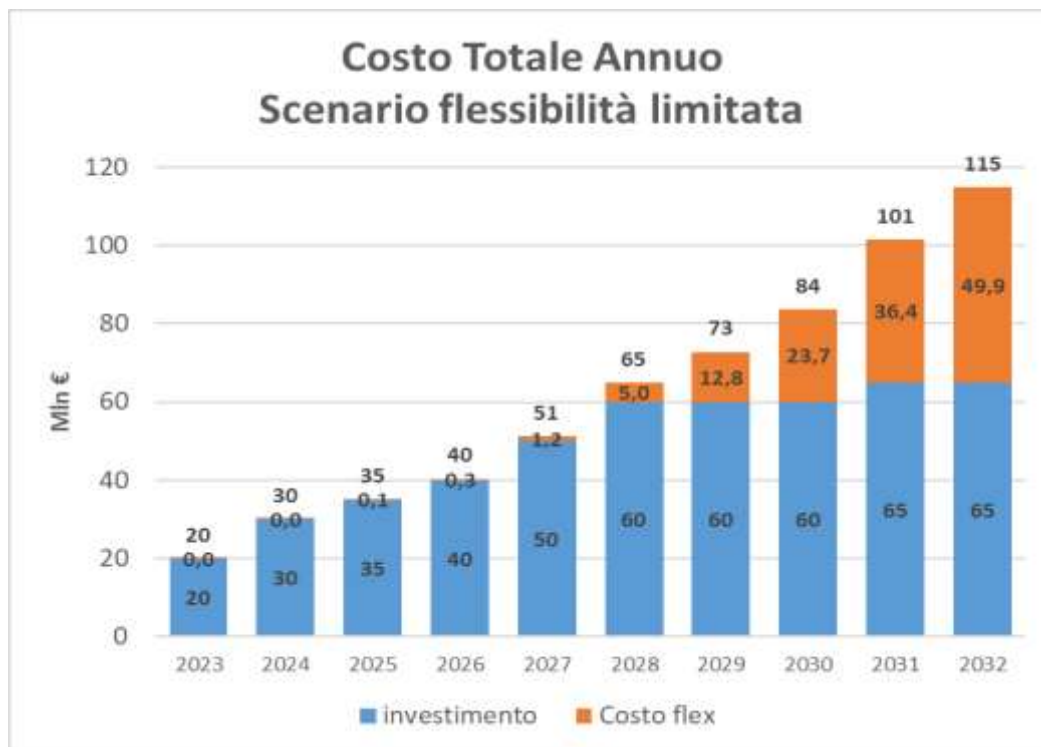


Figura 2 – Costo totale annuo (infrastruttura + flessibilità) nello scenario sostenibile di investimenti in infrastruttura

Nel primo anno di approvvigionamento di servizi ancillari locali (2024), ai fini della sperimentazione in oggetto, sull'area di Roma si stima una richiesta in capacità complessiva, attribuita tramite asta (Prodotti a Termine), di circa 20 MW per 2.190 ore annue, e che sarà realisticamente attivato (tramite attivazione diretta e prodotti a pronti) per un totale di circa 1200 ore nel corso del medesimo anno.

Relativamente alla fornitura di servizi ancillari locali tramite Prodotti a Pronti, si stima che una tipica attivazione sia caratterizzata da una *Quantità* di circa a 10 kW e una *Durata Richiesta* di circa 2 ore; detti valori sono da intendersi come puramente indicativi del mix medio di risorse che parteciperanno alla sperimentazione.

Ai fini della remunerazione, i Prodotti a Termine saranno caratterizzati da un *Prezzo per disponibilità* non superiore a 30 k€/MW/anno e un *Prezzo per utilizzo* non superiore a 500 €/MWh; i prodotti a pronti avranno uno strike price dato dal valore di aggiudicazione dell'Asta per i Prodotti a Termine, ossia minore o uguale a 500 €/MWh.

Ancora relativamente al prezzo per la disponibilità, come specificato nel Regolamento del progetto pilota, questo è espresso convenzionalmente rispetto ad un prodotto standard che copra tutte le 8.760 ore/anno; dal momento che Areti intende richiedere un prodotto che preveda l'erogazione della disponibilità di 6 ore giornaliere anziché 24 ore giornaliere, detto prezzo per la disponibilità va quindi riparametrato su 2.190 ore annue; da tutto ciò discende un prezzo massimo complessivo dato dalla somma della componente di disponibilità ($30.000 \cdot 20 \cdot 2.190 / 8.760 = € 150.000,00$) e della componente di servizio ($500 \cdot 8 \cdot 1200 = € 4.800.000$ ottenuti considerando una potenza media di

attivazione nel tempo pari a 8 MW), ossia si stima un costo massimo complessivo per l'anno 2024 di € 4.950.000.

