

## L'apertura delle risorse distribuite al mercato dei servizi: quale bilancio?

Luca Marchisio, Fabio Genoese e Francesca Raffo

### Introduzione

Una delle peculiarità di ogni sistema elettrico è la necessità di garantire istante per istante che l'energia richiesta dall'insieme dei consumatori (famiglie e aziende) sia sempre bilanciata dall'energia prodotta dalle centrali elettriche. Terna garantisce questo equilibrio attraverso un sistema di controllo altamente tecnologico, utilizzando un apposito mercato dove acquista i "servizi" necessari per assicurare costantemente la continuità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica. Ad oggi, i principali fornitori di questi servizi di flessibilità sono le grandi centrali elettriche a combustibili fossili. Con la progressiva decarbonizzazione del parco di produzione, in futuro serviranno anche nuove risorse di flessibilità (es. stabilimenti produttivi industriali, scaldacqua residenziali, autovetture elettriche) per garantire l'adeguatezza e la sicurezza di un sistema elettrico sempre più ampio ed estremamente più complesso di oggi (cfr. Figura 1).

In questo contesto Terna, in accordo con l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), ha avviato un processo di progressiva apertura del mercato dei servizi alle risorse distribuite, attraverso la definizione di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per una riforma organica di questo mercato.<sup>1</sup> Il termine "progetto pilota" deriva dal fatto che l'obiettivo è quello di sperimentare il funzionamento delle nuove risorse e di procedere successivamente, di concerto con ARERA, ad una revisione complessiva del mercato dei servizi e del Codice di Rete, in cui tali risorse siano pienamente integrate nel mercato dei servizi.

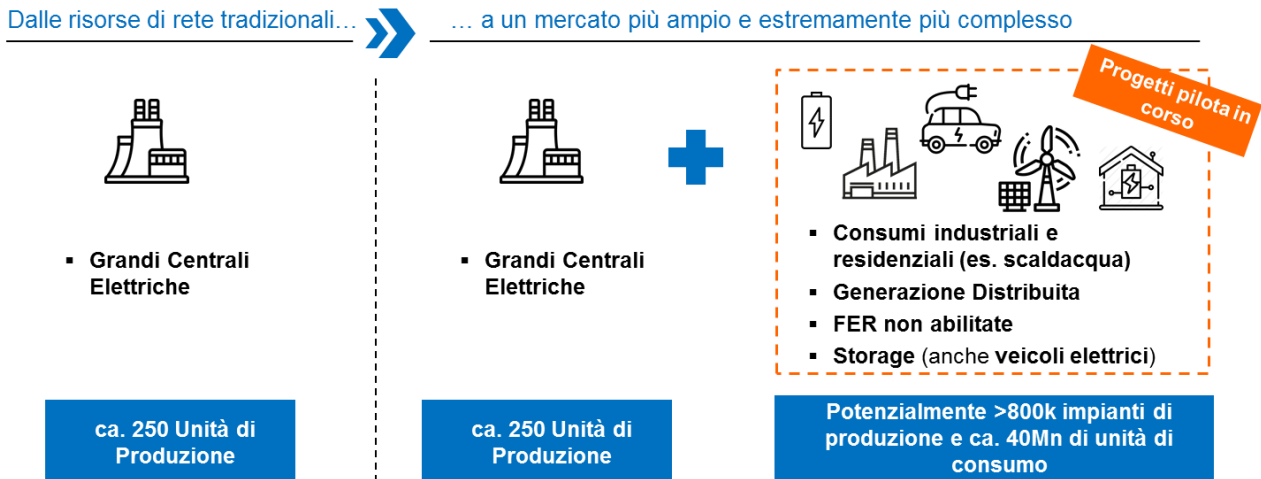


Figura 1: Evoluzione del sistema elettrico e apertura del mercato dei servizi a nuove risorse

Scopo primario dei progetti pilota è quindi quello di incrementare da subito la quantità di risorse disponibili per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico al minor costo per l'utente finale attraverso l'approvvigionamento dei servizi di riserva e bilanciamento nell'ambito del processo di progressiva decarbonizzazione del parco di generazione. Un ulteriore obiettivo è di diversificare la tipologia delle risorse

<sup>1</sup> Delibera 300/2017/R/eel «Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Code Europeo»

abilitabili al mercato dei servizi, attribuendo un ruolo attivo alla domanda, agli impianti di generazione di tipo non rilevante (<10 MVA) ed agli accumuli.

