

**RELAZIONE**

**343/2025/I/EEL**

**ESITI DEI PROGETTI PILOTA PER L'ABILITAZIONE DI NUOVE RISORSE  
ALLA FORNITURA DEI SERVIZI ANCILLARI GLOBALI E LOCALI  
ANNI 2023 - 2024**

*Relazione sullo stato dei servizi*

22 luglio 2025

## **Premessa**

*La presente Relazione rappresenta un aggiornamento del Capitolo 4 della Relazione pubblicata nel 2023 in merito allo “Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita. Periodo di analisi 2021-2022” (335/2023/I/efr) relativo all’evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico.*

*La Relazione riporta gli esiti, relativi agli anni 2023 e 2024, delle sperimentazioni avviate da Terna ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel e relative all’approvvigionamento dei servizi ancillari globali, con un particolare approfondimento delle sperimentazioni finalizzate all’apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alle unità di consumo e alle unità di produzione precedentemente escluse.*

*Successivamente la Relazione descrive i progetti pilota avviati dai gestori delle reti di distribuzione (DSO) ai sensi della deliberazione 352/2021/R/eel e finalizzati all’approvvigionamento dei servizi ancillari locali, riportando i primi esiti disponibili.*

*Tutti i dati numerici riportati nella presente Relazione derivano da rielaborazioni a partire da dati resi disponibili da Terna e dai gestori delle reti di distribuzione oppure tratti dalle pubblicazioni di Terna.*

## SOMMARIO

<b>1. EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO..4</b>	
1.1. Introduzione .....	4
<b>2. RENDICONTAZIONE DEI PROGETTI PILOTA RELATIVI AI SERVIZI ANCILLARI GLOBALI CONCLUSI A FINE 2024.....6</b>	
2.1. Sperimentazione della partecipazione al MSD delle unità precedentemente non abilitate e delle relative modalità di aggregazione.....	6
2.2. Introduzione sperimentale di nuovi servizi ancillari .....	23
2.3. Sperimentazione dell'adeguamento di impianti di produzione esistenti per l'erogazione del servizio di regolazione di tensione .....	26
2.4. Sperimentazione dell'erogazione del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti .....	28
2.5. Raccordo tra i progetti pilota e il TIDE .....	29
<b>3. RENDICONTAZIONE DEI PROGETTI PILOTA RELATIVI AI SERVIZI ANCILLARI LOCALI.....31</b>	
3.1. Quadro generale.....	31
3.2. Le sperimentazioni svolte nel 2024 .....	32
3.3. Analisi dei risultati ottenuti.....	36
3.3.1. Unareti: progetto pilota MindFlex .....	37
3.3.2. Arete: progetto pilota RomeFlex .....	38
3.3.3. e-distribuzione: progetto pilota EDGE .....	40
3.4. Conclusioni .....	42

# 1. EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO

## 1.1. Introduzione

La progressiva diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, spesso utilizzate tramite impianti di generazione distribuita, e il progressivo venir meno di impianti termoelettrici che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica richiede rilevanti interventi sia dal punto di vista infrastrutturale sia dal punto di vista del dispacciamento, al fine di incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, nel rispetto degli obiettivi europei, sfruttando il loro potenziale e, allo stesso tempo, garantendo adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico.

Nel 2015 l'Autorità ha pertanto avviato un apposito procedimento finalizzato all'innovazione del dispacciamento elettrico e alla redazione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) (si veda la deliberazione 393/2015/R/eel), nell'ambito del quale nel 2017 (si veda la deliberazione 300/2017/R/eel) è stata avviata una fase di sperimentazione relativa ai servizi ancillari globali. Essa si è esplicata tramite progetti pilota a cui potevano partecipare tutte le unità di produzione e di consumo, inclusi gli accumuli, tecnicamente in grado di erogare servizi ancillari globali (cioè i servizi ancillari di cui necessita Terna per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale), anche in forma aggregata, rendendo disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento e fermo restando il principio della neutralità tecnologica: i progetti pilota, pertanto, non erano differenziati sulla base delle fonti, delle tecnologie, né delle tipologie delle unità di produzione o di consumo ed erano aperti a tutte le unità che rispettano i requisiti tecnici necessari per l'erogazione dei servizi (in questo senso hanno assunto la valenza di regolazione pilota).

La predetta fase di sperimentazione riguardava:

- la partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), tramite il quale erano selezionate le risorse che erogavano la maggior parte dei servizi ancillari globali, della domanda e delle unità di produzione, inclusi i sistemi di accumulo, in precedenza non abilitate;
- le modalità di aggregazione, ai fini della partecipazione al MSD, delle unità di produzione e di consumo;
- le modalità di coordinamento tra Terna e i gestori della rete di distribuzione (DSO);
- la definizione di nuovi servizi ancillari (per i quali sono stati definiti i relativi fabbisogni e sono state individuate le relative modalità di approvvigionamento delle risorse, nonché la remunerazione spettante);
- l'adeguamento di impianti "esistenti" ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631, connessi alla rete di trasmissione nazionale, affinché potessero erogare il servizio di regolazione di tensione;

- le modalità di fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione storicamente definite “rilevanti” integrate con sistemi di accumulo.

Successivamente, nel 2021 (si veda la deliberazione 352/2021/R/eel) è stata avviata una ulteriore sperimentazione, sempre per il tramite di progetti pilota, per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali, cioè i servizi ancillari necessari per la gestione in sicurezza delle reti di distribuzione. Tale sperimentazione è dettata dalla necessità, per i DSO, di fronteggiare la diffusione della generazione distribuita (caratterizzata per lo più da fonti rinnovabili non programmabili) e i cambiamenti attesi, in termini di volumi e di profilo, dei prelievi di energia elettrica dalle reti di distribuzione (causati dalla maggior elettrificazione dovuta, per esempio, alla mobilità elettrica e alle pompe di calore), contestuali ad una maggiore diffusione dei sistemi di accumulo. Pertanto, è lecito attendersi che i DSO dovranno assumere non solo il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell’approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari globali (ruolo già sperimentato nell’ambito dei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel), ma anche di acquirente di risorse per i servizi ancillari locali.

Entrambe le sperimentazioni sono funzionali alla completa costruzione del TIDE che, a regime, dovrà includere le previsioni per i servizi ancillari globali e locali, nel rispetto delle disposizioni del quadro regolatorio comunitario.

Il TIDE, in particolare, ha la finalità di riformare l’attività di dispacciamento in modo tale da:

- garantire la sicurezza del sistema elettrico, in modo efficiente e al minor costo, nell’attuale contesto in rapida e continua evoluzione, caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché dalla progressiva riduzione dell’utilizzo degli impianti programmabili;
- razionalizzare il quadro regolatorio generale del dispacciamento in modo da raggruppare in un unico corpo normativo tutte le disposizioni che sono state adottate nel corso degli anni in coerenza con l’evoluzione del quadro regolatorio europeo.

La presente Relazione riporta al Capitolo 2 gli esiti dei progetti pilota relativi ai servizi ancillari globali per gli anni 2023 e 2024, e al Capitolo 3 la rendicontazione del primo anno (il 2024) di sperimentazione dei servizi ancillari locali.

## 2. RENDICONTAZIONE DEI PROGETTI PILOTA RELATIVI AI SERVIZI ANCILLARI GLOBALI CONCLUSI A FINE 2024

### 2.1. Sperimentazione della partecipazione al MSD delle unità precedentemente non abilitate e delle relative modalità di aggregazione

I primi progetti pilota avviati hanno avuto la finalità di sperimentare la partecipazione volontaria al MSD delle unità diverse da quelle obbligatoriamente abilitate (cioè unità diverse dalle unità di produzione termoelettriche e idroelettriche di potenza almeno pari a 10 MW).

Le condizioni tecniche per l'abilitazione, definite da Terna in modo neutro rispetto alla tecnologia, dovevano consentire la massima partecipazione possibile delle unità di produzione e/o di consumo, ma anche accumuli, a favore della concorrenza, evitando barriere tecniche non necessarie per l'erogazione del servizio. Inoltre, l'abilitazione doveva essere ottenibile per la fornitura anche di un solo servizio (e non necessariamente per tutti i servizi oggi previsti per gli impianti programmabili di elevata taglia) e doveva essere consentita la possibilità di dichiararsi disponibili alla fornitura di un servizio "asimmetrico" ovvero che prevedeva esclusivamente un incremento (oppure un decremento) del proprio programma di immissione (oppure di prelievo). In tal modo la partecipazione al MSD poteva essere il più possibile flessibile.

La controparte di Terna per l'erogazione dei servizi ancillari è il *Balance Service Provider* (BSP) che poteva essere distinto dal *Balancing Responsible Party* (BRP). Il BSP è responsabile per la corretta erogazione dei servizi ancillari e per l'eventuale mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, mentre il BRP è responsabile della programmazione di immissioni e prelievi e degli sbilanciamenti effettivi rispetto al proprio programma.

Inoltre, poiché la nuova apertura del MSD riguardava unità di produzione e unità di consumo anche di piccola taglia, diventava importante valutare le loro possibili aggregazioni per l'erogazione di servizi ancillari, affinché il contributo che potessero dare al sistema non fosse trascurabile e fosse più semplice la loro partecipazione al MSD.

Il BSP è diventato pertanto anche un aggregatore di risorse diffuse, superando l'erogazione dei servizi ancillari globali solo da parte degli impianti programmabili di grossa taglia. Questa nuova attività di aggregazione è molto diversa rispetto alla tipica attività di aggregazione, su base zonale, di un BRP. Infatti, l'aggregazione ai fini del MSD non può trascurare i reali vincoli di rete perché altrimenti risulterebbe inutile se non addirittura dannosa per il sistema: dal punto di vista del sistema elettrico, l'aggregato è l'equivalente di un singolo impianto che fornisce servizi ancillari. La movimentazione di uno qualunque dei suoi componenti per erogare i servizi richiesti non deve generare nuovi problemi derivanti da vincoli di rete perché non ci sarebbe più il tempo necessario per risolverli.

L'aggregato ai fini della partecipazione al MSD ha preso il nome di UVA (Unità Virtuale Abilitata).

Infine, poiché le unità oggetto di nuova abilitazione al MSD sono spesso connesse alle reti di distribuzione, è cambiato il ruolo dei distributori che sono diventati facilitatori neutrali per l'approvvigionamento di risorse per i servizi ancillari globali. Questo ruolo, in generale, può essere esercitato in modo statico come avvenuto nel corso delle sperimentazioni (cioè valutando le possibili movimentazioni delle unità inserite in una UVA) o in modo dinamico (cioè valutando, ogni volta, le offerte effettivamente presentate dal BSP ai fini dell'erogazione di servizi ancillari).

### **2.1.1 Il progetto pilota UVAM**

Le unità virtuali abilitate miste (UVAM) erano unità di produzione (ivi inclusi eventuali sistemi di accumulo) e/o unità di consumo che potevano essere aggregate ai fini dell'erogazione di servizi ancillari. Il primo regolamento di questa sperimentazione è stato approvato con la deliberazione 422/2018/R/eel, a seguito dell'unificazione tra le precedenti sperimentazioni limitate alle sole unità di consumo e, separatamente, alle sole unità di produzione, ed è stato avviato a partire dal 1 novembre 2018.

Le UVAM potevano essere di due tipi:

- a) UVAM-A, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non rilevanti, di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non fosse superiore a 10 MW, e di unità di consumo;
- b) UVAM-B, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MW, unità di consumo e, eventualmente, unità di produzione non rilevanti, purché tutte sottese al medesimo punto di connessione alla rete.

Il perimetro di aggregazione delle UVAM-A, all'interno del quale erano aggregate unità di produzione e unità di consumo ai fini della partecipazione al MSD, è stato definito da Terna, in prima approssimazione, su base provinciale o regionale, senza tenere conto delle reali caratteristiche delle reti elettriche; invece il perimetro di aggregazione delle UVAM-B, per come definite, era nodale. Teoricamente, invece, i perimetri geografici di aggregazione dovrebbero essere definiti in coerenza con il perimetro di erogazione dei servizi e il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate sul MSD (ora MBR – Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento), in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete. A tal fine, pertanto, il TIDE ha previsto perimetri di aggregazione zonali (per i servizi ancillari globali per il bilanciamento) o nodali (per il ridispacciamento).

Inoltre, le UVAM rilevavano solamente per la partecipazione al MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini dell'applicazione dei

corrispettivi di sbilanciamento, ogni unità appartenente all'UVAM ha continuato a rimanere inserita nei punti di dispacciamento esistenti.

Le UVAM erano caratterizzate da una capacità modulabile (a salire o a scendere) pari ad almeno 1 MW ed erano abilitate alla fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva secondaria (quest'ultima a partire dal 2021, con la deliberazione 215/2021/R/eel), la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e il bilanciamento<sup>1</sup>.

I servizi resi dalle UVAM erano remunerati, in alternativa:

- tramite la normale remunerazione derivante dal MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sul MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- tramite la fornitura a termine delle risorse, previa selezione tramite procedure concorsuali fino a un massimo di 1.000 MW.

Il Regolamento UVAM è stato aggiornato con la deliberazione 70/2021/R/eel. Successivamente la deliberazione 702/2022/R/eel ha previsto che, nelle more di una successiva ulteriore revisione, nel 2023 continuasse a trovare applicazione la versione del Regolamento UVAM approvato nel 2021 ma con la possibilità, per Terna, di avvalersi di soli prodotti mensili in relazione alla fornitura a termine delle risorse.

Più in dettaglio, dall'1 gennaio 2023 al 31 ottobre 2023 erano disponibili i seguenti prodotti mensili:

- pomeridiani con *strike price* pari a 200 €/MWh, per un quantitativo massimo (distinto per l'Area di Assegnazione A e per l'Area di Assegnazione B) individuato da Terna per ciascun mese a seconda delle esigenze del sistema elettrico;
- serale 1 con *strike price* pari a 400 €/MWh, per un quantitativo massimo (distinto per l'Area di Assegnazione A e per l'Area di Assegnazione B) individuato da Terna per ciascun mese a seconda delle esigenze del sistema elettrico;
- serale 2 con *strike price* pari a 200 €/MWh, per un quantitativo massimo (distinto per l'Area di Assegnazione A e per l'Area di Assegnazione B) individuato da Terna per ciascun mese a seconda delle esigenze del sistema elettrico.

A seguire, il Regolamento UVAM è stato aggiornato con la deliberazione 366/2023/R/eel che ha avuto effetti dall'1 novembre 2023 fino alla fine del 2024 (cioè fino all'entrata in vigore del TIDE).

In particolare, sono stati confermati i test di affidabilità senza preavviso (che erano stati introdotti dalla deliberazione 70/2021/R/eel con effetti dall'1 maggio 2021), eliminando il tetto (precedentemente pari a quattro all'anno) del numero massimo di test eseguibili

---

<sup>1</sup> Si ricorda che il TIDE ha rivisto la classificazione dei servizi ancillari globali (che includono, per quanto qui rileva, i servizi ancillari per il bilanciamento, a loro volta distinti tra FCR, aFRR, mFRR, RR e riserva ultra-rapida di frequenza), separando il ridispacciamento (che include il servizio storicamente noto come risoluzione delle congestioni).

durante l'anno. Ciascun test di affidabilità ha durata minima di un'ora e durata massima di due ore, al fine di verificare l'effettiva operatività e affidabilità delle UVAM. L'esito del test è considerato positivo qualora il livello di performance risulti superiore al 90%, sia al netto che al lordo dei carichi interrompibili. In caso di esito negativo di tre test, anche non consecutivi, in un anno, l'UVAM viene disabilitata dal MSD con decorrenza dal primo giorno del mese successivo a quello di svolgimento del terzo test di affidabilità con esito negativo.