Per il primo anno di svolgimento del progetto pilota (2024), al fine di minimizzare i costi fissi indipendenti dal servizio fornito, è intenzione del proponente seguire il seguente schema per i Prodotti a Termine:

- Una prima Asta per l'approvvigionamento di servizi per il primo quadrimestre 2024 (gennaio – aprile), con quantitativi in capacità anche inferiori ai 20 MW per un prodotto pomeridiano; detto primo periodo risulterà estremamente utile anche per rodare tutti i processi di interazione GME-DSO-BSP;
- Una seconda Asta a copertura del periodo maggio – settembre, ossia i cinque mesi più critici per il distributore, richiedendo una capacità di 20 MW su prodotti pomeridiano e serale; durante questa seconda fase si testerà l'ingresso in esercizio anche dei Prodotti a Pronti;
- Una terza Asta, di volumi ridotti, a copertura del periodo ottobre – dicembre: i contenuti e le grandezze di questa terza sessione dipenderanno molto dall'esito delle Aste Precedenti e dagli eventuali volumi e relative liquidità che si saranno sviluppati sui Prodotti a Pronti (*Step Wise Approach*).

Potenziamenti partecipanti e dispositivi necessari

La sperimentazione intende testare differenti tipologie di risorse connesse alla rete di distribuzione e si intende aprire la partecipazione all'erogazione di flessibilità anche alle utenze di piccola taglia, sia industriali che residenziali. Tale scelta, limitando le barriere di accesso al nuovo Mercato, potrà favorirne la liquidità.

A questo fine, si definisce il concetto di Risorsa Distribuita. Essa è definita da un impianto utente connesso alla rete di distribuzione ed è costituita da uno o più elementi, sottostanti allo stesso PoD, di seguito elencati: unità di produzione non rilevanti, unità di consumo con potenza contrattuale non inferiore ai 3 kW, sistemi di accumulo ausiliari e sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, sia in modalità V1G che V2G. La sua gestione è affidata al Balance Service Provider (BSP).

La Risorsa Distribuita può fornire servizi ancillari sia singolarmente che in forma collettiva in un Aggregato Dinamico di volta in volta costituito sulla base delle specifiche esigenze di rete del DSO. A tal fine l'area elettrica di aggregazione è da intendersi "dinamica", ovvero può variare nel tempo a seconda delle effettive necessità della rete per massimizzare l'efficacia tecnica e l'efficienza economica dei costi sostenuti dal Sistema per i servizi di flessibilità.

Per essere abilitata ad erogare servizi ancillari locali la Risorsa Distribuita deve essere associata ad un singolo PoD, deve essere dotata di apparecchiature di misura e di Power Grid User Interface¹, deve disporre di dati di misura quattorari validati e certificati dal DSO e deve rispettare i requisiti tecnici previsti nel Regolamento.

¹ Per il periodo di durata della sperimentazione il PGUI è fornito dal DSO; è facoltà del BSP proporre al DSO la richiesta di utilizzo di dispositivi PGUI diversi e che, a valle dell'approvazione del distributore, potranno essere utilizzati in sostituzione di quelli originariamente forniti dal distributore stesso

Un esempio degli asset che una Risorsa Distribuita, coordinandone opportunamente il funzionamento con gli ulteriori carichi ed eventuali generazioni sottese al relativo PoD, potrà utilizzare per la fornitura dei servizi di cui alla presente sperimentazione è riportato di seguito:

- Infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica
- Pompe di calore e boiler
- Sistemi di accumulo residenziali e industriali
- Unità di produzione

In generale i servizi possono essere erogati da qualsiasi asset indipendentemente dalla tecnologia, ma ai fini di una stima del potenziale di flessibilità disponibile alla rete di distribuzione è ragionevole ritenere che le seguenti tecnologie sono quelle principalmente utilizzabili: storage programmabili, utilizzatori modulabili (elettrodomestici, scaldabagni, pompe di calore...), qualunque asset di cogenerazione o produzione, stazioni di ricarica con possibilità di gestione dei carichi in modalità smartcharge o V2G, quant'altro dimostrabile al DSO per offrire servizi a salire e/o a scendere, o modulare reattiva.

Il potenziale di flessibilità da questi asset individuato è estremamente ampio e concorrenziale: su Roma già sussistono o sono in fase di attivazione migliaia di stazioni di ricarica di veicoli elettrici, si attivano oltre 300 FV dotati di storage al mese (ad oggi già presenti 1300 impianti FV dotati di storage di taglia media 5kW e potenza complessiva oltre 6MW) e sono già attive 11 UVAM offerenti servizi a Terna.

Dal punto di vista del potenziale di mercato, gli scenari e i report di settore attribuiscono alla mobilità elettrica un ruolo particolarmente rilevante. Le analisi condotte da Areti relativamente allo sviluppo di questa nel suo perimetro di competenza, portano ad una stima di potenza installata intorno a 1,8 GW, ovvero quasi quattro volte il fabbisogno di servizi previsto per il 2032. Tale confronto è da intendersi puramente indicativo, infatti, se da un lato non sono considerate le altre Risorse Distribuite, dall'altro il valore della potenza installata non tiene conto dei fattori di contemporaneità nell'utilizzo, né dei tassi medi di disponibilità a fornire i servizi.

Ai fini di abilitare la singola Risorsa Distribuita a fornire servizi ancillari è necessario che questa sia dotata di un dispositivo di interfaccia che consenta lo scambio dati tra i soggetti interessati (Terna, DSO e BSP) e gli apparati di controllo della Risorsa Distribuita stessa. I sistemi di comunicazione e gli apparati adottati dalla Risorsa Distribuita devono essere adeguati al rispetto delle tempistiche e dei requisiti definiti per il servizio.