È importante in questo contesto chiarire in che modo Terna oggi si approvvigiona dei servizi di riserva dai gruppi termoelettrici tradizionali e come la diversificazione delle risorse, avviata attraverso i progetti pilota, possa contribuire a minimizzare i costi complessivi per il sistema elettrico. A livello qualitativo tale contributo è illustrato nella figura 2, in cui si assume un sistema elettrico con due impianti di generazione (entrambi con  $P_{min}$  100 MW,  $P_{max}$  400 MW) ed un fabbisogno pari a 400 MW in cui l'esito dei mercati dell'energia (MGP+MI) prevede un impianto dispacciato al massimo (400 MW) ed uno spento. In tale contesto il sistema risulterebbe privo di riserva a salire (disponibilità ad aumentare la potenza immessa in rete) per cui Terna dovrebbe necessariamente intervenire in MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento) riducendo la produzione del gruppo al massimo carico ed avviando anche l'altro impianto. Tali movimentazioni, finalizzate al ripristino della riserva, risultano ovviamente onerose in quanto presuppongono l'accettazione di offerte di vendita (al prezzo offerto dal gruppo spento), di offerte di acquisto (al prezzo offerto dal gruppo che deve scendere di carico) oltre alla corresponsione del costo di avviamento; è bene notare che tali costi verranno sostenuti dal sistema indipendentemente dall'effettivo utilizzo della suddetta riserva per azioni di bilanciamento nel tempo reale e sono finalizzati esclusivamente a garantire la disponibilità di capacità a salire ("Availability").

Se nella stessa ora fossero invece disponibili offerte di vendita (aumento della generazione e/o riduzione dei consumi) da parte di Unità Virtuali Abilitate (UVA) in quantità sufficiente a soddisfare il fabbisogno di riserva a salire, non risulterebbe più necessario effettuare le movimentazioni sopra descritte per ripristinare i corretti margini di riserva.

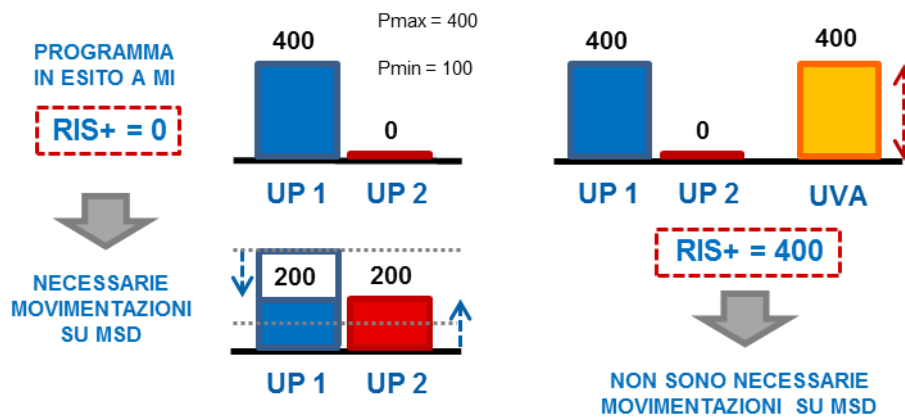


Figura 2: Beneficio di risorse distribuite per il sistema (illustrativo)

Terna, anche grazie all'interlocuzione con gli operatori, ha individuato i seguenti<sup>2</sup> progetti pilota dal carattere particolarmente innovativo:

- Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC)
- Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP)

<sup>2</sup> Avviato anche il Progetto pilota UPI relativo alla fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo. Le UPR che partecipano a tale progetto possono incrementare il valore di potenza massima che può essere offerta nei mercati dell'energia fino all'1,5% della Potenza Efficiente dell'unità stessa (pari alla semibanda obbligatoria per la fornitura del servizio di riserva primaria).

- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)
- Unità di Produzione Rilevanti (UPR) non oggetto di abilitazione obbligatoria

Partendo da aggregati di soli punti di prelievo (UVAC) e soli punti di immissione (UVAP), i progetti individuati da Terna si sono “evoluti” verso aggregati misti (UVAM) o hanno previsto la partecipazione volontaria al MSD di singoli impianti rilevanti non già abilitati (UPR).