Inoltre, sono stati rivisti i prodotti approvvigionabili a termine (ferma restando la quantità massima pari a 1000 MW complessivamente approvvigionabile a termine):

- a) prevedendo un unico prodotto serale in aggiunta al prodotto pomeridiano, con la rimozione del prodotto serale con *strike price* a 200 €/MWh precedentemente definito (cd. "prodotto serale 2") e caratterizzato da scarsa partecipazione da parte dei BSP;
- b) confermando la ripartizione del fabbisogno tra Area di assegnazione A (zone di mercato Nord e Centro-Nord) e B (tutte le altre zone di mercato) con una quota del 30% del fabbisogno riservata alle aste mensili mentre il restante 70% allocato con procedure annuali;
- c) modificando la valorizzazione dello *strike price*, che è stato posto pari a  $f(\text{PUN})+D$ , con un *floor* pari a 200 €/MWh per il prodotto pomeridiano e 400 €/MWh per il prodotto serale; il valore  $f(\text{PUN})$  è pari, per ciascun prodotto, alla media aritmetica dei valori orari del PUN nelle ore del giorno facenti parte della fascia di disponibilità del prodotto a cui si riferisce; il valore di  $D$  è pari, per ciascun prodotto, alla media aritmetica dei differenziali mensili (degli ultimi 12 mesi di calendario che precedono il secondo mese antecedente al primo mese di consegna della procedura) tra il prezzo medio ponderato mensile delle offerte accettate in vendita sul MB nella fascia di disponibilità del prodotto a cui si riferisce e la media aritmetica mensile del PUN nelle ore della fascia di disponibilità del prodotto a cui si riferisce;
- d) introducendo alcuni elementi di flessibilità in relazione alla verifica degli obblighi di offerta;
- e) prevedendo che in caso di un test di affidabilità fallito non sia riconosciuto il corrispettivo fisso mensile (del mese in cui è stato fallito il test) per ciascun prodotto per il quale l'UVAM è contrattualizzata; in caso di fallimento di tre test, oltre alla dequalifica dell'UVAM dal MSD, è risolto il contratto a termine con riferimento a tutti i prodotti per i quali l'UVAM risulta contrattualizzata con applicazione di una penale<sup>2</sup>.

In relazione alla fornitura a termine delle risorse, nell'anno 2024 (e, per gli ultimi due mesi dell'anno 2023, limitatamente ai prodotti mensili), hanno trovato applicazione i nuovi prodotti, con i valori di *strike price* di cui alla precedente lettera c):

- i. due prodotti annuali:

---

<sup>2</sup> Pari al 10% del valore del contratto per i mesi in cui il contratto è stato valido (cioè i mesi ante risoluzione).

- un prodotto annuale pomeridiano, per un quantitativo massimo pari a 112 MW per l'Area di Assegnazione A e 28 MW per l'Area di Assegnazione B;
  - un prodotto annuale serale, per un quantitativo massimo pari a 448 MW per l'Area di Assegnazione A e 112 MW per l'Area di Assegnazione B;
- ii. eventuali prodotti infra-annuali per quantitativi corrispondenti ai fabbisogni dei prodotti richiamati al precedente punto i. non interamente soddisfatti nelle relative aste annuali oppure ad eventuali quantitativi ceduti o comunque per quantitativi ulteriori definiti sulla base delle esigenze del sistema;
- iii. due prodotti mensili:
- un prodotto mensile pomeridiano, per un quantitativo massimo pari a 48 MW per l'Area di Assegnazione A e 12 MW per l'Area di Assegnazione B;
  - un prodotto mensile serale, per un quantitativo massimo pari a 192 MW per l'Area di Assegnazione A e 48 MW per l'Area di Assegnazione B.

In relazione agli obblighi di offerta, i BSP erano tenuti a presentare sul MSD offerte per il bilanciamento a salire:

- in relazione ai prodotti pomeridiani, per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 15.00 e le ore 18.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì, ad un prezzo non superiore allo *strike price*;
- in relazione ai prodotti serali, per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 18.00 e le ore 22.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì, ad un prezzo non superiore allo *strike price*.

Il corrispettivo fisso giornaliero che era riconosciuto da Terna per ciascun prodotto (pomeridiano o mensile) era pari al valore risultante dalla procedura concorsuale (asta al ribasso con *cap* pari a 30.000 €/MW/anno) ripartito su base giornaliera, moltiplicato per il rapporto tra il numero di ore consecutive (comprese tra un minimo di 2 e un massimo di 4) a cui erano riferite le offerte e un numero di ore pari a 3 per il prodotto pomeridiano e 4 per il prodotto serale.

#### *Consistenza delle UVAM al 31 dicembre 2024*

Alla data del 31 dicembre 2024 risultavano abilitate 161 UVAM (22 in meno rispetto alla stessa data dello scorso anno), che comprendevano 4.242 unità, di cui 2.098 unità di consumo, 2.127 unità di produzione non rilevanti e 17 unità di produzione rilevanti. Di tali 161 UVAM, 147 erano UVAM-A mentre 14 erano UVAM-B.

Le Tablelle 1 e 2 mostrano alcuni dati di maggior dettaglio relativi alla composizione delle UVAM, distinti per ogni zona di offerta.

	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	TOT	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	TOT	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	TOT	
<b>Tipologia</b>	<b>Numero UVAM</b>								<b>Potenza abilitata a salire [MW]</b>								<b>Potenza abilitata a scendere [MW]</b>								
Immissione	1	3	4	35	1	1	1	46	6,1	14,8	10,2	166,3	6,8	1,2	6,5	211,9	-6,1	-9,8	-3,0	-39,0	-6,8	0	0	-6,5	-71,2
Misto	1	5	9	50		3	3	71	3,2	48,0	78,1	223,0		26,5	51,0	429,8	0	0	-2,0	-8,2		0	0	-10,2	
Misto con interrompibili		5	4	12				21		32,1	8,0	126,5				166,6	-1,5	0	0					-1,5	
Prelievo		7	3	10				20		17,3	7,8	45,2				70,3	0	-2,1	0					-2,1	
Prelievo con interrompibili		1		2				3		20,0		2,5				22,5	0		0					0	
<b>Potenza abilitata a salire</b>	<b>Numero UVAM</b>								<b>Potenza abilitata a salire [MW]</b>								<b>Potenza abilitata a scendere [MW]</b>								
1MW≤Pmax<2MW		4	4	31		2	2	43		4,2	4,9	41,08		2,7	3,0	55,8		0	0	-1,2		0	0	-1,2	
2MW≤Pmax<5MW	1	6	10	41				58	3,2	20,57	27,2	133,6				184,5	0	-4,5	-7,1	-13,4				-25	
5MW≤Pmax<10MW	1	6	4	24	1	1	1	38	6,1	32,4	29,24	161,3	6,8	5	6,5	247,3	-6,1	-5,3	0	-18,1	-6,8	0	-6,5	-42,8	
10MW≤Pmax<20MW		3		9				12		33,0		111,7				144,7	-1,5		-14,5					-16	
Pmax>20MW		2	2	4		1	1	10		42,0	42,8	116,0		20,0	48,0	268,8	0	0	0			0	0	0	
<b>Potenza abilitata a scendere</b>	<b>Numero UVAM</b>								<b>Potenza abilitata a salire [MW]</b>								<b>Potenza abilitata a scendere [MW]</b>								
Pmin=0MW	1	18	17	100		4	3	143	3,2	112,4	96,44	515,8		27,7	51,0	806,4	0	0	0	0		0	0	0	
1MW≤Pmin<2MW		1		1				2		10,0		1,2				11,2		-1,5		-1,2				-2,7	
2MW≤Pmin<5MW		1	3	4				8		4,5	7,7	13,4				25,6		-4,5	-7,1	-13,4				-25	
5MW≤Pmin<10MW	1	1		3	1		1	7	6,1	5,3		18,72	6,8		6,5	43,42	-6,1	-5,3		-18,1	-6,8		-6,5	-42,8	
10MW≤Pmin<20MW				1				1				14,5				14,5				-14,5				-14,5	
<b>Totale complessivo</b>	<b>2</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>109</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>161</b>	<b>9,3</b>	<b>132,2</b>	<b>104,1</b>	<b>563,6</b>	<b>6,8</b>	<b>27,7</b>	<b>57,5</b>	<b>901,2</b>	<b>-6,1</b>	<b>-11,3</b>	<b>-7,1</b>	<b>-47,2</b>	<b>-6,8</b>	<b>0</b>	<b>-6,5</b>	<b>-85</b>	

Tabella 1: Composizione delle UVAM

	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	TOT
<b>AT</b>								
Accumulo				1				1
Consumo		8	5	27		2	3	45
Idroelettrico		3		27	1		1	32
Solare	1	1	1	1				3
Termico		5	4	12		2		23
Termico rinnovabile							4	4
<b>MT</b>								
Consumo	3	25	15	84		4	2	133
Idroelettrico	1	5	5	23	1	1		36
Solare	1	6	1	18		2	1	29
Termico	3	8	9	73			1	94
Termico rinnovabile		1		1				2
<b>BT</b>								
Consumo			338	1582				1920
Solare			338	1582				1920
<b>Totale Complessivo</b>	<b>8</b>	<b>62</b>	<b>716</b>	<b>3431</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>4242</b>

Tabella 2: Tipologia e livello di tensione delle UP e UC aggregate in UVAM

Si osserva che:

- le UVAM risultavano essere localizzate prevalentemente in zona di offerta Nord; in tale zona si trovavano il 68% delle UVAM, per il 63% della potenza abilitata a salire ed il 56% della potenza abilitata a scendere;
- le UVAM erano abilitate alla fornitura di una potenza di regolazione pari a 901 MW a salire (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 48 MW) e 85 MW a scendere (per potenze variabili tra 1,2 MW e 14,5 MW);
- la maggior parte delle UVAM (86,3%) presentava una potenza abilitata a salire inferiore ai 10 MW;
- l'88,8% delle UVAM erano abilitate esclusivamente a salire; per tutte le zone (escluse la Calabria e la Sardegna, che tuttavia contavano complessivamente 3 UVAM) il terzo

quartile della distribuzione di potenza a scendere era pari a zero, mettendo in luce come l'esclusiva abilitazione a salire fosse un aspetto che riguardava più dei tre quarti delle UVAM su tutto il territorio nazionale;

- le UVAM erano prevalentemente miste (includevano sia unità di produzione sia unità di consumo);
- le unità di produzione in termini numerici erano prevalentemente fotovoltaiche di piccole dimensioni;
- in BT erano connesse circa il 90% delle unità;
- in termini numerici, le unità di consumo e di produzione erano piuttosto bilanciate (2.098 e 2.144 rispettivamente).

La dimensione media degli aggregati era in crescita negli anni: ogni UVAM includeva mediamente 26,3 unità (al 31 dicembre 2023 risultavano 13,4 unità per UVAM). Tuttavia, le dimensioni rimanevano limitate e solo 5 superavano dieci unità (4 UVAM erano invece caratterizzate da più di 600 unità). Inoltre, 53 UVAM erano costituite da un'unica unità (di cui 37 costituite solo da una unità di produzione e le rimanenti costituite solo da una unità di consumo). Infine, 67 UVAM erano caratterizzate da un unico punto di connessione sotto il quale, nel caso delle UVAM-B, erano presenti più unità (53 UVAM-A e 14 UVAM-B).

Le UVAM erano gestite da 18 BSP; tuttavia, i volumi sottesi non erano uniformemente distribuiti. Due soli BSP gestivano il 57,6% della potenza abilitata a salire ed il 4,7% delle unità coinvolte nelle UVAM, mentre un terzo BSP aggregava da solo il 90,9% delle unità coinvolte in UVAM, gestendo l'8% della potenza abilitata a salire.

Le UVAM classificate come "miste" contenevano almeno un punto di connessione a cui erano collegate contemporaneamente almeno un'unità di consumo ed un'unità di produzione; erano pertanto in grado di modulare i propri prelievi di energia elettrica, fornendo riserva a salire, senza necessariamente ridurre i consumi interni che potevano essere coperti tramite un aumento della produzione in sito.

All'interno delle UVAM non erano tipicamente presenti (o lo erano in misura limitata) gli impianti per i quali venivano erogati strumenti incentivanti correlati all'energia elettrica effettivamente prodotta o immessa in rete: tali strumenti incentivanti inducevano i produttori a massimizzare la propria produzione, rendendoli poco propensi a presentare offerte sul MSD (offerte che, nel caso di impianti alimentati da fonti non programmabili, sarebbero state tendenzialmente a scendere e che, quindi, se accettate, avrebbero comportato una riduzione dell'energia elettrica immessa in rete).

*Esiti delle procedure per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento a partire da gennaio 2023*

Per quanto riguarda la contrattualizzazione a termine delle UVAM, sulla base delle informazioni disponibili, riportate in Tabella 3, si osserva che:

- in relazione ai prodotti annuali ed infrannuali (limitati al solo anno 2024):
  - non sono state svolte aste infrannuali;
  - per il 2024<sup>3</sup> è stata allocata solo una quota ridotta rispetto a quella disponibile, sia per il prodotto pomeridiano (meno del 25%) sia per il prodotto serale (meno del 5%). Il prezzo di assegnazione medio ponderato è risultato sempre pari a quello di riserva;
- in relazione ai prodotti mensili:
  - per quanto riguarda il prodotto pomeridiano, il fabbisogno non è mai stato interamente assegnato nell'anno 2023, con valori mediamente superiori in Area A, soprattutto nei mesi estivi (87% nei mesi di agosto e settembre), contro i valori massimi in Area B negli stessi mesi pari a 56%; per quanto riguarda l'anno 2024, il fabbisogno è stato interamente soddisfatto tra aprile e ottobre in area A, mentre in area B è risultato quasi interamente assegnato solo nel mese di ottobre. I prezzi di assegnazione medi ponderati sono risultati essere leggermente più alti in Area B (95% del prezzo di riserva considerando l'intero periodo ed il 93% relativamente al 2024, rispetto al 87% e 75% del prezzo di riserva registrati in Area A nei medesimi periodi);
  - per quanto riguarda il prodotto serale 1, relativo al periodo gennaio 2023 – ottobre 2023, il fabbisogno non è mai stato completamente assegnato; anche in questo caso si rileva una maggiore incidenza della quantità di potenza assegnata sul fabbisogno in Area A (valore medio 49% e valore massimo 56% riscontrato a giugno 2023) rispetto all'area B (valore medio 34% e valore massimo 41% riscontrato a marzo 2023). Il prezzo di assegnazione medio ponderato è risultato molto vicino a quello di riserva, con valori medi pari a 99% in Area A e 97% in Area B;
  - come osservato già negli anni precedenti, lo *strike price* più basso ha reso il prodotto serale 2, relativo al periodo gennaio 2023 – ottobre 2023, meno attrattivo rispetto a una partecipazione puramente "a mercato". Infatti, nel periodo gennaio 2023 – ottobre 2023, quasi tutte le aste sono andate deserte. Le sole aste che hanno visto la partecipazione di un operatore sono state a febbraio e a luglio 2023 per l'Area A e a febbraio 2023 per l'Area B, con potenze assegnate ridotte e premi pari allo *strike price*;
  - per quanto riguarda il prodotto serale unico, definito a seguito delle modifiche di cui alla deliberazione 366/2023/R/eel, e applicato per il periodo novembre 2023 – dicembre 2024, si rileva una quota assegnata sempre inferiore rispetto al fabbisogno, con valori massimi pari a 52% per l'Area A (settembre 2024) e a 18% per l'Area B (da luglio 2024 a settembre 2024). Il prezzo di assegnazione medio ponderato è risultato molto vicino a quello di riserva, con valori medi pari a 99% in Area A e 100% in Area B.

---

<sup>3</sup> Si ricorda che per l'anno 2023, ai sensi della deliberazione 702/2022/R/eel, non è stata prevista l'asta annuale.