Ai fini della erogazione del servizio di flessibilità, la Risorsa Distribuita deve interfacciarsi al dispositivo *Power Grid User Interface* (di seguito PGUI) ed acquisire i segnali di comando inviati al PGUI (per il tramite di una infrastruttura messa a disposizione dal DSO), trasferendoli agli apparati di controllo per la loro attuazione.

Il suddetto dispositivo si rende necessario al fine di mettere a disposizione dei soggetti interessati le misure certificate² dal DSO con tempistiche adeguate al monitoraggio e alla gestione della Risorsa Distribuita stessa, di verificare le prestazioni rese dalla Risorsa Distribuita e che la fornitura del servizio abbia nesso causale e congruenza di magnitudo, ovvero in risposta e in coerenza, ad un segnale di attivazione inviato alla Risorsa Distribuita dai soggetti interessati.

² La certificazione consiste nell'associare ad ogni dato il timestamp e un codice univoco (hash) che rende imm modificabile il dato.

Tale dispositivo deve pertanto essere caratterizzato dai seguenti requisiti minimi:

- a) poter acquisire le misure al PoD associato alla Risorsa Distribuita rilevate dal misuratore fiscale gestito dal relativo DSO;
- b) poter acquisire segnali di comando inviati dai soggetti interessati (Terna, DSO e BSP) ai fini della fornitura del servizio di rete richiesto;
- c) poter mettere a disposizione i segnali di comando di cui al punto b) agli apparati di controllo della Risorsa Distribuita per la loro attuazione;
- d) poter certificare le misure e i segnali di comando³ di cui ai punti precedenti in maniera inconfutabile per le successive operazioni di settlement;
- e) poter restituire ai soggetti interessati (Terna, DSO e BSP) tutte le informazioni certificate di cui al punto d).

Detti dispositivi PGUI durante la prima fase del pilota, in assenza di ulteriori dispositivi che garantiscano almeno le medesime funzionalità e prestazioni⁴, saranno forniti dal DSO. Il BSP potrà comunque proporre apparati alternativi che dovranno essere approvati dal DSO per l'utilizzo nell'ambito della sperimentazione, a valle della verifica della compliance delle caratteristiche e delle performance del dispositivo da parte del DSO stesso⁵.

Relativamente alle Risorse Distribuite connesse in MT, l'installazione del PGUI è resa necessaria solamente per un periodo limitato di tempo, ovvero fino a quando il Controllore Centrale di Impianto (CCI di cui alla CEI 0-16) non integrerà tutte le funzionalità proprie del PGUI: in tale periodo, il PGUI infatti affiancherà il CCI senza sostituirlo. Analogamente, per le Risorse Distribuite in BT, il PGUI affiancherà il Controllore di Infrastruttura di Ricarica (CIR di cui all'Allegato X alla CEI 0-21) e il Monitoratore/Controllore di Impianto in bassa tensione (attualmente in fase di normazione presso il CEI) nell'attesa che anche tali dispositivi includano le funzionalità del PGUI; a tendere, si auspica una convergenza/integrazione delle funzionalità del PGUI nei suddetti apparati.

Relativamente ai comandi di attivazione inviati al PGUI per la fornitura del servizio, si ritiene opportuno evidenziare che questi sono da intendersi come "segnali di sistema" in quanto definiti all'interno dei processi di mercato secondo le logiche di efficienza e trasparenza adottati dal Progetto stesso. Rimane infatti nelle possibilità del relativo BSP utilizzare i propri metodi di comunicazione e controllo degli asset flessibili sottesi alle Risorse Distribuite che gestisce al fine di fornire alla rete il servizio richiesto.

³ La certificazione consiste nell'associare ad ogni dato il timestamp e un codice univoco (hash) che rende imm modificabile il dato.

⁴ Fare riferimento all'Allegato 7 al Regolamento.

⁵ L'approvazione del DSO consiste nella verifica delle funzionalità e delle prestazioni minime garantite nonché dalla compatibilità dei metodi di comunicazione tra il dispositivo proposto con i componenti dell'architettura di sistema (Blockchain Access Layer, Flexibility Register, Misuratore Fiscale) minime che il dispositivo proposto dovrà garantire.

Focus sulla remunerazione dei servizi offerti dai BSP attraverso Aggregati Dinamici

A titolo puramente esemplificativo e non esaustivo, si riporta nel seguito un esempio di determinazione delle remunerazioni del servizio offerto da un BSP attraverso un Aggregato Dinamico.

Si consideri ad esempio un Aggregato Dinamico composto da 100 PoD a cui è richiesto una movimentazione complessiva di 100kW "a salire" per 1 ora (anche tale dato definito dalla Richiesta del DSO); il BSP1 risponde con una Offerta comprensiva di 100 PoD ciascuno dei quali contribuirà con 1kW; a valle dell'erogazione del servizio, si osserva che 10 PoD non forniscono, 10 PoD forniscono 0,500kW e 80 PoD forniscono il 0,9kW. La situazione che ne discende è che complessivamente il BSP1 a fronte di una richiesta di 100kW ha fornito 77kW. La prestazione complessiva del BSP, consistente in 77kW, superiore al 60% dei 100kW orari offerti, sarà ritenuta valida e il BSP sarà remunerato per 77kWh.