In particolare, i progetti pilota delle UVAC e delle UVAP sono stati avviati per abilitare al MSD rispettivamente la domanda (a partire da giugno 2017) e la generazione distribuita (a partire da dicembre 2017) e si sono conclusi a novembre 2018 per dare avvio al progetto pilota delle UVAM che abilita negli stessi aggregati unità di consumo, di produzione e sistemi di accumulo (cfr. Figura 3). In parallelo alle qualificazioni delle unità virtuali (UVA) ad agosto 2018 è stato avviato il progetto pilota per partecipazione volontaria a MSD di UPR non oggetto di abilitazione obbligatoria. Rientrano in quest’ultima categoria per esempio i parchi eolici o solari di grossa taglia (>10 MVA) che quindi rappresentano impianti di generazione di tipo rilevante ma non sono oggetto di abilitazione obbligatoria a MSD.

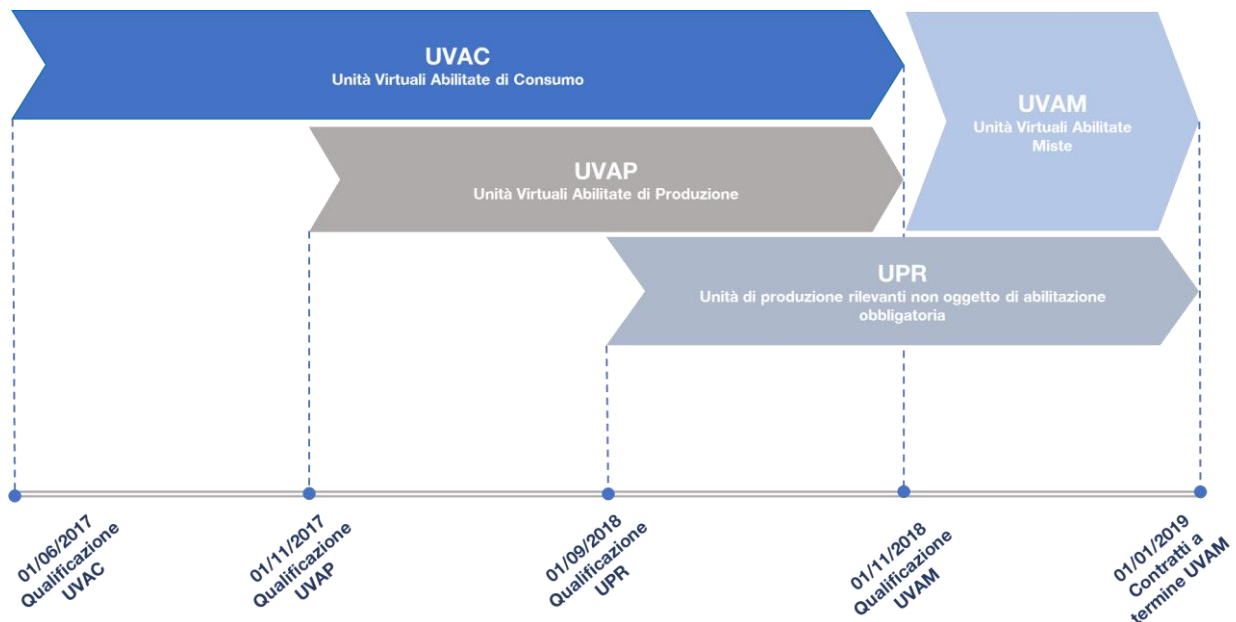


Figura 3: Timeline progetti pilota

Questo articolo si focalizza sui progetti pilota delle unità virtuali (UVA) quali aggregati di punti di prelievo/immissione e misti (UVAC, UVAP, UVAM). Cominciando da una sintesi dei requisiti di partecipazione e dei meccanismi di remunerazione, si passa successivamente ad un riepilogo dei primi risultati di questi progetti, analizzando l’andamento della potenza contrattualizzata, il livello di remunerazione ed il costo per il sistema elettrico.