Periodo di riferimento	Area di Assegnazione A						Area di Assegnazione B					
	Prodotto pomeridiano [MW]		Prodotto serale 1 [MW]		Prodotto serale 2 [MW]		Prodotto pomeridiano [MW]		Prodotto serale 1 [MW]		Prodotto serale 2 [MW]	
	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata
gen-23	160	72,4	320	132,3	320		40	20,2	80	31,2	80	
feb-23	160	78,7	320	133	320	6	40	12,2	80	23,2	80	8,5
mar-23	160	81,5	320	141	320		40	12,2	80	32,7	80	
apr-23	160	105,3	320	164,5	320		40	12,2	80	28,7	80	
mag-23	160	98,6	320	170,8	320		40	16,2	80	28,7	80	
giu-23	160	105	320	177,6	320		40	17,2	80	20,2	80	
lug-23	160	126,9	320	166,2	320	6	40	22,2	80	29,2	80	
ago-23	160	139,6	320	168	320		40	22,2	80	29,2	80	
set-23	160	139,4	320	165,7	320		40	22,2	80	31,2	80	
ott-23	160	120,4	320	152,7	320		40	12,2	80	18,1	80	
Periodo di riferimento	Prodotto pomeridiano [MW]		Prodotto serale [MW]				Prodotto pomeridiano [MW]		Prodotto serale [MW]			
	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata	Fabbisogno	Assegnata
nov-23	160	48,9	640	60,1			40	13	160	16,8		
dic-23	160	50,3	640	60,1			40	13	160	16,3		
gen-24	48	22,9	192	34,9			12	2,5	48	5,2		
feb-24	48	23,9	192	37,9			12	2,5	48	2,5		
mar-24	48	30,7	192	45,7			12	2,5	48	2,5		
apr-24	48	47,4	192	60,5			12	2,5	48	2,5		
mag-24	48	48	192	68,7			12	7,2	48	3		
giu-24	48	47,7	192	68,7			12	7,7	48	3,5		
lug-24	48	48	192	87,2			12	8,7	48	8,7		
ago-24	48	48	192	83,4			12	8,7	48	8,7		
set-24	48	48	192	99,5			12	8,7	48	8,7		
ott-24	48	48	192	95,6			12	11,7	48	7,5		
nov-24	48	44,5	192	73,4			12	6,5	48	6,5		
dic-24	48	41,8	192	68,5			12	6,5	48	6,5		
2024 - prodotto annuale	112	26,5	448	17,5			28	5,5	112	5,5		

**Tabella 3:** Esiti delle procedure per l’approvvigionamento dei prodotti a termine

Alla data del 31 dicembre 2024, 27 UVAM erano contrattualizzate a termine per il servizio di bilanciamento a salire per almeno uno dei prodotti proposti, per una potenza complessivamente abilitata a salire di 132 MW.

In merito all’effettiva disponibilità delle risorse contrattualizzate a termine per il periodo di osservazione gennaio 2023 – dicembre 2024, si evidenzia la mancata disponibilità del 39,1% della capacità contrattualizzata, comportando un’effettiva erogazione a titolo di corrispettivo fisso, pari a 6,2 milioni di euro a fronte dei 11,2 milioni di euro teorici derivanti dalla contrattualizzazione.

#### *Risultati della partecipazione al MSD nel periodo 1 gennaio 2023 – 31 dicembre 2024*

Per quanto riguarda l’effettiva partecipazione delle UVAM al MSD, in termini di offerte presentate e di offerte selezionate per il servizio a salire, risulta quanto segue in relazione al periodo 1 gennaio 2023 – 31 dicembre 2024 (si rimanda alle precedenti Relazioni per i periodi antecedenti):

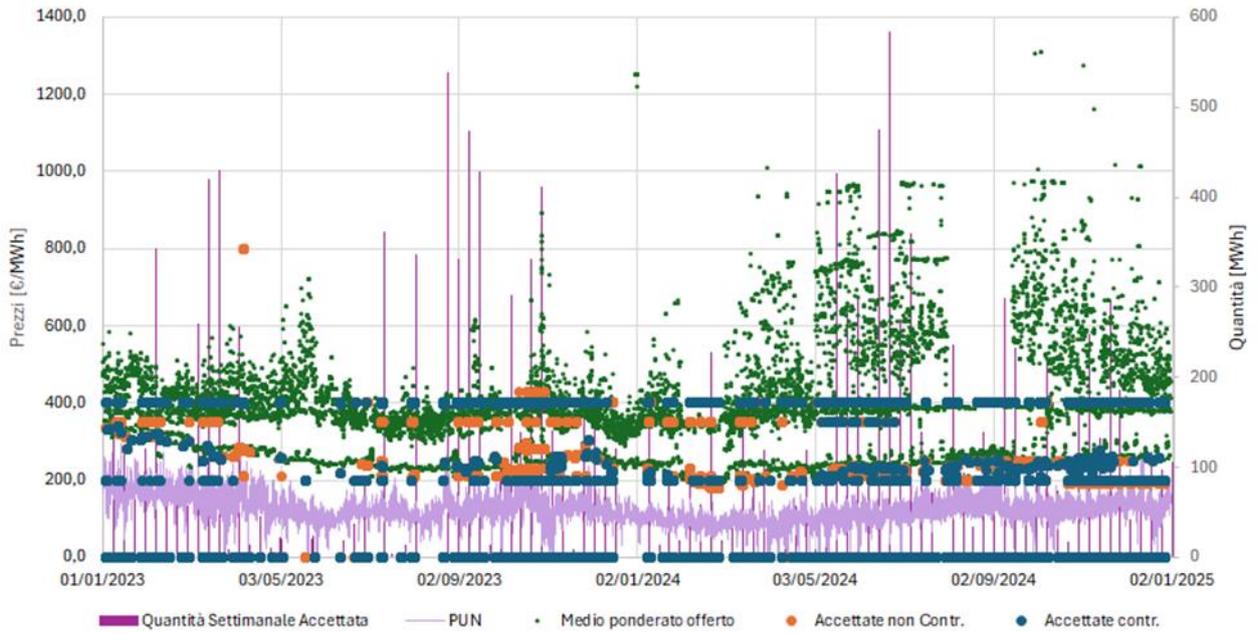
- guardando all’evoluzione temporale dei prezzi offerti in Figura 1, emerge una forte correlazione tra i prezzi offerti a salire e il PUN. Si osserva, in generale, una riduzione dei prezzi rispetto alla precedente relazione, legata a una riduzione dei valori del PUN dopo i massimi storici del 2022. Il valore massimo si è registrato il 7/4/2023 tra le 22:00 e le 23:59 (periodo non oggetto di contrattualizzazione) quando sono state accettate offerte a salire per 800 €/MWh. Risulta interessante notare come, a partire da novembre 2023, in seguito

all'introduzione del nuovo Regolamento e alla modifica della valorizzazione dello *strike price*, si sia assistito ad un aumento del prezzo medio ponderato offerto: non si assiste comunque a variazioni significative in termini di prezzi relativi alle offerte accettate rispetto al 2023;

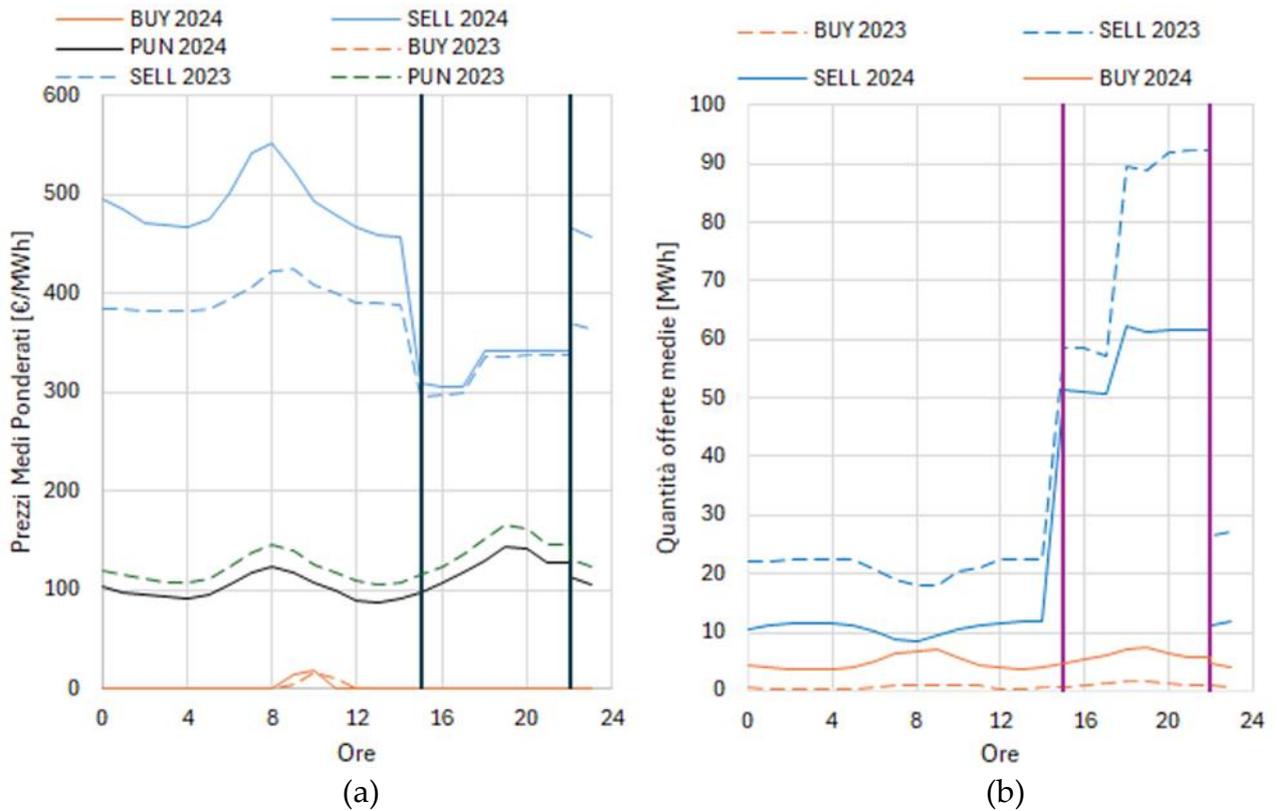
- le offerte a salire accettate da Terna hanno rappresentato il 2,7% delle quantità offerte in MWh; i volumi accettati nel 2023 sono stati 6.881 MWh, nel 2024 sono stati 6.571 MWh; il prezzo medio ponderato delle offerte a salire è stato 320,2 €/MWh;
- le offerte a salire presentate dai BSP sono state caratterizzate da prezzi molto elevati, il che ha ridotto la probabilità che esse fossero selezionate da Terna. Più in dettaglio, dalla Figura 2a, si nota che il prezzo medio delle offerte per il servizio a salire è stato sempre superiore a 350 €/MWh, ad eccezione delle ore per le quali sono stati contrattualizzati i prodotti pomeridiano e serali; in queste ore il prezzo medio è significativamente ribassato dalle UVAM con vincolo di offerta al di sotto dello *strike price*;
- nelle ore non soggette a vincoli contrattuali, l'operatività esclusivamente a mercato è risultata essere meno attrattiva: si assiste infatti ad una significativa riduzione delle quantità offerte. Nel 2023, contro una media di 21,9 MWh/h offerti negli altri periodi, sono stati offerti 58,1 MWh/h tra le 15 e le 17:59 (periodo oggetto di contrattualizzazione del prodotto pomeridiano) e 90,6 MWh/h tra le 18 e le 21:59 (periodo oggetto di contrattualizzazione per i prodotti serale 1 e serale 2 sino al 31 ottobre 2023 e per l'unico prodotto serale a decorrere da novembre 2023). A seguito del nuovo Regolamento, si osserva nel 2024, per i medesimi periodi, una riduzione delle quantità medie offerte nelle ore relative al prodotto serale. Infatti, contro una media di 10,8 MWh/h offerti negli altri periodi, sono stati offerti 51,1 MWh/h tra le 15 e le 17:59 e 61,6 MWh/h tra le 18 e le 21:59;
- dall'esame della Figura 3 si osserva, a fronte di quantità accettate complessivamente simili nel 2023 e nel 2024, un aumento dell'attività da parte di UVAM contrattualizzate nel 2024 rispetto al 2023, mentre le offerte accettate presentate da UVAM non contrattualizzate hanno rappresentato circa un quarto (24,3%, contro il 37,6% nel 2023) delle offerte complessivamente accettate<sup>4</sup>.

---

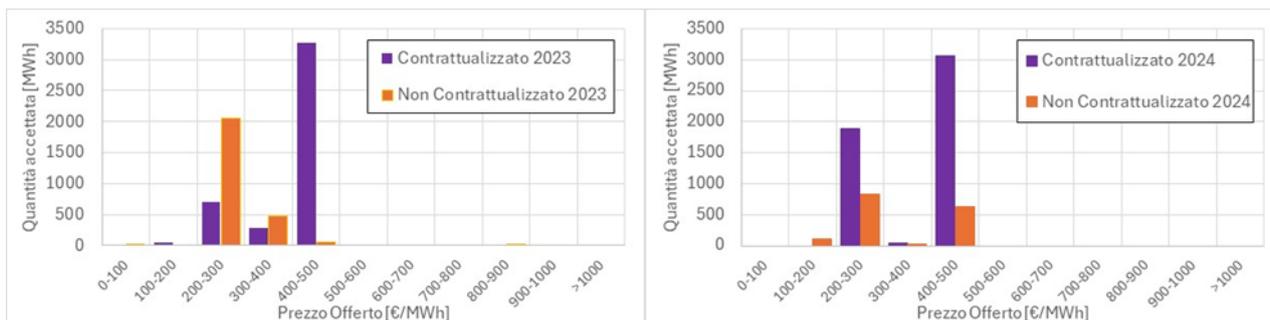
<sup>4</sup> Per maggiore semplicità l'analisi si limita a verificare se al momento dell'offerta l'UVAM fosse o meno contrattualizzata e non anche se lo fosse stata in passato



**Figura 1:** Quantità offerte in vendita, quantità accettate e media, su base oraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte o accettate)



**Figura 2:** Prezzo (a) e Quantità (b) medi orari offerti sul MSD; le linee nere e viola delimitano i periodi oggetto di contrattualizzazione dei prodotti pomeridiano e serali



**Figura 3:** Prezzi e quantità accettate nel 2023 e 2024

Per quanto riguarda l'effettiva partecipazione delle UVAM al MSD, in termini di offerte presentate e di offerte selezionate per il servizio a scendere, dalle Figure 4 e 2b, risulta quanto segue in relazione al periodo 1 gennaio 2023 – 31 dicembre 2024:

- il prezzo medio ponderato per le offerte presentate a scendere è stato di circa 1,6 €/MWh nel 2023 e 1,8 €/MWh nel 2024. Non essendo la potenza a scendere oggetto di contrattualizzazione non si osserva la medesima dipendenza oraria osservata per i prezzi a salire, nonostante il prezzo risulti in genere più alto nelle ore diurne;
- le offerte di acquisto accettate da Terna per il servizio a scendere hanno rappresentato lo 0,42% delle quantità offerte in MWh<sup>5</sup>; i volumi accettati nel 2023 sono stati 13 MWh, nel 2024 sono stati 205 MWh.



**Figura 4:** Quantità offerte in acquisto, quantità accettate e media, su base oraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte o accettate)

<sup>5</sup> Escludendo le offerte accettate fuori dall'ordine di merito economico nell'ambito ai test di affidabilità.

In relazione ai test di affidabilità, introdotti già dalla deliberazione 70/2021/R/eel, si evidenzia che Terna nel periodo di interesse (1 gennaio 2023 – 31 dicembre 2024) ha effettuato test in tutti i mesi ad eccezione di luglio 2023, novembre 2024 e dicembre 2024 per un totale di 212 test nel 2023 e 285 test nel 2024 (prevalentemente nel primo semestre). Il 61,6% (306) dei test effettuati ha avuto esito positivo<sup>6</sup> con un livello medio di performance del 95,6%, mentre i restanti hanno avuto esito negativo con performance media pari a 32,3% (70 test si sono conclusi con performance dello 0%). Non si notano tendenze particolarmente marcate nei risultati secondo i mesi analizzati. In caso di esito negativo di tre test, anche non consecutivi, in un anno, l'UVAM è stata disabilitata dal MSD con decorrenza dal primo giorno del mese successivo a quello di svolgimento del terzo test di affidabilità con esito negativo e, se presente, è stato risolto il relativo contratto a termine.