Il ruolo del Gestore del Mercato della Flessibilità Locale

La proposta di progetto pilota concepito da areti congiuntamente con il Gestore dei Mercati Energetici (GME) prevede che sia individuato da ARERA un soggetto Gestore del Mercato Locale della Flessibilità, il quale:

- organizzi e gestisca il Mercato della Flessibilità presso il quale i DSO si approvvigionano dei servizi ancillari dai BSP che, a loro volta, offrono detti servizi attraverso le rispettive Risorse Distribuite Abilitate;
- svolga il ruolo di controparte centrale per la regolazione dei pagamenti derivanti sia dalle negoziazioni concluse sul Mercato della Flessibilità dai BSP, nonché per le partite economiche da attribuire ai BSP per l'eventuale mancata fornitura di un servizio ancillare oggetto di negoziazione sul medesimo Mercato della Flessibilità.

Modalità di approvvigionamento

Sulla base delle evidenze descritte nei paragrafi precedenti, e collocandosi nello spazio normativo creato dalla delibera 352, areti intende sperimentare una procedura per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali che consenta ai BSP Qualificati, per il tramite delle Risorse Distribuite Abilitate nella loro titolarità, di offrire prodotti di flessibilità a breve o a lungo termine.

Il meccanismo per l'approvvigionamento previsto nel Progetto si basa su procedure di mercato mutate dagli esistenti mercati dell'energia e dei servizi ancillari, adattati in base alle peculiarità ed esigenze proprie dei servizi ancillari locali. Questo è stato possibile grazie alla collaborazione areti-GME dove ciascuno, per le proprie competenze e valorizzando le esperienze maturate, ha definito i processi e le modalità per la realizzazione del **Mercato Locale della Flessibilità**.

Il Progetto prevede che il Mercato Locale della Flessibilità sia organizzato e gestito dal Gestore del Mercato il quale svolge il ruolo di controparte centrale. Nel dettaglio, ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari locali, il BSP aderente al progetto:

- i. si impegna verso il relativo DSO ad accettare e rispettare quanto previsto nel Regolamento del presente progetto pilota;

- ii. affinché possa offrire prodotti di flessibilità al DSO, sia ammesso al Mercato Locale della Flessibilità, espletando le procedure previste in un apposito “Regolamento del Mercato Locale della Flessibilità” che sarà redatto dal Gestore del Mercato coerentemente con quanto previsto dal Regolamento del presente progetto pilota e sottoposto all’approvazione di ARERA.

Analogamente, i DSO aderenti al progetto dovranno sottoscrivere con il Gestore del Mercato una “Convenzione”, il cui schema è sottoposto all’approvazione di ARERA, che regoli le relazioni tra le parti funzionali al svolgimento delle attività di rispettiva competenza nell’ambito del medesimo Progetto pilota.

Da un punto di vista tecnico, la proposta progettuale prevede che la selezione delle Risorse Distribuite che forniscono i servizi ancillari avvenga attraverso il Mercato Locale della Flessibilità. Data la specificità dei processi, le modalità di svolgimento del Mercato Locale della Flessibilità, nel rispetto di quanto stabilito nel Regolamento del Progetto, sono definite nel relativo regolamento (**Regolamento del Mercato Locale della Flessibilità**), redatto dal Gestore del Mercato e approvato da ARERA.

Il Mercato Locale della Flessibilità è suddiviso:

- **Mercato a Termine:** in cui sono negoziati i **Prodotti a Termine**, ovvero i prodotti con cui il DSO si approvvigiona della disponibilità⁶ alla fornitura di servizi ancillari locali a medio o a lungo termine;
- **Mercato a Pronti:** in cui sono negoziati i **Prodotti a Pronti**, ovvero dei prodotti con cui il DSO si approvvigiona dei servizi ancillari locali, che il BSP è tenuto ad attivare per il tramite delle relative Risorse Distribuite individuate. Il servizio di cui il DSO si approvvigiona sul Mercato a Pronti, con riferimento ad uno specifico quarto d’ora, può consistere in una variazione a salire (maggiore immissione/minor prelievo) ovvero a scendere (minore immissione/maggior prelievo) e a tal fine sono selezionate solo le offerte dei BSP che sono compatibili con tale richiesta⁷.

Per quanto sopra indicato, la sostanziale differenza tra Prodotto a Termine e Prodotto a Pronti è che il primo definisce un “periodo di disponibilità” per l’intera durata del prodotto stesso (es. mesi) nel corso della quale la Risorsa Distribuita o l’aggregato di Risorse Distribuite offerto dal relativo BSP è reso disponibile dallo stesso per fornire i servizi eventualmente richiesti dall’operatore di rete attraverso Prodotti a Pronti. Per il Prodotto a Pronti l’offerta del BSP è invece relativa alla effettiva fornitura del servizio per lo specifico quarto d’ora cui la relativa offerta si riferisce. Per tale motivo, è in generale previsto che il Prodotto a Termine riconosca al BSP un corrispettivo per la sola disponibilità, mentre il corrispettivo per il servizio fornito sarebbe riconosciuto solo nel caso di effettiva attivazione del servizio stesso.