## Come partecipare ai progetti pilota

Con il progetto pilota anche le **risorse distribuite** che non rispettano i requisiti minimi definiti dal Codice di Rete<sup>3</sup> possono essere abilitate a **fornire alcuni dei servizi ancillari come risoluzione congestioni, bilanciamento, riserva terziaria**. Non è previsto invece, almeno nella fase iniziale, che queste risorse forniscano servizi di riserva secondaria, accensione e cambio assetto.

Le UVA sono costituite da aggregati di punti di prelievo e/o immissione e accumuli (incluse le stazioni di ricarica funzionali alla «e-mobility»), che sono connessi alla rete a qualunque livello di tensione e che risiedono nello stesso perimetro di aggregazione definito da Terna (un insieme di province). Per la prima volta in Italia è stata inoltre introdotta la figura dell'aggregatore, ovvero il cosiddetto Balancing Service Provider (BSP): il soggetto titolare della UVA e responsabile della prestazione dei servizi negoziati sul MSD che non deve necessariamente coincidere con l'utente del dispacciamento (Balancing Responsible Party, BRP). Il BSP infatti non ha legame contrattuale con il BRP e fornisce direttamente i servizi al gestore di rete, mentre il BRP è il responsabile del pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento.

Le UVA aggregano punti di prelievo e/o immissione che possono rientrare nella titolarità di differenti utenti del dispacciamento (UdD) in prelievo/immissione e rilevano solo ai fini della partecipazione al MSD e non ai mercati dell'energia, a differenza dei punti di dispacciamento che possono partecipare ai mercati dell'energia.

Nella Figura 4 sono rappresentate graficamente le diverse tipologie di unità virtuali.

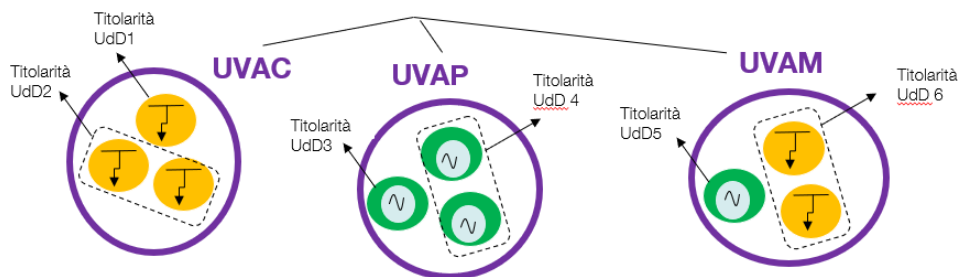


Figura 4: Tipologie di Unità Virtuali Abilitate

Ciascun punto incluso all'interno dell'UVA deve essere dotato di una «Unità Periferica di Monitoraggio» (UPM), un'apparecchiatura in grado di effettuare la misura dell'energia immessa/prelevata ed inviare il dato di misura al concentratore, ossia al dispositivo di interfaccia con i sistemi Terna che invia la misura/stima aggregata ogni 4 secondi (per i punti di prelievo con potenza modulabile <1 MW ed i punti di immissione con potenza modulabile <250KW la frequenza di invio è 60 secondi, per tutti gli altri 4 secondi).

Per quanto riguarda le UVAM (ed in passato per le UVAP) il BSP ha l'obbligo di comunicare il giorno antecedente quello di riferimento la cosiddetta Baseline, ovvero il programma in potenza complessivo atteso dei punti inclusi all'interno dell'UVAM, al netto del consumo dei carichi interrompibili. La Baseline viene poi modificata da Terna mediante un fattore correttivo, stimato sulla base dello scostamento con la misura rilevata. Il valore corretto di Baseline (in energia) sommato alle quantità accettate «a salire» o «a scendere» nel MSD determina il saldo finale di energia programmata che viene confrontato con la misura<sup>4</sup> dell'energia complessivamente scambiata (prelevata/immessa) dai punti inclusi all'interno dell'UVAM per la verifica della corretta esecuzione della movimentazione richiesta da Terna.

<sup>3</sup> Vedi Capitolo 4 del Codice di Rete di Terna

<sup>4</sup> Il dato di misura comunicato dai Distributori di riferimento o dal Sistema Informativo Integrato ai sensi degli artt. 38 e 38bis del TIS – Testo Integrato del Settlement. Terna, in assenza di misure quartorarie, dividerà convenzionalmente per quattro il dato di misura orario.