Per quanto riguarda l'affidabilità delle UVAM selezionate si rileva che complessivamente, in relazione al periodo 1 gennaio 2023 – 31 dicembre 2024, è stato riscontrato un indice di *performance* medio delle UVAM (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate) pari al 79,6% (esclusi i test di affidabilità).

Infine, nel corso del 2024<sup>7</sup> Terna ha risolto parzialmente il contratto a termine UVAM stipulato con 4 BSP per complessivi 46,6 MW, a fronte di una potenza complessiva contrattualizzata nell'anno dai medesimi BSP pari a 55 MW. Le risoluzioni sono state dovute a:

- mancato superamento della verifica del rispetto degli obblighi di offerta, per complessivi 3,7 MW;
- mancata fornitura di almeno il 70% del volume di energia richiesto tramite ordini di dispacciamento, diversi dai test di affidabilità, per almeno 5 volte nell'anno per complessivi 39,9 MW;
- l'esito negativo dei test di affidabilità, per complessivi 3 MW, che ha comportato anche la dequalifica dal MSD per 2,2 MW.

### *Evoluzione storica delle UVAM*

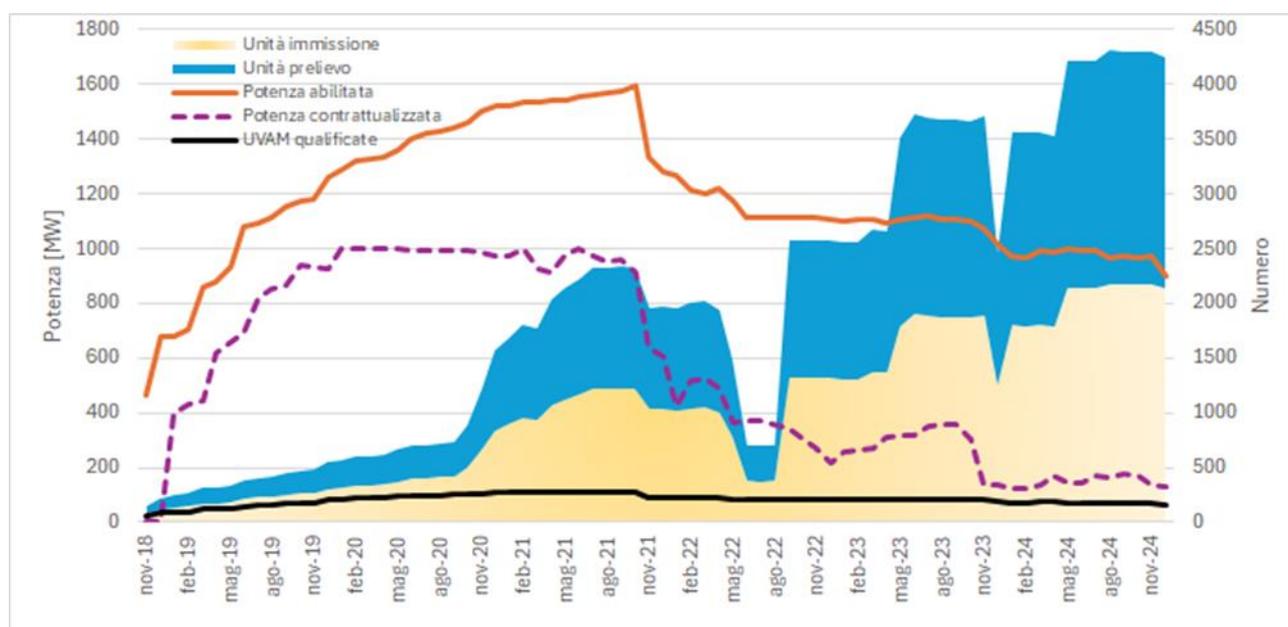
In questo paragrafo si analizza la consistenza delle UVAM, nella sua evoluzione storica, a partire dal 1 novembre 2018, data di avvio del progetto pilota relativo alle UVAM. In particolare, come si può osservare in [Figura 5](#), fino ad ottobre 2020 si è assistito ad una costante crescita sia del numero delle UVAM che delle unità di produzione e consumo coinvolte. Queste sono state sempre in numero simile tra loro con una leggera prevalenza

---

<sup>6</sup> I test di affidabilità hanno l'obiettivo di verificare l'effettiva erogazione dei servizi ancillari nelle quantità richieste. L'esito del test è considerato positivo qualora il livello di performance risulti superiore al 90%. I test di affidabilità si differenziano dalle verifiche di disponibilità che assumono rilievo solo nel caso delle UVAM contrattualizzate a termine e hanno la finalità di verificare la disponibilità di potenza modulabile utilizzabile all'occorrenza, non l'effettiva erogazione dei servizi.

<sup>7</sup> Nel corso del 2023, invece, non vi sono state risoluzioni contrattuali considerato che sono stati allocati esclusivamente prodotti mensili.

delle unità di immissione. A partire da ottobre 2020, si è assistito ad una forte crescita delle unità sottese e a un aumento della dimensione media degli aggregati. A partire da novembre 2021, il numero di UVAM è calato a seguito dei test di affidabilità introdotti dalla deliberazione 70/2021/R/eel (tra ottobre e novembre 2021 Terna ha effettuato 282 test, il 60% dei quali ha avuto esito negativo). Il numero delle UVAM si è quindi stabilizzato poco al di sopra delle 200 unità nel 2022 e nel 2023. Successivamente, da novembre 2023, a seguito dell'entrata in vigore del Regolamento approvato dalla deliberazione 366/2023/R/eel, il numero delle UVAM si è nuovamente ridotto sino ad arrivare a circa 160 unità al 31 dicembre 2024. Per quanto riguarda il numero di unità coinvolte, si è assistito ad una forte variabilità nell'arco del 2022, seguita da un aumento negli anni 2023 e 2024, da imputarsi alla dequalifica o all'abilitazione di aggregati con un elevato numero di unità sottese.



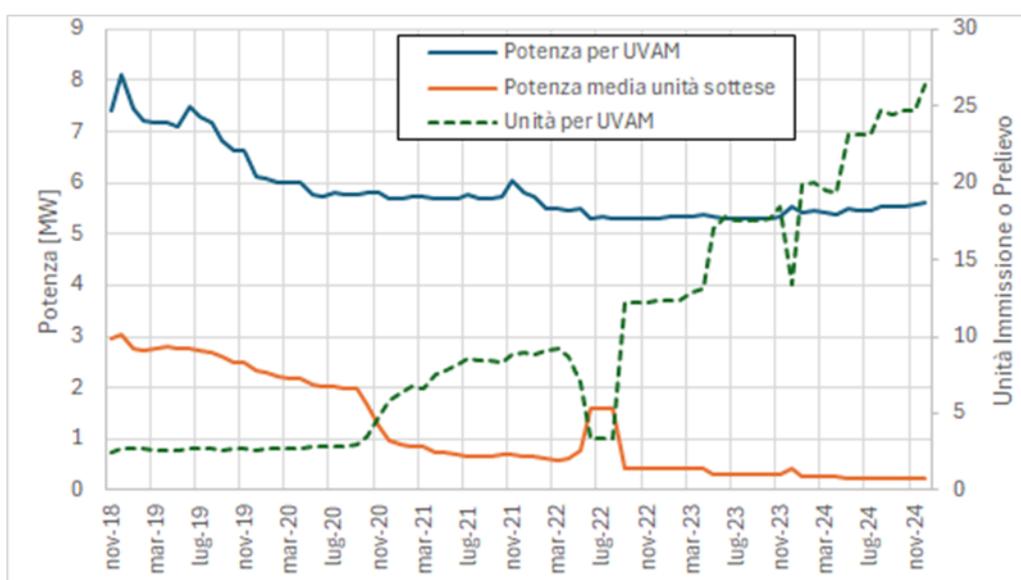
**Figura 5:** Andamento storico numero di UVAM, unità di immissione e prelievo, potenza abilitata e potenza contrattualizzata

La potenza massima abilitata segue un andamento del tutto analogo al numero del UVAM, mostrando una crescita fino al picco raggiunto ad ottobre 2021 (1.594 MW), per poi attenuarsi negli ultimi anni del progetto, passando da 1.108 MW a fine 2022, a 1.016 MW da dicembre 2023 (a causa del ridimensionamento del parco di UVAM di un BSP dovuto a una dequalifica) e infine a 901 MW a fine 2024.

Andamento diverso caratterizza la potenza contrattualizzata che raggiunge 999 MW (il massimo contrattualizzabile era pari a 1000 MW) a gennaio 2020 per poi stabilizzarsi ed iniziare a ridursi da ottobre 2021; da allora la potenza contrattualizzata ha mostrato un calo più marcato rispetto alla potenza abilitata, soprattutto negli anni 2022 e 2023, per poi

stabilizzarsi nel 2024<sup>8</sup>. In termini percentuali, a fine 2024 la potenza contrattualizzata valeva circa il 15% della potenza abilitata, frazione significativamente inferiore rispetto al picco storico (80% ad ottobre 2019).

La Figura 6 mostra più nel dettaglio l'evoluzione dei dati medi per UVAM. La potenza abilitata mostra un trend leggermente discendente stabilizzandosi poco al di sopra dei 5 MW. Al contrario, a meno delle oscillazioni precedentemente descritte, il numero di unità sottese ha iniziato a crescere significativamente da ottobre 2020, fino a raggiungere 26,3 unità a fine 2024. Conseguentemente, la potenza abilitata media delle unità coinvolte si è ridotta passando da 3 MW a 0,2 MW.



**Figura 6:** Andamento storico dei valori medi calcolati su tutte le UVAM esistenti in ogni periodo

### 2.1.2 Il progetto pilota UPR

Con la deliberazione 383/2018/R/eel, è stato approvato il regolamento del progetto pilota volto a sperimentare la partecipazione volontaria al MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e non già incluse nelle UVA (di seguito: UPR). Tale progetto pilota è stato avviato a partire dall'1 settembre 2018.

La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento era il BSP che, in questo caso, coincideva necessariamente con il BRP (ossia con l'allora utente del dispacciamento).

<sup>8</sup> Si deve precisare che, nella presente analisi, il dato di potenza contrattualizzata è ottenuto sommando i valori di potenza di tutti i contratti attivi in un certo periodo. Ad esempio, se un'UVAM ha potenza abilitata 1 MW ed un contratto attivo di 1 MW per prodotto pomeridiano e 1 MW per un prodotto serale, la potenza contrattualizzata è pari a 2 MW. Pertanto, il dato di potenza contrattualizzata non può essere confrontato direttamente con la potenza abilitata.

Le UPR, per essere ammesse al progetto pilota, dovevano disporre di una capacità di modulazione (a salire o a scendere) di almeno 5 MW e potevano essere abilitate a fornire risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva secondaria, per la riserva terziaria rotante e di sostituzione e per il bilanciamento. Ai fini dell'erogazione dei richiamati servizi, ad eccezione della riserva terziaria di sostituzione, le UPR dovevano essere in grado di modulare, a salire o a scendere, la propria immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, invece, le UPR dovevano essere in grado di variare la propria immissione entro 120 minuti dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore consecutive. Con la deliberazione 215/2021/R/eel è stata prevista la possibilità, per le UPR, di erogare anche la riserva secondaria; a tal fine, la semi-banda a salire e/o a scendere è pari 1 MW.

I servizi resi dalle UPR erano remunerati solo tramite la normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sul MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

Al 31 dicembre 2024 risultava abilitata una unica UPR, alimentata dalla fonte idrica (impianto idroelettrico a bacino), in quanto l'altra UP (ciclo combinato a gas non obbligatoriamente abilitato) precedentemente abilitata aveva terminato la partecipazione al progetto a febbraio 2023 a fronte dell'abilitazione al MSD ai sensi del Codice di rete di Terna.

In relazione ai periodi di osservazione (2023 e 2024) le UPR sono state utilizzate per erogare il servizio di bilanciamento a salire in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 4.046 MWh (2023) e 3.258 MWh (2024), pari allo 0,7% (2023) e 0,7% (2024) delle quantità offerte, ad un prezzo medio ponderato di 213,4 €/MWh (2023) e 227,2 €/MWh (2024): il prezzo medio ponderato delle offerte presentate a salire è stato pari a 189,5 €/MWh (2023) e 179,4 €/MWh (2024).

Le UPR sono anche state utilizzate per erogare il servizio di bilanciamento a scendere in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 194 MWh (2023) e 5 MWh (2024), pari al 1,7% (2023) e 0,1% (2024) delle quantità offerte, ad un prezzo medio ponderato di 46,0 €/MWh (2023) e 0 €/MWh (2024): il prezzo medio ponderato delle offerte presentate a scendere è stato pari a 12,1 €/MWh (2023) e 0 €/MWh (2024).

Nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un elevato grado di affidabilità delle UPR, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari al 93% (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate).

### 2.1.3 Sperimentazione delle modalità di coordinamento tra Terna e i DSO

L'incremento della generazione diffusa e la crescente partecipazione delle risorse di flessibilità al MSD tramite i BSP hanno evidenziato potenziali interferenze tra l'esercizio della rete di trasmissione e quello delle reti di distribuzione. In particolare, una movimentazione richiesta da Terna a una UVAM sul MSD potrebbe causare problemi di esercizio alla rete di distribuzione cui le risorse sottese all'UVAM sono connesse.

Il regolamento UVAM prevedeva, tuttavia, solo una verifica statica da parte del DSO al momento del processo di verifica e validazione dell'UVAM. In particolare, il DSO era tenuto a validare ciascun punto di immissione o prelievo inserito in una UVAM dal BSP, indicando anche gli eventuali limiti tecnici operativi entro cui il punto poteva fornire servizi ancillari nell'ambito del MSD (in termini di capacità di modulare in incremento e/o decremento la potenza immessa o prelevata) ai fini dell'inclusione all'interno dell'UVAM. Il DSO poteva anche rifiutare la validazione del punto, fornendo adeguata giustificazione, e, in tal caso, il BSP doveva escludere tale punto dall'UVAM.

Al fine di permettere ai DSO interessati una verifica anche dinamica dell'impatto sulle proprie reti delle movimentazioni che Terna avrebbe potuto richiedere nell'ambito del MSD, con la deliberazione 484/2023/R/eel l'Autorità ha approvato il regolamento, predisposto da Terna, recante le modalità di coordinamento dinamico tra Terna stessa e le imprese distributrici per la gestione delle risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione.

Più nel dettaglio, il regolamento prevede:

- la partecipazione dei DSO su base volontaria in aree di interesse costituite da un insieme dei cosiddetti "perimetri DSO", cioè singoli nodi della rete di distribuzione o insieme di nodi per il quale il DSO ha la facoltà di esprimere un vincolo di rete locale (pari alla massima potenza residua, detta "*capability*", che il perimetro DSO può scambiare "a salire" e/o "a scendere");
- la partecipazione obbligatoria delle risorse di flessibilità incluse all'interno dell'area di interesse;
- la verifica a cura dei DSO dell'abilitazione e delle eventuali movimentazioni richieste da Terna nell'ambito del MSD all'interno delle loro aree di interesse tramite una duplice logica a semaforo:
  - *static traffic light*: in sede di abilitazione all'erogazione dei servizi ancillari globali, il DSO può indicare l'assenza (colore verde) o la presenza di limitazioni tecniche (colore giallo) all'abilitazione di una risorsa oppure può rifiutare l'abilitazione (colore rosso), analogamente a quanto già previsto fin dall'inizio per il progetto pilota UVAM;
  - *dynamic traffic light*: per ciascun periodo di consegna, il DSO, in tempo utile per la presentazione delle offerte da parte del BSP, effettua una verifica sulla capacità di modulazione complessiva delle risorse di flessibilità connesse a ciascun perimetro DSO, consentendone la piena movimentazione della potenza qualificata (colore

verde) o una movimentazione parziale (colore giallo), indicando la *capability* associata al perimetro, oppure impedendo la movimentazione con adeguata giustificazione (colore rosso); tali informazioni sono condivise con Terna e i BSP;

- in sede di presentazione delle offerte sul MSD, l'indicazione da parte dei BSP della quota del volume di offerta relativa alle risorse di flessibilità ricadenti in ciascun perimetro DSO caratterizzato da un *dynamic traffic light* di colore giallo o rosso;
- in sede di risoluzione del MSD, l'attivazione delle offerte da parte di Terna compatibilmente con gli eventuali limiti imposti dai DSO tramite *dynamic traffic light*<sup>9</sup>.