⁶ Il gestore di rete nel Mercato a Termine si approvvigiona della sola “disponibilità” alla fornitura dello specifico prodotto a Termine da parte delle relative Risorse Distribuite. L’attivazione del servizio, nel rispetto della finestra di disponibilità definita, è invece eseguita in esito al Mercato a Pronti così come di seguito definito.

⁷ Il mercato è “single sided” e si considerano solo le offerte compatibili con le richieste del gestore di rete, senza che ci siano possibilità di selezionare offerte di segno opposto dei BSP.

Al fine di verificare la sussistenza della disponibilità dichiarata dai BSP (esplicitata dagli stessi tramite presentazione di offerte nel Mercato a Pronti o, nella sola fase transitoria in cui tale mercato non sia ancora stato implementato nella Piattaforma di Mercato, tramite la Nomina della Disponibilità eseguita dal BSP per il tramite della Piattaforma BSP), il DSO può eseguire a sua discrezione dei Test di Affidabilità consistenti nel richiedere l'erogazione di un servizio da una o più Risorse Distribuite dichiarate disponibili dal relativo BSP. Esiti negativi dei Test di Affidabilità risultano in penalità attribuite al BSP che possono consistere dal mancato riconoscimento del pagamento della disponibilità fino anche, nel caso di fallimento di più Test di Affidabilità, all'esclusione dal Progetto del BSP stesso.

Per quanto attiene la effettiva attivazione del servizio, il DSO ricorre al Mercato a Pronti⁸. In questo caso, i BSP che siano stati selezionati dal medesimo DSO tramite la negoziazione di un Prodotto a Termine, sarebbero tenuti a presentare delle offerte sui Prodotti a Pronti per tutto il corrispondente periodo di disponibilità, garantendo in questo modo ai gestori di rete, soprattutto nelle fasi iniziali del mercato, che il Mercato a Pronti abbia un livello minimo di liquidità che sia sempre garantito. A tali offerte, si aggiungerebbero le offerte che gli altri BSP potrebbero liberamente presentare sul Mercato a Pronti.

La selezione di una offerta nel Mercato a Pronti comporta quindi che il relativo servizio debba essere erogato dalla rispettiva Risorsa Distribuita.

È quindi compito del DSO definire i Prodotti a Pronti e i Prodotti a Termine che saranno negoziati sul Mercato Locale della Flessibilità.

Il processo con il quale si individuano le offerte accettate, nel rispetto degli eventuali limiti tecnici indicati dal relativo DSO al fine di salvaguardare la continuità del servizio di fornitura e quindi dell'intero sistema elettrico, si svolge sulla Piattaforma di Mercato, che costituisce la sede "virtuale" presso la quale si svolgono le sessioni di negoziazione del mercato organizzate e gestite dal Gestore del Mercato.

Le offerte accettate, sia sul Mercato a Termine che sul Mercato a Pronti, sono valorizzate al prezzo presentato dal BSP nell'offerta stessa ("Pay-as-bid").

In considerazione del ruolo di controparte centrale del Gestore del Mercato per le partite economiche derivanti dalle negoziazioni sul Mercato Locale della Flessibilità⁹, il Regolamento di Mercato definirà i criteri relativi sia alle garanzie che il Gestore del Mercato richiederà ai BSP affinché gli stessi possano presentare offerte, che alla regolazione dei pagamenti.

Nella fase iniziale del Progetto non sarà implementato il Mercato a Pronti. Ai fini di consentire al DSO di attivare le disponibilità, ovvero di richiedere la fornitura di un servizio ancillare locale, attribuita

⁸ In una fase iniziale in cui le Risorse Distribuite Abilitate siano ancora in numero limitato, ovvero la frequenza di una loro attivazione sia ancora ridotta, alcuni DSO potrebbero non avere esigenza di approvvigionarsi (attivare) dei servizi attraverso il Mercato a Pronti. In questo caso, tali DSO attiverebbero, in prossimità del tempo reale e nel rispetto dei tempi di notifica previsti, le Risorse Distribuite Abilitate tra quelle selezionate come "disponibili" (vale a dire individuate in esito alla negoziazione del Prodotto a Termine). In questo caso, in sede di negoziazione del prodotto a termine, oltre al prezzo per la remunerazione della disponibilità, il BSP dovrebbe offrire anche un prezzo per la remunerazione dell'utilizzo.

⁹ Includere le partite economiche per gli sbilanciamenti per mancata attivazione del servizio da parte del BSP.

tramite il Mercato Locale a Termine, i meccanismi tipici del Mercato Locale a Pronti (che a regime saranno svolte dalla Piattaforma di Mercato) saranno espletati dalla Market Interface Platform di cui sotto. Per maggiori informazioni sui meccanismi implementati dalla Market Interface Platform in tale fase transitoria fare riferimento al Regolamento e all'Allegato 6.

Architettura

La descrizione dei componenti dell'architettura di Progetto è riportata nei paragrafi seguenti.

Flexibility Register

Il Flexibility Register è il registro condiviso tra i soggetti interessati (relativi DSO, Terna e BSP) contenente informazioni identificative dei BSP qualificati e relative alla registrazione e abilitazione delle relative Risorse Distribuite, nonché misure e segnali di attivazione certificati. L'accesso e la modalità di gestione dei dati è attribuita ai soggetti autorizzati secondo procedure che saranno definite.