## Remunerazione della disponibilità oltre all'energia attivata

La **regolazione economica** prevede **due meccanismi di remunerazione**, il primo legato all'energia attivata (€/MWh) e l'altro alla disponibilità (corrispettivo fisso, €/MW).

Il quadro attuale prevede per tutte le UVA – come per le centrali elettriche di grossa taglia – la remunerazione delle quantità accettate nel MSD ed i corrispettivi di mancato rispetto dell'ordine. Infine, poiché le movimentazioni impartite da Terna non devono avere effetti sugli sbilanciamenti pagati dai BRP, il BSP è tenuto a comunicare per ciascun punto di dispacciamento il coefficiente di ripartizione delle quantità accettate sul MSD, in modo tale che Terna possa correggere proporzionalmente i programmi in esito ai mercati dell'energia dei punti di dispacciamento di immissione e/o prelievo e sterilizzare così i relativi oneri, che restano in capo al BSP.

Per le UVAC prima e poi per le UVAM, oltre alla valorizzazione delle quantità accettate su MSD, il regolamento prevede per Terna la possibilità di un approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento ed il conseguente riconoscimento di un corrispettivo fisso per la disponibilità di capacità.

Tale capacità è allocata tramite asta al ribasso sul premio fisso a partire da 30.000 €/MW/anno, con assegnazione di tipo "pay as bid". In particolare:

- per le UVAC nel 2018 erano ammesse solo risorse ubicate nelle zone di mercato Nord e Centro-Nord ed il quantitativo di capacità richiesta era di 500 MW
- per le UVAM nel 2019 sono ammesse risorse ubicate nell'intero territorio nazionale e sono definite due aree di assegnazione con differenti quantitativi di capacità richiesta: 800 MW per la zona A (Nord e Centro-Nord), 200 MW per la zona B (Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna).

I BSP assegnatari si impegnano a presentare offerte dal lunedì al venerdì per un certo numero di ore consecutive (diverse tra UVAC ed UVAM) nella fascia oraria 14-20 ad un prezzo non superiore allo Strike Price pari a 400 €/MWh. Terna riconosce ai BSP il corrispettivo fisso per i giorni in cui sono stati rispettati gli obblighi di offerta.

Di seguito uno schema riepilogativo delle diverse tipologie di unità virtuali in cui si riportano caratteristiche, modalità dei servizi prestati e remunerazioni.

PROGETTO PILOTA	CARATTERISTICHE	SOGLIA MINIMA POTENZA	SERVIZI	MODALITÀ	REMUNERAZIONE	VALIDITÀ
<b>UVAC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>punti di prelievo</li> </ul>	da 10 MW a 1 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Riserva terziaria «a salire»</li> <li>Bilanciamento «a salire»</li> </ul>	Riduzione del proprio prelievo di almeno 1 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna	Remunerazione quantità accettate MSD/Penali + Contratti a termine	Da giugno 2017 Ad ottobre 2018
<b>UVAP</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>UP non rilevanti</li> </ul>	da 5 MW a 1 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Risoluzione della congestioni («a salire» e/o «a scendere»)</li> <li>Riserva terziaria «rotante» («a salire» e/o «a scendere»)</li> <li>Riserva terziaria «di sostituzione» («a salire» e/o «a scendere»)</li> <li>Bilanciamento («a salire» e/o «a scendere»)</li> </ul>	Flessibilità «a salire» e/o «a scendere» di almeno 1 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna	Remunerazione quantità accettate MSD/Penali	Da novembre 2017 Ad ottobre 2018
<b>UVAM</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>punti di prelievo che non includono UP</li> <li>UP non rilevanti</li> <li>UP rilevanti non già abilitate al MSD</li> <li>Impianti di accumulo «stand-alone» oppure abbinati ad UP</li> </ul>	1 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Risoluzione della congestioni («a salire» e/o «a scendere»)</li> <li>Riserva terziaria «rotante» («a salire» e/o «a scendere»)</li> <li>Riserva terziaria «di sostituzione» («a salire» e/o «a scendere»)</li> <li>Bilanciamento («a salire» e/o «a scendere»)</li> </ul>	Flessibilità «a salire» e/o «a scendere» di almeno 1 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna	Remunerazione quantità accettate MSD/Penali + Contratti a termine	Da novembre 2018