La sperimentazione delle modalità di coordinamento tra Terna e i DSO al 31 dicembre 2024 non era ancora stata avviata, in quanto l'unica richiesta di partecipazione pervenuta nel 2024 (da parte di e-distribuzione) è stata accettata da Terna solamente a novembre 2024 e al 31 dicembre 2024 erano in corso gli sviluppi informatici per l'implementazione dei flussi di scambio dati necessari al coordinamento dinamico tra Terna ed e-distribuzione

## 2.2. Introduzione sperimentale di nuovi servizi ancillari

Con la deliberazione 200/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato il regolamento del progetto pilota, predisposto da Terna, relativo alla fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza. Tale nuovo servizio si rende necessario, alla luce degli scenari prospettici definiti nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC), per gestire le conseguenze della diminuzione attesa di inerzia, dovuta alla riduzione di impianti di produzione dotati di macchine rotanti (in particolare quelle movimentate da masse di vapore che fuoriescono dalle caldaie) e al contestuale aumento di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili dotati di elementi statici quali gli inverter.

Il nuovo servizio, caratterizzato da tempi di risposta estremamente rapidi al fine di contenere l'inasprimento delle variazioni di frequenza, non è in sostituzione alla regolazione primaria, ma è un servizio diverso e coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema elettrico nel contesto futuro prospettato nel PNIEC.

Più nel dettaglio, il nuovo servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza consiste nel:

- fornire una risposta continua ed automatica all'errore di frequenza in rete (in termini di scostamento dal valore nominale di 50 Hz) entro 1 secondo dall'evento che ha

---

<sup>9</sup> In particolare:

- in presenza di *dynamic traffic light* di colore verde, l'offerta viene integralmente passata sul MSD;
- in presenza di *dynamic traffic light* di colore rosso, la quantità offerta viene decurtata della quota indicata dai BSP in quanto nessuna movimentazione è consentita su detto perimetro;
- in presenza di *dynamic traffic light* di colore giallo, Terna verifica che la somma delle quote indicate da tutti i BSP non ecceda la *capability* del perimetro e, in caso contrario, provvede a correggere le offerte presentate dai BSP secondo criteri di merito economico, riducendo prioritariamente le offerte a salire (scendere) caratterizzate dal prezzo più alto (più basso); in caso di pari offerta economica, la riduzione avviene pro-quota.

determinato l'attivazione del servizio oppure in risposta a una variazione di set-point inviata da Terna e con un tempo di avviamento non superiore a 300 millisecondi;

- mantenere il valore di potenza richiesto per almeno 30 secondi continuativi e successivamente eseguire una de-rampa lineare fino ad annullare in 5 minuti il contributo attivato.

Esso è erogato dalle cosiddette "Fast Reserve Unit" (FRU) che sono costituite da singoli dispositivi o aggregati di dispositivi<sup>10</sup> (nel caso in cui siano costituite da aggregati di dispositivi, devono avere un perimetro di aggregazione non più esteso della zona di mercato) e devono rendere disponibile un valore di potenza (a salire e a scendere) pari ad almeno 5 MW e non superiore a 25 MW.

Le FRU ammesse alla sperimentazione sono state selezionate tramite procedura concorsuale e contrattualizzate a termine. La procedura concorsuale, basata su un meccanismo di asta al ribasso, prevedeva una remunerazione di tipo *pay as bid*, rispetto ad un prezzo di riserva posto pari a 80.000 €/MW/anno da riconoscere per la durata del contratto, pari a 5 anni (1 gennaio 2023 – 31 dicembre 2027). Gli assegnatari in esito della procedura concorsuale si sono impegnati a rendere disponibile la "Potenza Assegnata" (cioè la potenza selezionata in esito alla procedura concorsuale) per 1000 ore annue identificate da Terna.

In esito all'asta sono state contrattualizzate 23 FRU nella titolarità di 17 operatori per un quantitativo complessivo di circa 250 MW, così ripartito:

- 118,2 MW al Centro Nord a un prezzo medio ponderato di assegnazione di circa 23.500 €/MW/anno;
- 101,7 MW al Centro Sud a un prezzo medio ponderato di assegnazione di circa 27.300 €/MW/anno;
- 30 MW in Sardegna ad un prezzo medio ponderato di assegnazione di circa 61.000 €/MW/anno.

In tutti i casi sono stati registrati prezzi molto inferiori rispetto al prezzo di riserva pari a 80.000 €/MW/anno.

Si segnala, tuttavia, che per 6 FRU è stato risolto il contratto, per un totale di 52 MW assegnati, a causa:

- per 3 FRU (22 MW), del mancato ottenimento autorizzativo (risoluzione nel mese di luglio 2022);
- per 2 FRU (10 MW), del mancato riconoscimento delle cause di forza maggiore (risoluzione nel mese di luglio 2023);
- per 1 FRU (20 MW), della rinuncia dell'operatore all'iniziativa (risoluzione nel mese di gennaio 2024).

---

<sup>10</sup> dove per "dispositivo" si intende una unità di produzione stand alone, o una unità di produzione che condivide il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, o una unità di consumo (ad eccezione di quelle che prestano il servizio di interrompibilità), o un sistema di accumulo. Non possono rientrare anche le unità qualificate alle procedure concorsuali del mercato della capacità.

Inoltre, solo una FRU ha avviato il servizio alla data prevista dal Regolamento (gennaio 2023), mentre 15 FRU hanno avviato il servizio in data successiva a causa di ritardi riconducibili all'emergenza sanitaria Covid-19, al conflitto russo-ucraino e ai conseguenti ritardi nella catena di approvvigionamento. In tali casi, laddove, sulla base delle dichiarazioni rese dagli operatori e della documentazione fornita a supporto, è emersa la non imputabilità del ritardo agli operatori, è stata riconosciuta la causa di forza maggiore, fermo restando che la regolazione economica è stata attivata a partire dalla data effettiva di entrata in esercizio e il termine finale del contratto (31 dicembre 2027) non è stato prorogato. L'effettiva data di avvio del servizio di tali FRU, pertanto, varia da giugno 2023 sino a marzo 2025, con 11 FRU entrate in esercizio nel corso del 2023, 3 FRU nel corso del 2024 e 2 FRU nel corso del 2025 (fino al mese di marzo). In aggiunta, si segnala che, ad oggi, una FRU non ha ancora avviato la fornitura.

Per quanto riguarda l'andamento della sperimentazione, si evidenzia che:

- per 7 delle 11 FRU attive nel 2023 e 10 delle 14 FRU attive nel 2024, le verifiche relative all'erogazione del servizio previste dal Regolamento del progetto pilota hanno avuto esito negativo<sup>11</sup>;
- per 4 delle 14 FRU attive nel 2024 le verifiche relative alla disponibilità del servizio previste dal Regolamento del progetto pilota hanno avuto esito negativo<sup>12</sup> (nel 2023, invece, per nessuna FRU è stato superato il numero di ore di mancata disponibilità).

Ciononostante, considerando il carattere innovativo della sperimentazione, nonché l'interesse di Terna stesso in tale progetto pilota, Terna non si è avvalsa della risoluzione contrattuale in quanto, dalle analisi condotte, è emerso che i principali inadempimenti sono stati determinati da:

- errata implementazione, da parte del titolare della FRU, dei requisiti del progetto pilota, in particolare per quanto riguarda alcune logiche di attivazione che, a seguito di confronto con gli operatori, sono state successivamente corrette;
- disservizi dovuti ad alcuni bug introdotti in fase di adeguamento ai requisiti tecnici previsti dall'Allegato A.79 del Codice di rete, anch'essi ad oggi superati;
- guasti accidentali che hanno comportato la temporanea disconnessione tra l'impianto e il sistema.

---

<sup>11</sup> Per ciascuna attivazione, Terna verifica che il valore della misura della potenza scambiata dalla FRU sia ricompreso in una fascia di tolleranza. Terna può avvalersi della risoluzione contrattuale qualora si verificano almeno cinque ore di disponibilità della FRU su base annua in cui il numero totale di campioni temporali per i quali la predetta verifica abbia dato esito positivo sia inferiore al 60% dei campioni temporali di verifica.

<sup>12</sup> Terna può avvalersi della risoluzione contrattuale nel caso in cui la verifica di disponibilità (che confronta la potenza mediamente resa disponibile in ciascuna ora di disponibilità e la potenza assegnata) dia esito inferiore al 95% della potenza assegnata per un numero superiore a 200 ore/anno.

Infine, la Tabella 4 riporta l'energia erogata (a salire e a scendere) e il numero di eventi di attivazione nel 2023 e nel 2024.

Anno	Energia per servizio a salire [MWh]	Energia per servizio a scendere [MWh]	N eventi ITA (continente+Sicilia)		N eventi SARD	
			Sovrafrequenza	Sottofrequenza	Sovrafrequenza	Sottofrequenza
2023	17.884,26	-30.055,86	491	659	222	24
2024	29.392,68	-54.467,63	629	586	373	44

**Tabella 4:** Volume di energia scambiata e numero di eventi di attivazione, anni 2023 e 2024

### 2.3. Sperimentazione dell'adeguamento di impianti di produzione esistenti per l'erogazione del servizio di regolazione di tensione

Con la deliberazione 321/2021/R/eel, l'Autorità ha approvato il regolamento, predisposto da Terna, relativo al progetto pilota per l'adeguamento di impianti "esistenti" ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631 (di seguito: Regolamento RfG)<sup>13</sup>, connessi alla rete di trasmissione nazionale, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione (gli impianti "nuovi" ai sensi di tale Regolamento, infatti, devono già essere tecnicamente in grado di regolare la tensione).

Tale progetto pilota è finalizzato a verificare la pluralità delle soluzioni tecnologiche esistenti ai fini della regolazione di tensione, a testare l'efficacia e l'affidabilità di tecnologie (anche basate su una fonte primaria di natura aleatoria) attualmente escluse dal servizio di regolazione di tensione, previo adeguamento impiantistico, nonché a raccogliere elementi utili ai fini dell'implementazione dell'analisi costi-benefici, prodromica all'estensione dell'applicazione di parti del RfG anche ai gruppi di generazione "esistenti".

Le risorse sono selezionate tramite una procedura concorsuale e contrattualizzate a termine: allo scopo vengono distinte due categorie impiantistiche (impianti eolici e/o fotovoltaici inverter-based e impianti con gruppi di generazione sincroni non già abilitati alla fornitura del servizio di regolazione di tensione) e sei aree d'assegnazione, definendo un fabbisogno per ciascuna categoria e area sulla base della consistenza dei quantitativi adeguabili. Ciò dovrebbe fare in modo che la sperimentazione sia significativa in aree dove il contributo è ritenuto efficace per le regolazioni e le esigenze del sistema e tale da garantire un esito concorrenziale delle procedure concorsuali.

Il periodo di consegna è pari a 39 mesi nel caso in cui la fornitura del servizio avvenga a partire dal dodicesimo mese successivo al mese di svolgimento della procedura, oppure 36

<sup>13</sup> Ai sensi del Regolamento RfG, un impianto di produzione è "esistente" (articolo 4, paragrafo 2) se:

- già connesso alla rete alla data di entrata in vigore del Regolamento stesso (17 maggio 2016); oppure
- il cui titolare abbia concluso un contratto finale e vincolante per l'acquisto dei macchinari di generazione principali entro due anni dall'entrata in vigore del Regolamento stesso (17 maggio 2018). Il titolare dell'impianto di generazione è tenuto a comunicare la conclusione del contratto al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO entro 30 mesi dall'entrata in vigore del Regolamento stesso.

mesi nel caso in cui la fornitura del servizio avvenga a partire dal quindicesimo mese successivo al mese di svolgimento della procedura. Fermo restando il termine del periodo di consegna, gli impianti hanno 12 mesi di tempo dall'inizio del periodo di consegna per avviare l'effettiva erogazione del servizio, pena la risoluzione del contratto.

I richiedenti sono selezionati sulla base di procedure concorsuali, di tipo *pay as bid*, escludendo le offerte caratterizzate da un prezzo superiore rispetto ad un prezzo di riserva definito da Terna. Quest'ultimo non viene reso pubblico affinché le offerte presentate siano con maggiore probabilità aderenti ai costi di adeguamento degli impianti (una delle finalità del progetto pilota è, infatti, quella di raccogliere dati e informazioni in merito ai costi di adeguamento degli impianti esistenti, da confrontare con i benefici sistemici che derivano dall'adeguamento).

I soggetti assegnatari si impegnano a fornire una regolazione di tensione continua mediante assorbimento o immissione di potenza reattiva per un valore non inferiore alla capacità impegnata (cioè la capacità selezionata in esito alla procedura concorsuale) a fronte di un premio mensile, riconosciuto da Terna, e pari a:

- zero, nel caso in cui la disponibilità effettiva mensile (pari al rapporto tra i numeri di quarti d'ora in cui l'impianto risulta disponibile nel mese<sup>14</sup> e il numero di quarti d'ora appartenenti al mese stesso) sia inferiore alla prima soglia (pari a 10% per impianti solari, 20% per impianti eolici e 14% per impianti sincroni);
- il prodotto tra il corrispettivo fisso mensile (cioè il prodotto tra il corrispettivo fisso annuo risultante dalla procedura concorsuale, espresso in €/MVar/anno, ripartito su base mensile e la capacità impegnata) e un fattore correttivo che varia linearmente tra 0 e 1, nel caso in cui la richiamata disponibilità effettiva mensile sia compresa tra la prima e la seconda soglia (quest'ultima pari a 35% per impianti solari, 70% per impianti eolici e 50% per impianti sincroni);
- il corrispettivo fisso mensile, nel caso in cui la richiamata disponibilità effettiva mensile sia compresa tra la seconda e la terza soglia (quest'ultima pari al 98% per tutte le tipologie impiantistiche);
- il corrispettivo fisso mensile maggiorato del 50% nel caso in cui la richiamata disponibilità effettiva mensile sia superiore alla terza soglia.

In data 22 giugno 2022 si è svolta la procedura concorsuale. Nonostante la partecipazione di 7 operatori per 26 impianti (20 sincroni e 6 inverter-based), è risultato assegnatario un unico impianto<sup>15</sup>.

---

<sup>14</sup> Per ciascun quarto d'ora, Terna considera un impianto disponibile quando la capacità disponibile in MVar risulti non inferiore alla capacità impegnata in MVar per almeno l'80% dei secondi appartenenti al quarto d'ora in esame (sono fatti salvi i casi di manutenzione programmata o i casi in cui sussistono diversi ordini di dispacciamento impartiti da Terna che non consentono di rispettare tale condizione).

<sup>15</sup> Le altre offerte sono risultate superiori al prezzo di riserva.

In particolare, l'impianto assegnatario è un impianto sincrono (idroelettrico a bacino), localizzato nell'Area 2 (che include le province di L'Aquila, Rieti, Roma, Viterbo, Grosseto), per una capacità impegnata pari a 47 MVAr, un prezzo di assegnazione pari a 14.999 €/MVAr/anno e con data di avvio del periodo di consegna il 1 ottobre 2023 (con conseguente durata del periodo di consegna pari a 36 mesi, cioè fino al 30 settembre 2026).