I BSP hanno l'obbligo di comunicare i dati tecnici delle Risorse Distribuite di cui sono responsabili al DSO mediante il Flexibility Register. I dati così acquisiti saranno usati dal DSO al fine di procedere alla qualifica, ed eventualmente alla successiva abilitazione, della Risorse Distribuite.

Il Flexibility Register è inoltre il canale tramite il quale i BSP possono comunicare eventuali indisponibilità a fornire servizi da parte delle Risorse Distribuite.

Il Flexibility Register è messo a disposizione di areti agli aderenti al Progetto.

PGUI e Blockchain Access Layer

Il PGUI, installato presso ogni Risorsa Distribuita Abilitata, consente di acquisire le misure rilevate al relativo PoD e i setpoint ricevuti per l'attivazione di un servizio ancillare. Tali dati sono certificati in blockchain (tramite la Blockchain Access Layer) e quindi storicizzati in maniera immutabile nel Flexibility Register per la condivisione con i soggetti interessati.

I PGUI e la Blockchain Access Layer sono messi a disposizione da areti agli aderenti al Progetto.

Piattaforma di Mercato

Il Mercato Locale della Flessibilità, per il comparto Mercato a Pronti, prevede più sessioni giornaliere articolate in *Local Day-Ahead* e *Local Intra-Day*. Il comparto Mercato a Termine prevede invece un'unica sessione attivata all'occorrenza dal Gestore del Mercato su richiesta del relativo DSO.

Per gestire le operazioni del mercato, la sperimentazione prevede l'utilizzo di una specifica piattaforma, la Piattaforma di Mercato, organizzata e gestita dal Gestore del mercato, che consente:

- l'approvvigionamento di servizi ancillari tramite la richiesta di Prodotti a Termine e Prodotti a Pronti da parte dei DSO aderenti;
- la raccolta delle offerte relative ai prodotti a Termine e a Pronti presentate dai BSP Qualificati;
- la individuazione delle offerte accettate;
- l'elaborazione di report funzionali al settlement.

Con particolare riferimento al processo di accettazione delle offerte sul Mercato a Pronti, la Piattaforma di Mercato, sulla base del merito economico, stabilisce un matching tra domanda e offerta e, proponendo una soluzione di mercato, calcola i prezzi di valorizzazione delle offerte. Il DSO, verificati dal punto di vista tecnico gli esiti economici del mercato, può esprimere eventuali limitazioni a livello di singola Risorsa Distribuita¹⁰ e, in tal caso, comunica tali limitazioni alla Piattaforma, accompagnate da adeguate motivazioni. Questa, ricevute le limitazioni, definisce e pubblica gli esiti finali di mercato e li mette a disposizione di DSO e BSP. Acquisiti gli esiti, il BSP inoltra i *setpoint* per l'attivazione del servizio ai PGUI delle singole Risorse Distribuite selezionate per il tramite di una infrastruttura messa a disposizione dal DSO. Il BSP è tenuto ad eseguire tali esiti finali, variando l'immissione/consumo delle Risorse Distribuite selezionate rispetto alle relative Baseline.

L'accesso alla Piattaforma di Mercato sarà garantito a tutti gli operatori (BSP e DSO) che parteciperanno al Progetto e che, per quanto riguarda i BSP, abbiano effettuato la procedura di ammissione che sarà definita dal Gestore del Mercato nel relativo Regolamento di Mercato. Per la sola parte di processo relativa alla gestione operativa dei meccanismi dell'espletamento e verifica del servizio offerto, i BSP e i DSO aderenti al Progetto opereranno attraverso una Market Interface Platform¹¹ messa a disposizione da areti.

Nella fase iniziale del Progetto in cui non sarà implementato il Mercato a Pronti la Market Interface Platform implementerà anche i meccanismi tipici del Mercato Locale a Pronti. Per maggiori informazioni sui meccanismi implementati dalla Market Interface Platform in tale fase transitoria fare riferimento al Regolamento e all'Allegato 6.

DSO Technical Platform (areti)

La DSO Technical Platform è una piattaforma il cui sviluppo è stato avviato all'interno del progetto EU Platone e che sarà adattata con le esigenze specifiche del presente Progetto. La piattaforma sarà utilizzata da areti per la rete di competenza per:

- l'elaborazione delle richieste di servizi ancillari del DSO relative ai Prodotti a Pronti;
- la validazione tecnica della soluzione di mercato.

Piattaforma BSP

La Piattaforma BSP è una piattaforma il cui sviluppo è stato avviato all'interno del progetto EU Platone e che sarà adattata con le esigenze specifiche del presente Progetto. La piattaforma consente:

- la gestione dei dati delle Risorse Distribuite e relativa interfaccia con il Flexibility Register;
- l'elaborazione delle offerte di servizi ancillari;
- la gestione delle transazioni economiche verso il proprio portafoglio cliente.

¹⁰ Tali limitazioni possono essere imposte dal DSO per motivi tecnici e operativi della rete atti a salvaguardare la continuità del servizio e quindi la sicurezza dell'intero sistema. Il DSO, nel momento in cui effettua la validazione tecnica delle offerte, non ha accesso alle informazioni relative al prezzo a cui tale offerta è stata presentata dal BSP e al quale sarebbe pertanto remunerata in caso di positivo esito di tale validazione.