Figura 5: Progetti pilota UVA

## Oltre 800 MW di potenza abilitata a MSD

Nella figura seguente è riportato l'andamento della potenza abilitata a MSD e della potenza contrattualizzata a termine per tutte le unità virtuali. Si è partiti da giugno 2017, mese di avvio delle UVAC, con una potenza di circa 100 MW fino ad arrivare ad ottobre 2018 al picco di 600 MW di capacità qualificata tra UVAC ed UVAP. La potenza abilitata ha poi subito un momentaneo crollo a novembre 2018 in vista delle nuove qualificazioni delle UVAM, ma nei primi mesi del 2019 si è già stabilizzata intorno ai 600 MW per raggiungere a giugno 830 MW<sup>5</sup>, di cui più dell'83% contrattualizzata. L'obiettivo è di assegnare entro la fine dell'anno in corso 1000 MW di capacità tramite procedure per l'approvvigionamento a termine.

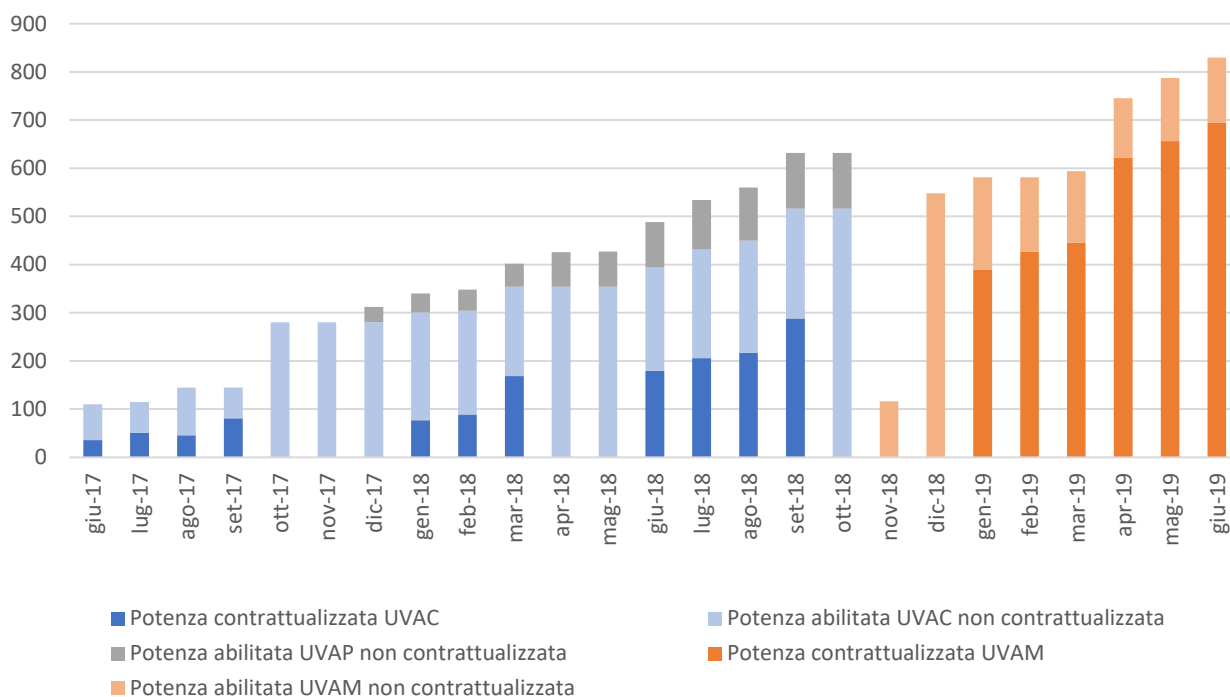


Figura 6: Potenza abilitata e contrattualizzata a MSD (MW)

Nel 2017 e 2018 la contrattualizzazione a termine per le UVAC è avvenuta solo per i periodi di maggior carico (inverno ed estate), mentre con la qualificazione a MSD delle UVAM sono previste aste con periodi di validità annuali/infrannuali/mensili per coprire l'intero anno 2019.