Tale impianto ha superato le prove tecniche e ha effettivamente avviato la fornitura del servizio il 30 settembre 2024 (compatibilmente con i 12 mesi massimi previsti dal Regolamento del progetto pilota) e ha fornito una disponibilità media mensile (per i restanti mesi del 2024) variabile tra il 30,6% e il 94,9% nel periodo settembre-dicembre 2024, con un valore medio pari a circa il 50%.

Si segnala, inoltre, che la selezione di un unico impianto in esito all'asta non ha consentito di analizzare le diverse possibili soluzioni tecnologiche di adeguamento (soprattutto per gli impianti inverter-based, non risultati assegnatari) e, conseguentemente, di verificare l'efficacia di una regolazione di tensione basata su fonti primarie aleatorie.

L'esperienza maturata negli ultimi mesi del 2024 e nei primi mesi del 2025 (non oggetto della presente Relazione), in ogni caso, ha consentito di definire tecnicamente e sviluppare un dispositivo di campo innovativo per la regolazione della tensione, di cui alcune funzionalità sono state replicate anche su altri siti (Terna prevede ulteriori implementazioni). In aggiunta, le risultanze saranno sfruttate da Terna anche per definire nuovi requisiti per la regolazione della tensione.

#### **2.4. Sperimentazione dell'erogazione del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti**

Con la deliberazione 402/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato il regolamento, predisposto da Terna, relativo al progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria di frequenza per il tramite di Unità di Produzione storicamente classificate come rilevanti Integrate con sistemi di accumulo (di seguito: progetto pilota UPI).

Il quantitativo massimo di riserva primaria approvvigionabile nel Continente nell'ambito del progetto pilota è stato posto, almeno per la prima fase della sperimentazione, pari a 30 MW.

Sono stati selezionati da Terna progetti per l'intero quantitativo di riserva approvvigionabile nel Continente (30 MW) e attualmente risultano abilitati 4 sistemi di accumulo per un totale di 33,4 MW (quasi 5,7 MW in più rispetto a quanto riportato nella Relazione 291/2019/I/efr e superiore al quantitativo di riserva approvvigionabile per effetto dell'accettazione integrale dell'ultima richiesta di partecipazione ricevuta e valutata con esito positivo da parte di Terna), nella titolarità di due utenti del dispacciamento diversi. Tali sistemi di accumulo sono entrati in esercizio in date diverse, tra il 1 dicembre 2020 e il

15 maggio 2023. Inoltre, un sistema di accumulo è entrato in esercizio con una potenza pari a 7 MW, a fronte di una potenza qualificata di 9,225 MW.

Durante la sperimentazione, è emerso che i sistemi di accumulo supportano efficacemente la risposta degli impianti a cui sono integrati durante le prime fasi dei disturbi di frequenza, mentre per variazioni di frequenza persistenti le batterie esauriscono i margini energetici e il generatore tradizionale deve farsi carico dell'erogazione del contributo di regolazione primaria necessario.

## 2.5. Raccordo tra i progetti pilota e il TIDE

Con la deliberazione 345/2023/R/eel, tenuto conto anche dell'esperienza maturata con i progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato il TIDE recante il nuovo quadro regolatorio delle disposizioni in materia di articolazione dei mercati, classificazione e approvvigionamento dei servizi ancillari globali, partecipazione delle risorse al servizio di dispacciamento singolarmente e tramite aggregato, separazione dei ruoli fra BSP e BRP, programmazione delle unità e settlement del servizio di dispacciamento in sostituzione del quadro regolatorio di cui alla deliberazione 111/06.

Il TIDE è entrato in vigore dall'1 gennaio 2025, con un'implementazioni per fasi:

- fase transitoria dall'1 gennaio 2025 fino al 31 gennaio 2026: implementazione del TIDE in modo semplificato al fine di assicurare una transizione graduale rispetto a quanto previsto fino al 31 dicembre 2024 dalla deliberazione 111/06;
- fase di consolidamento dall'1 febbraio 2026: implementazione quasi completa del TIDE ad eccezione dell'approvvigionamento a mercato della *Frequency Containment Reserve* (il quale è avviato a titolo sperimentale contestualmente all'avvio della fase di consolidamento con un transitorio fino ad agosto 2028) e della separazione fra BSP e BRP per gli impianti essenziali per i quali il BRP assume la qualifica di BSP fino a fine 2026;
- fase di regime da una data che verrà individuata da Terna in un successivo momento: completa implementazione del TIDE.

Il TIDE ingloba nella regolazione generale i progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel: la fase di sperimentazione, pertanto, si è conclusa il 31 dicembre 2024, ad eccezione di quanto di seguito specificato:

- in relazione al progetto pilota UVAM: dall'1 gennaio 2025, è terminato l'approvvigionamento a termine delle UVAM; inoltre:
  - durante la fase transitoria del TIDE (cioè fino al 31 gennaio 2026): tutte le UVAM abilitate sono automaticamente qualificate come Unità Virtuali Abilitate Zonali (di seguito: UVAZ) con passaggio ad un perimetro zonale; è fatta salva la possibilità per il BSP di chiedere di mantenere il perimetro di aggregazione originario, istituendo delle Unità Virtuali Abilitate Transitorie (di seguito: UVAT); sia le UVAZ che le UVAT erogano i servizi ancillari globali per cui si sono abilitate nell'ambito del

progetto pilota ma le UVAZ, dato il perimetro di aggregazione zonale, possono presentare offerte solamente ai fini del bilanciamento del sistema; la regolazione delle UVAZ e delle UVAT segue il Regolamento UVAM predisposto da Terna nell'ambito del progetto pilota; è inoltre, possibile abilitare nuove UVAZ o UVAT, nonché modificare l'elenco delle risorse incluse negli aggregati già abilitati, secondo quanto previsto dal medesimo Regolamento;

- dalla fase di consolidamento del TIDE (cioè dall'1 febbraio 2026): le UVAZ e le UVAT abilitate nella fase transitoria devono essere riabilitate come UVAZ o UVAN ai sensi di quanto previsto dal TIDE;
- per quanto riguarda il progetto pilota UPR: dall'1 gennaio 2025, sono automaticamente abilitate come UAS tutte le UP abilitate nell'ambito del progetto pilota UPR che soddisfano i requisiti previsti da Terna per l'abilitazione come Unità Abilitate Singolarmente (UAS); pertanto, l'unica UPR abilitata ai sensi del progetto pilota è stata automaticamente abilitata come UAS;
- il coordinamento tra Terna e i DSO rimane attivo anche a valle dell'entrata in vigore del TIDE e fino a una data individuata da Terna per l'avvio della fase di regime del TIDE; ciò in quanto, come precedentemente riportato, la fase operativa della sperimentazione non era ancora stata avviata al 31 dicembre 2024; si evidenzia, tuttavia, che le modalità di coordinamento individuate a titolo sperimentale sono coerenti con i principi di coordinamento previsti a regime dal TIDE, per cui il regolamento della sperimentazione potrebbe confluire, previo opportuno aggiornamento, nella versione di regime del Codice di rete di Terna;
- per quanto riguarda il progetto pilota relativo al servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza, il TIDE annovera tale servizio di regolazione tra i servizi ancillari globali per il bilanciamento, prevedendone l'approvvigionamento, da parte di Terna, tramite procedure concorsuali a pronti o a termine su base al più annuale (a differenza del contratto pluriennale previsto dal progetto pilota); tali disposizioni troveranno applicazione a valle del termine del progetto pilota (cioè dall'1 gennaio 2028), fino al 31 dicembre 2027; pertanto, il progetto pilota rimane attivo e i contratti stipulati rimangono validi fino alla loro scadenza; al termine del contratto, le FRU sono tenute a presentare una nuova richiesta di abilitazione ai sensi del TIDE;
- in relazione al progetto pilota relativo alla regolazione di tensione, il TIDE prevede che il contratto stipulato continui a produrre effetti fino al termine del periodo di consegna previsto dal contratto stesso; inoltre, il TIDE prevede che tale unità sia automaticamente qualificata al servizio di regolazione di tensione ai sensi del Codice di rete, mantenendo la qualifica anche successivamente al termine del contratto;
- il progetto pilota UPI ha cessato di produrre effetti il 1 gennaio 2025 con l'entrata in vigore del TIDE; le evidenze del progetto pilota sono state introdotte nel Capitolo 4 del Codice di rete di Terna in termini di nuove prescrizioni in materia di fornitura del servizio di regolazione primaria in caso di UP integrate con sistemi di accumulo

elettrochimico tali da garantire, tramite opportuni margini di energia, l'adeguatezza della fornitura del servizio di regolazione primaria.

Il TIDE è stato recentemente aggiornato alla versione 4 con la deliberazione 227/2025/R/eel e dovrà essere completato in futuro con il quadro regolatorio definitivo per i servizi ancillari locali; a tal proposito sono già state previste delle Sezioni dedicate attualmente vuote in attesa che le sperimentazioni in atto su questo argomento si concludano.

### **3. RENDICONTAZIONE DEI PROGETTI PILOTA RELATIVI AI SERVIZI ANCILLARI LOCALI**

#### **3.1. Quadro generale**

In un contesto di forte aumento dell'energia rinnovabile solare ed eolica nel mix delle fonti energetiche primarie, assume grande rilevanza per l'esercizio sicuro della rete la possibilità di rendere disponibile al gestore della rete una sufficiente quantità di risorse in grado di modulare velocemente la propria immissione o il proprio prelievo al fine di compensare l'aleatorietà di tali fonti rinnovabili. Questo è vero non solo se gli impianti sono di grandi dimensioni ed allacciati alla rete di Terna, ma anche nel caso in cui le fonti rinnovabili sono di piccola taglia e connesse alla rete di distribuzione. In questo caso, anche il DSO deve essere dotato degli strumenti necessari a far fronte all'imprevedibilità delle fonti aleatorie. Inoltre, i DSO devono disporre di strumenti che consentano di modificare all'occorrenza i profili di prelievo per far fronte a picchi di carico concentrati in poche ore (ad esempio, per effetto dei sistemi di climatizzazione e delle ricariche delle auto elettriche).

L'Autorità, in analogia con i progetti pilota relativi ai servizi ancillari globali, ha scelto di avviare un periodo sperimentale durante il quale i gestori delle reti di distribuzione, su base volontaria e con i costi integralmente coperti, possono approvvigionare i c.d. "servizi ancillari locali". I criteri della sperimentazione sono stati definiti dalla deliberazione 352/2021/R/eel.

I servizi ancillari locali consistono nella modulazione di immissioni e prelievi al fine di gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione. La fornitura di servizi ancillari locali può in molti casi costituire un'alternativa più economica rispetto allo sviluppo e rinforzo della rete esistente (c.d. approccio *Fit & Forget*). È il caso, ad esempio della gestione delle congestioni, in cui un sovraccarico, se limitato a pochi momenti dell'anno, potrebbe essere efficacemente risolto semplicemente "acquistando" da alcune utenze la disponibilità a ridurre i carichi. In altri casi, come il controllo delle tensioni, potrebbe non essere possibile o sufficiente introdurre sistemi di controllo, per cui l'utilizzo di servizi ancillari locali in grado di modulare localmente le risorse potrebbe rimanere l'unica alternativa possibile.

In base alla deliberazione 352/2021/R/eel, i DSO identificano i servizi ancillari locali di cui necessitano (o ritengono di necessitare in futuro) nonché i relativi fabbisogni e, in appositi regolamenti, definiscono le modalità di approvvigionamento dei servizi di rete necessari, la selezione delle risorse e le modalità di remunerazione dei servizi prestati. Le sperimentazioni sono aperte a tutte le unità di produzione (inclusi gli accumuli) e di prelievo tecnicamente in grado di erogare i servizi richiesti: pertanto, come nel caso delle sperimentazioni relative ai servizi ancillari globali, anche in questo caso si tratta più propriamente di una “regolazione pilota”, finalizzata a testare le soluzioni regolatorie che confluiranno nel TIDE.

I regolamenti sono sottoposti all’approvazione dell’Autorità: per l’anno 2024, sono stati presentati tre progetti pilota i cui regolamenti sono stati approvati rispettivamente con la deliberazione 372/2023/R/eel (progetto pilota proposto da Areti, successivamente aggiornato con la deliberazione 121/2024/R/eel), 365/2023/R/eel (progetto pilota proposto da e-distribuzione), 117/2024/R/eel (progetto pilota proposto da Unareti).

L’Autorità, nell’approvare i regolamenti dei progetti pilota, ha perseguito l’obiettivo di valutare la rispondenza dei progetti ai criteri identificati dalla delibera di avvio della sperimentazione (352/2021/R/eel) e di definire un *budget* di spesa annuo per ciascun progetto.

L’Autorità, viceversa, non è intervenuta nel merito delle scelte sulle modalità di conduzione della sperimentazione e sul modello di mercato adottato, ritenendo che il valore aggiunto dei progetti pilota fosse rappresentato proprio da eventuali differenze negli approcci e nelle valutazioni. L’Autorità ritiene comunque necessaria, al termine del periodo di sperimentazione, una convergenza delle soluzioni proposte in un quadro di regole il più possibile uniformi a livello nazionale, da far confluire nel TIDE.

### **3.2. Le sperimentazioni svolte nel 2024**

Nell’anno 2024 sono stati avviati tre progetti pilota da parte delle società Areti, e-distribuzione e Unareti.

I progetti presentano varie caratteristiche comuni e alcune differenze. In particolare, per quanto riguarda le caratteristiche comuni:

- a) i progetti individuano aree della rete dove i fabbisogni di flessibilità sono già attuali o prospettici;
- b) i progetti, pur prevedendo lo sviluppo di futuri nuovi servizi, si concentrano sull’esigenza più urgente di gestire le congestioni e i sovraccarichi interni alla rete, attraverso la modulazione di potenza attiva da parte delle risorse che prendono parte alla sperimentazione;
- c) i progetti prevedono soluzioni di mercato per l’approvvigionamento delle risorse necessarie (le soluzioni di mercato sono state individuate come prioritarie nella

deliberazione 352/2021/R/eel, che tuttavia consente di utilizzare altre soluzioni qualora non vi siano i presupposti per la costituzione di un mercato);

- d) gli elementi costitutivi dell'architettura *hardware* e *software* sono simili nei vari progetti, anche se alcuni di essi sono "opzionali". Tra questi si ricordano:
- *Technical platform*: è la piattaforma di simulazione di cui dispongono i DSO che serve a prevedere i flussi di energia sulla rete elettrica e quindi anche le condizioni potenzialmente critiche;
  - *Market interface platform*: è la piattaforma di mercato, sulla quale sono presentate le offerte di acquisto e vendita di prodotti "a salire" o "a scendere"; la piattaforma può essere detenuta da un soggetto istituzionale (il GME) o sviluppata da soggetti privati;
  - *Flexibility Register* (FR): è il *database* delle risorse di flessibilità teoricamente disponibili e di quelle realmente disponibili in ogni momento, aggiornato in tempo reale;
  - *BSP platform*: è una piattaforma che il DSO può opzionalmente adottare per favorire l'interazione tra il BSP e il *Flexibility Register*. Tramite la *BSP platform* il BSP può, a titolo di esempio, registrare, attivare e disattivare le risorse di flessibilità, ricevere e inviare comunicazioni con il DSO ed interagire con il mercato a pronti, laddove previsto;
  - *Interfaccia di impianto*: è un dispositivo che può essere installato opzionalmente presso la risorsa di flessibilità, fungendo da interfaccia tra il BSP e l'impianto stesso; nel caso più semplice, le misure possono essere acquisite direttamente dal misuratore, mentre i comandi di attivazione e altri eventi possono essere inviati tramite canali diversi, compresi messaggi email o chat; in alternativa, può essere installato un dispositivo dedicato che riceve i segnali inviati da remoto di attivazione del servizio (ed eventualmente li attua in automatico sull'impianto), registra le misure e altri eventi; inoltre registra le transazioni e gli eventi su un apposito registro, se presente, per garantire certezza e inoppugnabilità dei dati acquisiti;
- e) i progetti non pongono limiti, invece, in termini di tecnologia o di tipologia di unità (unità di produzione o di consumo), nel rispetto del principio della "neutralità tecnologica"; dalle informazioni ricevute, si sono accreditati per partecipare alla sperimentazione impianti fotovoltaici, gruppi di cogenerazione e gruppi elettrogeni, accumuli, impianti di ricarica di veicoli elettrici, pompe di calore e soggetti industriali che possono modulazione dei cicli produttivi, utenze residenziali e commerciali;
- f) i progetti prevedono una fase di abilitazione delle risorse di flessibilità condotta dai DSO, secondo procedure definite nei relativi regolamenti, che include anche prove tecniche "in campo"; le prove prevedono una verifica della capacità della risorsa di fornire il servizio richiesto (ad esempio con i tempi di attivazione previsti e per la durata necessaria);