¹¹ Per Market Interface Platform si intende l'interfaccia tra la Piattaforma di Mercato del Gestore del Mercato e gli altri componenti dell'architettura del sistema, ovvero il Flexibility Register, le Blockchain Market e Access Layer, la DSO Technical Platform e la Piattaforma BSP.

La Piattaforma è messa a disposizione dei BSP aderenti al Progetto, tuttavia sarà loro cura adattare i propri sistemi per garantire la compatibilità con la piattaforma stessa.

La Piattaforma BSP è interfacciabile con “Flessibili”, una app mobile il cui sviluppo è stato avviato all’interno del progetto EU Platone e che sarà adattata con le esigenze specifiche del presente Progetto. L’App di consente:

- monitorare in tempo reale la potenza scambiata con la rete della relativa Risorse Distribuita;
- indicare le disponibilità per la fornitura del servizio;
- monitorare i servizi offerti e forniti e la relativa remunerazione.

L’App è messa a disposizione dei BSP aderenti al progetto, tuttavia sarà loro cura adattare i propri sistemi per garantire la compatibilità con la piattaforma stessa.

Si evidenzia che i BSP, in luogo della Piattaforma BSP messa a disposizione nel Progetto, possono utilizzare piattaforme proprie per interfacciarsi con i componenti dell’architettura. A tal fine è compito e onere del BSP modificare la propria piattaforma al fine di renderla compatibile con le modalità di scambio dati previste dall’architettura del Progetto.

Valutazione dei traguardi raggiunti e potenziali benefici

Ai fini di valutare i risultati della sperimentazione, si intende utilizzare un *Key Performance Indicator* (KPI) capace di apprezzare:

- l’effettiva capacità della soluzione individuata ad abilitare le utenze alla fornitura di servizi ancillari;
- il grado di implementazione dei servizi ancillari.

Il KPI è stato costruito in accordo alla metodologia illustrata nel documento “*Smart Grid Key Performance Indicators: A DSO perspective*”¹², report delle attività condotte dalla Joint Task Force creata nel Marzo 2020 sotto l’iniziativa di ENTSO-E e delle quattro associazioni europee rappresentanti i DSO (CEDEC, E-DSO, EUROELECTRIC e GEODE), e utilizza parametri definiti e monitorati nella demo italiana del progetto europeo Horizon 2020 Platone¹³.

Il KPI è così definito:

$$KPI = (\alpha \cdot KI_1) + (\beta \cdot KI_2)$$

Dove:

- $\alpha = 0,4$;
- $\beta = 0,6$;
- KI_1 è il Key Indicator “Abilitazione servizi ancillari”, di valore compreso tra 0 e 1, che indica la potenzialità percentuale della soluzione proposta ad abilitare le utenze connesse alla rete di distribuzione alla fornitura di servizi ancillari. Esso è definito come:

¹² https://cdn.eurelectric.org/media/5272/smart_grid_key_performance_indicators_a_dso_perspective-2021-030-0129-01-e-h-B85F16BF.pdf

¹³ https://Platone-h2020.eu/data/deliverables/864300_M18_D3.3.pdf

$$KI_1 = \text{Abilitazione utenti BT} \cdot \gamma_{1.1} + \text{Abilitazione utenti MT} \cdot \gamma_{1.2}$$

con:

- *Abilitazione utenti BT (MT)*: fattore che assume valore 0 o 1 a seconda che la soluzione predisposta sia in grado di abilitare gli utenti BT (MT) alla fornitura di servizi ancillari;
- $\gamma_{1.1} = \frac{\text{Potenza contrattuale BT}}{\text{Potenza contrattuale BT} + \text{Potenza contrattuale MT}}$;
- $\gamma_{1.2} = \frac{\text{Potenza contrattuale MT}}{\text{Potenza contrattuale BT} + \text{Potenza contrattuale MT}}$;
- *Potenza contrattuale BT*: potenza contrattuale totale delle utenze BT connesse alla rete;
- *Potenza contrattuale MT*: potenza contrattuale totale delle utenze MT connesse alla rete.

Ai fini della valutazione della sperimentazione, il KI_1 dovrà assumere un valore maggiore o uguale a 0,5.

- **KI_2** è il Key Indicator “Implementazione dei servizi ancillari”, di valore compreso tra 0 e 1, che indica l’effettiva risposta percentuale degli utenti aderenti alla fornitura dei servizi ancillari al DSO. Esso è definito come:

$$KI_2 = \frac{\text{Nr. utenti abilitati attivi}}{\text{Nr. utenti abilitati}} \cdot \gamma_{2.1} + \frac{\text{Servizio fornito}}{\text{Servizio richiesto}} \cdot \gamma_{2.2}$$

con:

- *Nr. utenti abilitati attivi*: numero di utenti abilitati le cui offerte sono state attivate almeno 5 volte/anno;
- *Nr. utenti abilitati*: numero totale di utenti BT e MT abilitati alla fornitura dei servizi ancillari;
- *Servizio fornito*: energia movimentata dalle utenze abilitate a cui è stato richiesto dal DSO la fornitura del servizio ancillare;
- *Servizio richiesto*: energia richiesta dal DSO alle utenze abilitate ai fini della fornitura di servizi ancillari;
- $\gamma_{2.1} = 0,2$;
- $\gamma_{2.2} = 0,8$.

Ai fini della valutazione della sperimentazione, il KI_2 dovrà assumere un valore maggiore o uguale a 0,5.

Sulla base di quanto sopra, la sperimentazione sarà ritenuta valida se il KPI generale, come sopra definito, sarà maggiore o uguale a 0,5.

Per quanto riguarda la valutazione dei benefici derivanti dall’attuazione del progetto, si richiamano le valutazioni sui costi esposte nel primo paragrafo di questo capitolo: dalle prime stime di areti, considerando la differenza tra i costi prospettati per la soluzione di totale infrastrutturazione (circa 1075 Mln €) e quelli relativi allo scenario in cui si ricorre a flessibilità (circa 420 Mln €),

l'approvvigionamento di servizi ancillari locali potrebbe portare ad un risparmio in investimenti di circa 600 Mln € da qui al 2032, a fronte di una spesa di circa 130 Mln € su 10 anni per flessibilità.

Il ricorso alla flessibilità permetterebbe dunque un efficientamento degli investimenti infrastrutturali, attraverso la prioritizzazione degli interventi di potenziamento rispetto alle reali esigenze di sistema ed una riduzione dei Capex rispetto al potenziamento *tout court*.

In Figura 3 si riportano i costi totali di infrastrutturazione e flessibilità a 10 anni ed il costo della soluzione di pura infrastrutturazione.

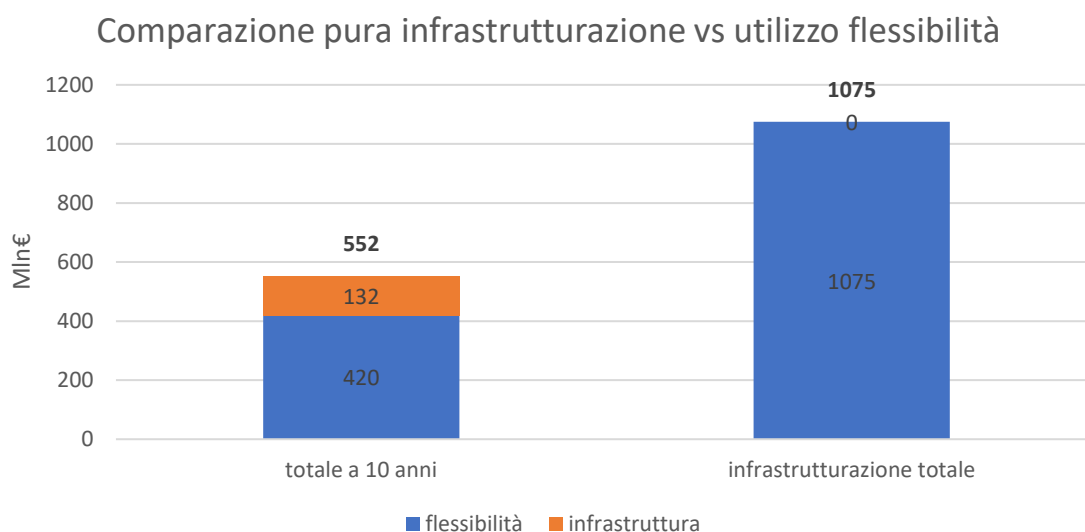


Figura 3 – Costi totali (infrastruttura + flessibilità) a 10 rispetto al costo di infrastrutturazione totale

Obiettivo della sperimentazione è quindi di verificare le migliori modalità attuative dei servizi ancillari al fine di porre le basi per il successivo ottenimento dei benefici tecnico-economici sopra citati.

Oltre al vantaggio economico, la realizzazione del progetto porterebbe al raggiungimento dei seguenti ulteriori benefici:

- incremento della flessibilità disponibile al mercato, grazie alla messa a disposizione al sistema elettrico nazionale delle risorse flessibili connesse alla rete di distribuzione e al contempo semplificazione della partecipazione degli utenti al mercato della flessibilità tramite una standardizzazione dei sistemi;
- abbattimento delle barriere di ingresso al mercato, tramite l'utilizzo di un apparato di acquisizione e certificazione delle misure (dispositivo d'utente evoluto) ad integrazione dello Smart Meter 2G, che garantisca l'osservabilità delle risorse ed utilizzi soluzioni standard permettendo economie di scala ed evitando fenomeni di lock-in;
- disponibilità di Misure Certificate al dispositivo, ai fini della fatturazione dei servizi offerti, e rimozione della riconciliazione delle misure in quanto emesse direttamente dal DSO senza duplicazione dei sistemi;

- incremento della qualità del servizio elettrico, tramite la riduzione delle congestioni in aree critiche di rete ottenibile grazie alle leve operative e agli strumenti necessari ad utilizzare le risorse di flessibilità distribuite;
- riduzione degli impatti ambientali, grazie al supporto al Sistema Italia per il raggiungimento degli obiettivi assunti in tema di decarbonizzazione e il sostegno alla diffusione della mobilità elettrica e delle risorse rinnovabili distribuite.