- g) nella maggior parte dei casi (ma non tutti) le procedure prevedono che il fabbisogno di flessibilità in una porzione di rete e in un dato periodo sia assicurato da risorse che offrono la propria disponibilità in un “mercato a termine” in cui le offerte sono caratterizzate da una componente fissa per la disponibilità (“prezzo per disponibilità”, in €/MW) e una componente variabile per l’effettiva modulazione prestata (“prezzo per l’utilizzo”, in €/MWh); il servizio è aggiudicato con il criterio del minimo costo, stimando il controvalore economico delle movimentazioni sulla base delle attivazioni che potrebbero essere richieste dai DSO e del prezzo per l’utilizzo offerto dai BSP;
- h) a seguito del segnale di attivazione del servizio, le risorse selezionate sono tenute a modulare la propria immissione o il proprio prelievo per i quantitativi massimi stabiliti in sede di offerta;
- i) l’effettiva erogazione del servizio è determinata valutando la differenza tra i dati di misura dell’energia elettrica immessa o prelevata e la *baseline*; quest’ultima è determinata valutando la media dei prelievi o delle immissioni del medesimo quarto d’ora di un periodo precedente e in assenza di movimentazioni;
- j) i progetti hanno rimandato ad una successiva fase il coordinamento operativo con il TSO e l’adozione di misure per garantire la neutralità finanziaria dei BRP, sulla base del presupposto che, al momento, i servizi ancillari locali erogati sono di entità limitata, tali da non rendere necessaria la modifica dei programmi di immissione o di prelievo dei corrispondenti BRP;
- k) i progetti sono stati approvati dall’Autorità inizialmente per il 2024, anche se tutti riguardano orizzonti temporali più lunghi; tutti i progetti, a tal proposito, sono stati già prorogati per il 2025;
- l) per tutti i progetti, l’Autorità ha previsto che gli oneri per l’attivazione dei servizi ancillari locali trovino copertura a valere sul Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all’articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI.

Le differenze principali, invece, riguardano:

1. *la scelta della Market interface platform*: Areti e Unareti utilizzano una piattaforma sviluppata dal GME, denominata MLF (Mercato Locale della Flessibilità); e-distribuzione ha optato per una piattaforma proprietaria, diffusa nel mercato inglese, denominata *Piclo*, a cui è riconosciuta una *fee* per l’utilizzo; l’Autorità ha deliberatamente lasciato ai partecipanti la scelta della piattaforma, in quanto considerata parte della sperimentazione;
2. *la scelta della BSP platform*: Areti ha messo a disposizione degli utenti un’apposita piattaforma adattando quella sviluppata nell’ambito del progetto europeo “Platone”, con lo scopo di facilitare al BSP l’interazione con il mercato a pronti, la gestione dei dati delle risorse distribuite e relativa interfaccia con il *Flexibility Register*, l’elaborazione delle offerte di servizi ancillari e la gestione delle transazioni economiche verso il proprio portafoglio cliente; in luogo della *BSP Platform* messa a disposizione nel progetto, gli operatori possono utilizzare piattaforme proprie per interfacciarsi con i

componenti dell'architettura. Anche Unareti ha inizialmente optato per lasciare la facoltà al BSP di adottare o meno una *BSP Platform* tra quelle presenti sul mercato; nel corso del 2024 Unareti ha, tuttavia, proceduto a richiedere l'attivazione contattando singolarmente i BSP tramite l'indirizzo mail fornito in sede di adesione alla sperimentazione, di fatto rendendo superfluo l'utilizzo della piattaforma; dal punto di vista di Unareti, quindi, la *BSP platform* potrebbe non essere necessaria; nel corso del 2025 saranno, in particolare, valutate delle alternative, fra cui protocolli specifici concordati con il BSP. e-distribuzione si serve invece della piattaforma *Piclo* anche con funzione dell'interfaccia (oltre che come piattaforma di mercato);

3. *i criteri di selezione delle risorse da attivare*: nella fase iniziale, tutti i progetti hanno previsto che il "prezzo per l'utilizzo" fosse dichiarato ex-ante nel processo di selezione delle offerte a termine e che su tale prezzo fosse costruito il *merit order* in caso il DSO avesse richiesto l'attivazione delle risorse; nel corso del 2024, solo Areti ha avviato anche il "mercato a pronti": in tal caso il soggetto che è risultato aggiudicatario di una procedura a termine è obbligato a inserire nel mercato a pronti la quantità aggiudicata al prezzo di utilizzo; è facoltà dell'aggiudicatario migliorare ulteriormente l'offerta a pronti obbligatoriamente presentata; al mercato a pronti possono partecipare anche risorse non selezionate a termine, senza vincoli al prezzo offerto: l'attivazione è disposta secondo il criterio di merito economico relativo al prezzo offerto su tale mercato; possono, pertanto, essere attivate sia risorse selezionate a termine sia altre risorse;
4. *utilizzo del dispositivo di interfaccia*: Areti e Unareti hanno sperimentato l'utilizzo di un dispositivo per l'interfaccia fra risorsa di flessibilità e sistemi del DSO (c.d. *Power Grid User Interface* – PGUI; nel caso di impianti di produzione connessi in media tensione esso è in alternativa o in assenza del CCI – Controllore Centrale di Impianto di cui alla Norma CEI 0-16); tale dispositivo certifica le misure, riceve gli ordini di attivazione del servizio ancillare e li trasmette agli asset della risorsa. Un altro notevole vantaggio del PGUI consiste nella possibilità di aggiornare in tempo reale la *baseline* su cui valutare il servizio effettivamente erogato dalla risorsa; nella sperimentazione in corso il PGUI è fornito in comodato d'uso gratuito: tuttavia le specifiche del PGUI sono pubblicate e i BSP hanno facoltà di utilizzare interfacce diverse previo esito positivo di un test di scambio dati con i sistemi del DSO; nel 2024; in particolare Unareti ha installato 3 componenti (della prima versione del PGUI) presso le 2 utenze coinvolte durante il primo anno di sperimentazione, mentre per il secondo anno si è preferito utilizzare le estrazioni delle curve dai misuratori elettronici delle utenze interessate, al fine di ridurre l'effort operativo e verificare una soluzione diversa ai fini della sperimentazione; ; di fatto, quindi, Unareti ha accantonato il PGUI nella nuova versione del progetto pilota per il 2025 mentre Areti continua con la sperimentazione in campo del PGUI; e-distribuzione, invece, non prevede l'installazione di un apposito dispositivo, ma rileva ed elabora le misure acquisite direttamente dal misuratore e trasmette gli ordini di

attivazione tramite messaggi Telegram, che è in grado di certificare il mittente e di garantire l'avvenuta ricezione da parte del BSP ricevente, nonché di consentire sia l'utilizzo manuale (lettura del messaggio ed esecuzione dell'ordine) sia quello 'automatico' (permettendo meccanismi/API di automazione che consentano al BSP di agire anche senza presidio umano con tempi di azione certi e più brevi);

5. *taglia minima delle risorse*: Areti ha tralasciato da subito l'idea di mettere anche le utenze domestiche nelle condizioni di offrire flessibilità, per cui è richiesta una taglia minima di 300 W per la potenza attiva a salire e a scendere e una capacità minima al punto di connessione di almeno 3 kW; e-distribuzione ha confermato il coinvolgimento di utenze domestiche (potenza minima al punto di connessione di 3 kW), anche se i prodotti messi all'asta hanno una potenza minima a salire e a scendere di 100 kW; Unareti invece ha inizialmente limitato la sperimentazione alle risorse più significative, prevedendo 20 kW di capacità di modulazione, su punti con potenza di connessione di almeno 50 kW, per poi estenderla nel corso del 2025 anche a utenze di taglia uguale a quella definita da Areti;
6. *dimensione della sperimentazione*: può essere sinteticamente misurata da tre parametri: (1) la potenza massima (sommando la potenza di modulazione richiesta in ciascuna area) posta a gara nel periodo di sperimentazione, (2) le ore/anno di sperimentazione e (3) il budget presentato. Dalla Tabella 5 è possibile confrontare le diverse "dimensioni" dei diversi progetti per l'anno 2024<sup>16</sup>.

	Potenza [MW]	Ore/anno [n]	Budget [€]
Areti	20	2190	4.950.000 <sup>17</sup>
e-distribuzione	10,35	7392	1.287.000
Unareti	9	364	717.000

**Tabella 5 – Parametri dimensionali dei progetti per l'anno 2024**

### 3.3. Analisi dei risultati ottenuti

Le considerazioni e i risultati delle analisi qui sotto riportate sono state desunte in larga misura dalle relazioni semestrali che i DSO, i cui progetti pilota sono stati approvati

<sup>16</sup> Bisogna tenere presente che si tratta di budget iniziali presentati dai soggetti proponenti come "iniziali" che possono essere confermati o eventualmente modificati nel momento in cui sono meglio precisate le esigenze, rappresentate dai "prodotti" messi all'asta.

<sup>17</sup> Onere per la disponibilità di 150.000 € (pari alla base d'asta di 30.000 €/MW/anno moltiplicata per il fabbisogno massimo pari a 20 MW e parametrata alle 2190 ore di disponibilità richiesta durante l'anno) e un onere per l'utilizzo di 4.800.000 € (pari al cap per i servizi a salire di 500 €/MWh moltiplicato per la potenza media attesa a salire pari a 8 MW e il numero ore atteso di funzionamento pari a 1200).

dall’Autorità, sono tenuti a inviare alla medesima Autorità per rendicontare i risultati ottenuti fino a quel momento<sup>18</sup>.

### 3.3.1. Unareti: progetto pilota MindFlex

Il progetto pilota presentato da Unareti, approvato con la deliberazione 117/2024/R/eel, ha avuto come oggetto della sperimentazione per l’anno 2024 una porzione molto limitata e circoscritta della rete elettrica di Milano, ossia la sottostazione di Ponzio che alimenta il quartiere Città Studi. Unareti, nella propria relazione, precisa che la scelta nasce quindi dall’esigenza di verificare in prima battuta la soluzione tecnologica e la dinamica di mercato, prima di intensificare la partecipazione e misurarsi con grandi numeri sia a livello di BSP che di utenze.

Per tale area, è stato identificato un servizio “a salire” per il periodo estivo. I servizi di flessibilità, in assetto standard della rete, prevedono 5 MW di fabbisogno, incrementato di ulteriori 4 MW quando la rete si trova in assetto “di emergenza”. La finestra di attivazione è stata compresa tra lunedì 24 giugno e giovedì 8 agosto 2024. Il numero di ore di disponibilità richiesto è stato pari a 9 ore al giorno per il servizio standard (per un totale di 252 ore) e 13 ore al giorno per il servizio di emergenza (per un totale teorico di 364 ore).

Le esigenze di Unareti nel periodo considerato sono visualizzabili nel grafico di Figura 7:

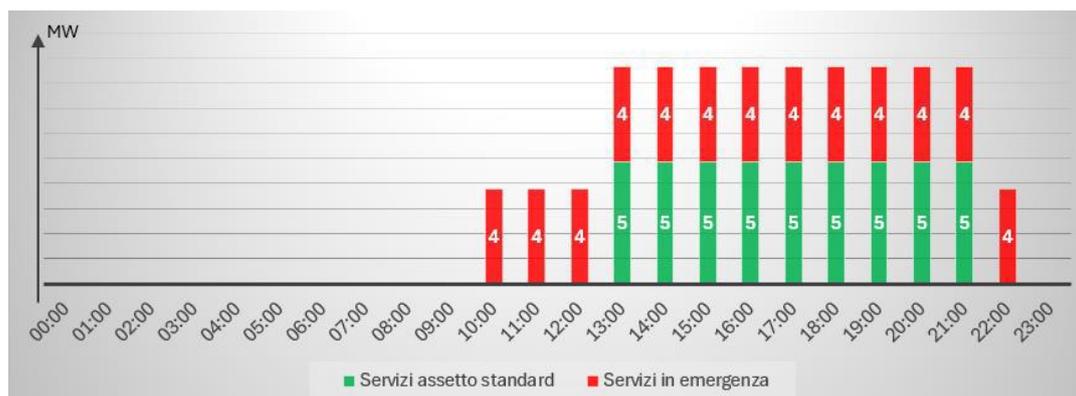


Figura 7 - Fabbisogno Unareti 2024 (periodo 24 giugno - 8 agosto) (fonte: Unareti)

Unareti ha stimato un costo massimo per l’anno 2024 di 717.301 €<sup>19</sup>, prevedendo una base d’asta per i prodotti a termine di 30.000 €/MW/anno da riparametrare in funzione delle effettive ore di disponibilità, e un *cap* per i servizi a salire di 500 €/MWh.

<sup>18</sup> Ai sensi della deliberazione 352/2021/R/eel, articolo 5.

<sup>19</sup> Costo di disponibilità pari a 4.315 € (determinato applicando una valorizzazione pari alla base d’asta di 30.000 €/MW/anno all’intero fabbisogno di 5 MW opportunamente parametrato per le 252 ore di disponibilità richieste); costo di utilizzo compreso tra 270.000 € (attivazione parziale delle risorse stimata al 43% in funzione

Le due aste a termine si sono svolte il 20 maggio 2024 e il 21 maggio 2024, rispettivamente per l'acquisizione della disponibilità di servizi in assetto standard e dei servizi in emergenza. A fronte di una manifestazione di interesse da parte di 10 BSP, solo 2 di essi hanno effettivamente partecipato alle aste.

La capacità disponibile è stata interamente assegnata e il budget per la disponibilità interamente speso (totale 9.386,86 euro)<sup>20</sup>. Tuttavia, l'effettiva attivazione si è presentata per un numero estremamente ridotto di ore (4 ore per il servizio in assetto standard, 1 ora per il servizio in emergenza) a causa di un ridotto utilizzo degli impianti di climatizzazione, legati a temperature più basse rispetto alla media del periodo. Di conseguenza, il costo a consuntivo delle attivazioni è stato molto al di sotto del budget di spesa (5.109,40 euro). Inoltre, a causa di problemi all'impianto da parte di un'utenza nei giorni precedenti al servizio, si è determinato un abbassamento della *baseline* nei giorni di attivazione e quindi una conseguente diminuzione del margine di flessibilità previsto dal BSP. Unareti ha identificato un mancato raggiungimento della soglia del 60% previsto dal Regolamento e dunque non ha proceduto a remunerare il BSP (né con riferimento all'attivazione né per la disponibilità offerta a mercato per il servizio richiesto).

### 3.3.2. Areti: progetto pilota RomeFlex

Il progetto pilota presentato da Areti, approvato con la deliberazione 372/2023/R/eel, ha avuto come oggetto della sperimentazione per l'anno 2024 l'area urbana di Roma. Il progetto si è poi evoluto già nel corso del 2024, prevedendo l'attivazione delle risorse di flessibilità avviene tramite il mercato a pronti (anziché per chiamata diretta)<sup>21</sup>.

Per quanto riguarda il mercato a termine, sono state organizzate complessivamente cinque sessioni di asta per l'anno 2024, come riportato di seguito:

- 1 sessione d'asta riguardante il periodo primaverile (1 febbraio – 30 aprile), con fabbisogno pari a 2 MW;
- 2 sessioni d'asta riguardanti il periodo estivo (1 luglio – 31 ottobre), con fabbisogno rispettivamente di 7 MW e di 1 MW (quest'ultima dedicata ai BSP aventi risorse già partecipanti ad altri mercati per la fornitura di servizi ancillari alla rete elettrica);

---

dei dati storici con applicazione del *cap* per i servizi a salire pari a 500 €/MWh) e 630.000 euro (attivazione di tutte le risorse disponibili con applicazione del *cap* per i servizi a salire pari a 500 €/MWh); nel caso di ricorso alle risorse di emergenza (ulteriori 4 MW per 364 ore) il costo aggiuntivo è di 4.986 € per la disponibilità (applicando la base d'asta di 30.000 €/MW/anno) e di 78.000 € per l'utilizzo (attivazione parziale inferiore all'11% stimata in funzione dei dati storici con applicazione del *cap* per i servizi a salire pari a 500 €/MWh; non è considerato il caso di attivazione totale delle risorse perché ritenuto improbabile).

<sup>20</sup> In realtà si tratta di un valore leggermente superiore al budget (+85 Euro) in quanto le offerte accettate hanno superato nel complesso di 0,09 MW il contingente. In questa fase sperimentale, sono state interamente accettate al fine di ammettere alla sperimentazione entrambi i soggetti richiedenti e considerando che i tetti di spesa ammessi sarebbero stati comunque ampiamente rispettati.

<sup>21</sup> La modifica è stata approvata con delibera 121/2024/R/eel.

- 2 sessioni d’asta riguardanti il periodo autunnale (1 novembre – 31 dicembre), con fabbisogno rispettivamente di 7 MW e di 1 MW (quest’ultima dedicata ai BSP aventi risorse già partecipanti ad altri mercati per la fornitura di servizi ancillari alla rete elettrica).

Per tutte le sessioni, inoltre, è stata prevista la possibilità per il DSO di approvvigionarsi di un ulteriore 50% di potenza rispetto al fabbisogno inizialmente individuato.

Gli esiti delle aste sono così riassumibili:

- la prima asta è stata totalmente saturata per un totale di 3 MW di potenza, con la partecipazione di 11 BSP, attraverso 81 risorse registrate;
- nelle due aste estive sono stati assegnati rispettivamente 8,85 MW e 1,15 MW di potenza, con la partecipazione di 13 BSP (oltre 150 risorse registrate) e 2 BSP (2 risorse registrate);
- nelle due aste autunnali, sono stati assegnati 8 MW e 1,15 MW di potenza, con la partecipazione rispettivamente di 11 BSP (oltre 150 risorse) e 2 BSP (2 risorse).

Da un punto di vista economico, i risultati delle aste sono riassunti nella Tabella 6:

Data asta	N. ore [ore]	Q accettata [MW]	Prezzo medio della disponibilità [€/MW/anno]	Prezzo medio offerte a salire [€/MWh]	Spesa disponibilità [€/anno]	Spesa max. utilizzo [€/anno]
2023-11-22	192	3	25'508,00	307,20	1'677,24	58'982,40
2024-06-18	2952	8,845	59'102,54	307,01	176'163,62	906'293,52
2024-06-19	2952	1,15	40'000,00	198,70	15'501,37	586'562,40
2024-10-29	1464	8,329	58'595,25	281,48	81'562,82	412'086,72
2024-10-30	1464	1,15	40'000,00	198,70	7'687,67	290'896,80
<b>Totale 2024</b>					<b>282'592,72</b>	<b>2'254'821,84</b>

**Tabella 6 - Esiti aste di Areti nel 2024**

Dalla tabella si possono derivare le seguenti osservazioni:

- il significativo incremento del prezzo della disponibilità dopo la prima asta è dovuto al fatto che, a seguito della deliberazione 121/2024/R/eel, il valore massimo della disponibilità è stato aumentato da 30.000 €/MW/anno a 60.000 €/MW/anno; per quanto riguarda il prezzo per l’utilizzo, il valore massimo è stato fissato pari a 500 €/MWh e mantenuto per tutto il 2024;
- in base agli esiti delle aste, la spesa massima teorica (ipotizzando l’attivazione in tutte le ore al prezzo indicato) ammonta a circa 2.500.000 euro, ampiamente inferiore al budget inizialmente ipotizzato nella fase di progettazione delle aste.

Per quanto riguarda invece le attivazioni tramite il Mercato Locale a Pronti della Flessibilità (attivato a partire dal 1° luglio 2024 presso il GME), sono state richieste in 58 giorni del periodo luglio – dicembre, per un totale di 923 quarti d’ora, con una percentuale complessiva di attivazioni realmente effettuate compresa tra 80% e 90%.

I costi effettivi dichiarati dalla società (costo della disponibilità + attivazioni) nel corso del 2024 ammontano a € 271.670. Essi sono inferiori rispetto ai costi attesi per la sola disponibilità (oltre 282.000 euro come da tabella 6), in quanto diverse risorse, pur essendo state selezionate, non si sono poi rese effettivamente disponibili.

Inoltre è interessante evidenziare come da quando è attivo il mercato a pronti, il costo complessivo delle attivazioni a pronti è stato di € 102.324 (limitato perché la richiesta di attivazione ha riguardato un numero esiguo di ore) con un prezzo medio pesato delle offerte accettate pari a 299 €/MWh.

### *3.3.3. e-distribuzione: progetto pilota EDGE*

Il progetto pilota presentato da e-distribuzione, approvato con la deliberazione 365/2023/R/eel, ha avuto come oggetto della sperimentazione per l'anno 2024 una porzione delle reti di distribuzione alimentanti le province di Cuneo, Benevento, Foggia e Venezia. Le porzioni di rete sono state scelte per il rilevante numero di nuove connessioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la varietà di situazioni presenti.

Le 4 aree di sperimentazione sono suddivise in sotto-aree (c.d. perimetri di flessibilità), individuate sulla base delle linee elettriche per le quali vi è una elevata probabilità che si manifestino congestioni di rete. Allo scopo, e-distribuzione ha preliminarmente individuato un fabbisogno di modulazione complessivo (sommando le quantità a scendere e a salire) di 2,3 MW a Foggia, 0,4 MW a Venezia, 4,2 MW a Cuneo e 3,9 MW a Benevento; inoltre, e-distribuzione ritiene che sia necessario modulare la potenza attiva in immissione o in prelievo in ciascun perimetro fino a un massimo di circa 400 kW, mentre tipicamente la modulazione media è attesa pari a circa 150 kW.

Nell'anno 2024 sono state organizzate 63 aste per l'approvvigionamento dei servizi di flessibilità, per una potenza complessiva di 10,35 MW, comprensiva sia di servizi a salire che a scendere, suddivise dal punto di vista temporale come segue:

- inverno (1 gennaio – 31 marzo);
- primavera (1 aprile – 31 maggio);
- estate (1 giugno – 31 agosto);
- autunno (1 settembre – 31 ottobre).

I dati principali sono riportati in Tabella 7. Da essi si osserva che:

- la maggior parte delle gare si è svolta nel periodo estivo (30 gare, in particolare 21 gare nella provincia di Cuneo per 3,8 MW complessivi) ed invernale (27 gare, in particolare 22 gare nella provincia di Benevento per circa 3,3 MW), mentre nelle stagioni intermedie, si sono organizzate procedure di gara solo in una provincia (Foggia);
- le gare hanno riguardato sia servizi a salire che a scendere, con la maggior parte della potenza (63% del totale) richiesta per i servizi a scendere; si nota inoltre come i servizi a scendere hanno riguardato soprattutto il periodo estivo (81% del totale);

- la durata delle richieste di flessibilità è variabile, con valori minimi di 1 ora al giorno nella maggior parte dei casi e valori massimi che oscillano da 2 a 6 ore al giorno.

		BENEVENTO		CUNEO	FOGGIA				VENEZIA	TOTALE
		inverno	estate	estate	inverno	primavera	estate	autunno	inverno	
servizi a salire	N gare	20			1		2	2	2	27
	Potenza [MW]	3			0,125		0,25	0,2	0,275	3,85
servizi a scendere	N gare	2	2	21	1	3	5	1	1	36
	Potenza [MW]	0,325	0,525	3,8	0,075	0,625	0,925	0,125	0,1	6,5
	TOTALE gare	22	2	21	2	3	7	3	3	63
	TOTALE potenza (MW)	3,325	0,525	3,8	0,2	0,625	1,175	0,325	0,375	10,35
	minima durata richiesta (ore/giorno)	1	3	1	1	1	1	1	2	
	massima durata richiesta	5	4	6	2	3	5	3	4	

**Tabella 7 – Esiti aste e-distribuzione: potenza assegnata**

A fine 2024, risultano 10 BSP iscritti alla piattaforma Piclo, validati, in corso di validazione e/o con risorse nelle aree della sperimentazione. Di questi, 5 hanno già preso parte attivamente alle gare di flessibilità del primo anno del progetto. Il numero complessivo di risorse risulta pari a 495, distribuite in modo non uniforme tra le varie aree del progetto (328 in provincia di Cuneo, 78 in provincia di Foggia, 61 in provincia di Benevento e 28 in provincia di Venezia).

I dati puntuali sulle singole aste non sono pubblicamente disponibili, in quanto sono riservati ai soli partecipanti. e-distribuzione nella relazione inviata all’Autorità ha dichiarato un costo complessivo per l’approvvigionamento dei servizi di flessibilità (disponibilità + attivazioni) pari a circa 95.000 Euro.

Uno degli elementi di criticità emerso ha riguardato l’elevato numero di risorse registrate, risultate poi non qualificate per la partecipazione: come si osserva dalla Tabella 8, la ragione predominante per l’esclusione è relativa all’ubicazione della risorsa di flessibilità sulla rete, incompatibile con la fornitura dei servizi ancillari richiesti. Tale fatto ha comportato che, per tre delle province oggetto della sperimentazione, la potenza qualificata risultasse sensibilmente inferiore a quella richiesta; nel caso di Venezia, la potenza qualificata è risultata nulla, rendendo impossibile l’assegnazione di servizi nelle procedure di gara su tale area.

	BENEVENTO	CUNEO	FOGGIA	VENEZIA
Potenza richiesta [MW]	3,85	3,8	2,33	0,38
Potenza qualificata [MW]	0,95	7,65	0,89	0
Potenza non qualificata [MW]	18,27	116,49	13,89	0,33
Potenza non qualificata per mancata rispondenza POD [MW]	17,84	111,57	13,4	0,18
Potenza non qualificata per mancata rispondenza POD [%]	98%	96%	96%	55%

**Tabella 8 - Esiti aste e-distribuzione: potenza non assegnata**

Su un totale di 63 gare attivate nel 2024, solo in 9 gare vi è stata almeno una risorsa qualificata per l'offerta, con aggiudicazione di 9 contratti; solo in 6 casi la potenza contrattualizzata ha saturato la quantità richiesta nel perimetro di flessibilità. Delle 9 gare, 6 si sono svolte in periodo estivo (tutte in provincia di Cuneo per servizio a scendere) e 3 in periodo invernale (2 in provincia di Benevento e 1 in provincia di Foggia, delle quali 2 per servizio a scendere e 1 a salire).

Complessivamente, sul totale di potenza richiesta come servizi a salire o a scendere all'interno dei perimetri di flessibilità, pari a 10,35 MW, sono stati contrattualizzati solo 1,16 MW.

In considerazione del numero ridotto di risorse qualificate, la totalità delle risorse che hanno presentato offerta è stata contrattualizzata in 8 delle 9 gare; in 4 gare, è risultata qualificata una sola risorsa.

Per quanto riguarda i costi di disponibilità delle risorse contrattualizzate, essi sono risultati compresi tra l'80% e il 98% rispetto al *cap*.

Relativamente alle richieste effettive di attivazione, esse si sono verificate per 4 delle 9 gare in cui è risultata almeno una risorsa contrattualizzata, in tutti i casi nel periodo estivo, in provincia di Cuneo, per il servizio a scendere. Il numero di attivazioni è stato sempre pari a 1, molto inferiore rispetto al numero di attivazioni previste. Per quanto concerne l'affidabilità delle risorse nell'erogazione del servizio, in 2 casi si è rivelata la completa non conformità della regolazione effettuata. Pertanto, solo in 2 casi si è avuta una effettiva attivazione del servizio (solo in un caso in modo completo), con prezzi di utilizzo abbastanza prossimi al *cap*: tuttavia, il numero estremamente limitato non consente di trarre indicazioni più generali.

### **3.4. Conclusioni**

Il primo anno di sperimentazione ha mostrato un certo interesse verso i servizi ancillari locale, come dimostrato dal numero di BSP e di risorse accreditate presso i DSO che hanno aderito alla sperimentazione. Tuttavia, come ci si poteva attendere, i partecipanti effettivi alla sperimentazione sono stati in numero relativamente basso. Hanno influenzato il risultato sia le (fisiologiche) difficoltà iniziali legate agli aspetti tecnologici per l'abilitazione, che il numero di ore relativamente modesto del fabbisogno, che hanno reso anche la remunerazione, molto elevata in valore unitario, non sufficiente in valore assoluto a rendere attraente la partecipazione delle risorse. Anche i DSO stessi hanno iniziato il percorso di approvvigionamento della flessibilità "con cautela", concentrando l'attenzione a qualche area specifica della propria rete e valutando, inizialmente su scala ridotta, la sostenibilità

delle scelte legate all'architettura del sistema (ad esempio fornitura del PGUI e messa a disposizione della *BSP Platform*).

Non è possibile quindi al momento trarre particolari conclusioni in relazione ai prezzi emersi e al valore di mercato dei servizi di flessibilità.

L'aspetto su cui concentrare maggiormente l'attenzione futura, invece, riguarda il fatto che il servizio di risoluzione delle congestioni, su cui si sono concentrati tutti gli operatori, è un servizio nodale, per cui solo alcune specifiche risorse sono in grado di fornirlo e possono, conseguentemente, accedere alla relativa remunerazione. Pertanto, si sono riscontrati molti casi di abilitazione di risorse mai chiamate a fornire servizi di flessibilità in quanto, sebbene presenti nell'area geografica, non erano in grado di incidere sul nodo critico della rete. Per favorire la liquidità del MLF è necessario quindi non tanto aumentare, in assoluto, il numero di risorse partecipanti, ma favorire la partecipazione delle risorse specifiche che rientrano nel perimetro dei nodi critici della rete.

Un altro aspetto emerso che merita un approfondimento riguarda la costituzione degli aggregati. In linea teorica, se un servizio ancillare è fornito tramite aggregato, la *performance* deve essere valutata in relazione all'aggregato stesso o, in altri termini, è indifferente per il sistema quale sia la risorsa che offre il servizio ancillare. Nessuna delle sperimentazioni, ad oggi, consente al BSP di definire gli aggregati, mentre le aggregazioni sono state indicate di volta in volta dai DSO in funzione degli assetti della rete (c.d. "aggregati dinamici"). Infatti, è stato rilevato come un aggregato funzionale per un certo assetto di rete potrebbe cambiare a seguito manovre su interruttori e modifiche della ripartizione dei carichi tra i diversi stalli di una cabina elettrica.

Rispetto all'utilizzo delle piattaforme di mercato, non è possibile trarre conclusioni al momento, non essendosi registrate criticità in nessuna delle piattaforme utilizzate.

Sulla determinazione della *baseline* si possono adottare diversi approcci che al momento hanno mostrato ciascuno pregi e difetti, ma non vi è la convergenza, neanche a livello internazionale, su una modalità ritenuta ottima.

Infine, prima di aumentare i volumi di flessibilità in modo significativo, come già anticipato dalla deliberazione 352/2021/R/eel, è necessario che da un punto di vista regolatorio sia definito l'ultimo aspetto mancante del disegno di mercato, ossia il coordinamento tra i servizi ancillari locali e la programmazione dei BRP per evitare che le movimentazioni (decise dai BSP) si traducano in sbilanciamenti "subiti" dai BRP.