La decisione di **remunerare la disponibilità** (originariamente solo per le UVAC, oggi in generale per le UVAM) è motivata dai razionali economici esposti nell'introduzione nonché dal fatto che le risorse partecipanti lato consumatori sono principalmente stabilimenti produttivi industriali. Tali soggetti, per fornire flessibilità nel mercato dei servizi di dispacciamento, devono sostenere costi fissi di investimento per installare e mettere a punto le apparecchiature necessarie a sviluppare il servizio (UPM) e costi annuali di gestione dell'operatività (es. dotarsi di sale di energy management). Inoltre, per rispondere alle esigenze di Terna, devono interrompere e/o variare il ciclo produttivo affrontando un onere economico per un'attività che non fa parte del proprio "core business". La sola remunerazione dell'energia attivata, che risente della volatilità del prezzo spot ed è difficilmente prevedibile e programmabile, non è generalmente sufficiente per coprire tali costi, diventa quindi fondamentale la presenza di un "mercato della capacità" dove poter contrattualizzare a termine la disponibilità a prestare il servizio ottenendo in cambio una remunerazione fissa.

<sup>5</sup> A giugno 2019 le UVAM abilitate sono costituite per il 65% da punti di tipo misto (immissione/prelievo), per il 21% da punti di immissione e per la restante parte da solo prelievo, di cui l'80% localizzati in zona Nord.

## Confronto europeo

Questi primi risultati dei progetti pilota **sono molto incoraggianti se confrontati con altri paesi europei**. Dallo studio<sup>6</sup> di smartEn<sup>7</sup> sull'utilizzo delle risorse distribuite nei mercati dei servizi europei si evince come l'Italia si sia posizionata ad un buon livello di performance, in quanto, insieme all'Austria ed al Belgio, presenta una soglia minima di potenza modulabile pari a 1 MW (Francia e Paesi Bassi richiedono rispettivamente 10 MW e 20 MW) ed ha consentito una partecipazione importante delle risorse distribuite, arrivando a qualificare ad un anno dall'avvio del primo progetto pilota, più della Francia o della Finlandia (a giugno 2019 l'Italia ha raggiunto la capacità disponibile del Belgio nel 2018, cfr. Tabella 1).

Questo risultato è ancor più interessante considerando che nella precedente valutazione di smartEn (SEDC fino al 2017) il mercato italiano era stato valutato totalmente chiuso per le risorse distribuite. Dal confronto con la valutazione attuale emerge che **l'Italia è stato il paese europeo che ha fatto i più importanti progressi per abilitare le risorse distribuite al mercato dei servizi** (cfr. Figura 7).











PAESE	TIPOLOGIA AGGREGATI	SOGLIA MINIMA POTENZA	CAPACITA' DISPONIBILE
 <b>ITALIA</b>	Aggregati di punti di prelievo (non residenziali) e di generazione distribuita	<b>1MW</b>	<b>830 MW*</b>
 <b>AUSTRIA</b>	Aggregati di punti di prelievo (non residenziali) e di generazione distribuita	<b>1MW</b>	<b>N.D.</b>
 <b>BELGIO</b>	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	<b>1MW</b>	<b>830MW</b>
 <b>FINLANDIA</b>	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	<b>5MW</b>	<b>300 MW</b>
 <b>SVIZZERA</b>	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	<b>5MW</b>	<b>50 MW</b>
 <b>PAESI BASSI</b>	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	<b>20MW</b>	<b>150 MW</b>
 <b>IRLANDA</b>	Aggregati di punti di prelievo (non residenziali)	<b>4MW</b>	<b>480 MW</b>
 <b>GRAN BRETAGNA</b>	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	<b>3MW</b>	<b>135 MW</b>
 <b>GERMANIA</b>	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	<b>5MW Germany-Luxemburg LFC block</b> <b>1 MW LFC Area</b>	<b>N.D.</b>
 <b>FRANCIA</b>	<b>Non è ammessa</b> aggregazione di punti di prelievo e di generazione distribuita	<b>10MW</b>	<b>500MW</b>

Tabella 1: Benchmarking risorse distribuite in Europa (Fonte: The smartEN Map 2018), dato Italia aggiornato a Giugno 2019\*

<sup>6</sup> The smartEn Map 2018, vedi <https://www.smarten.eu/thSMARTENMAP/>

<sup>7</sup> smartEn è un'associazione di operatori di mercato che promuovono soluzioni energetiche decentralizzate



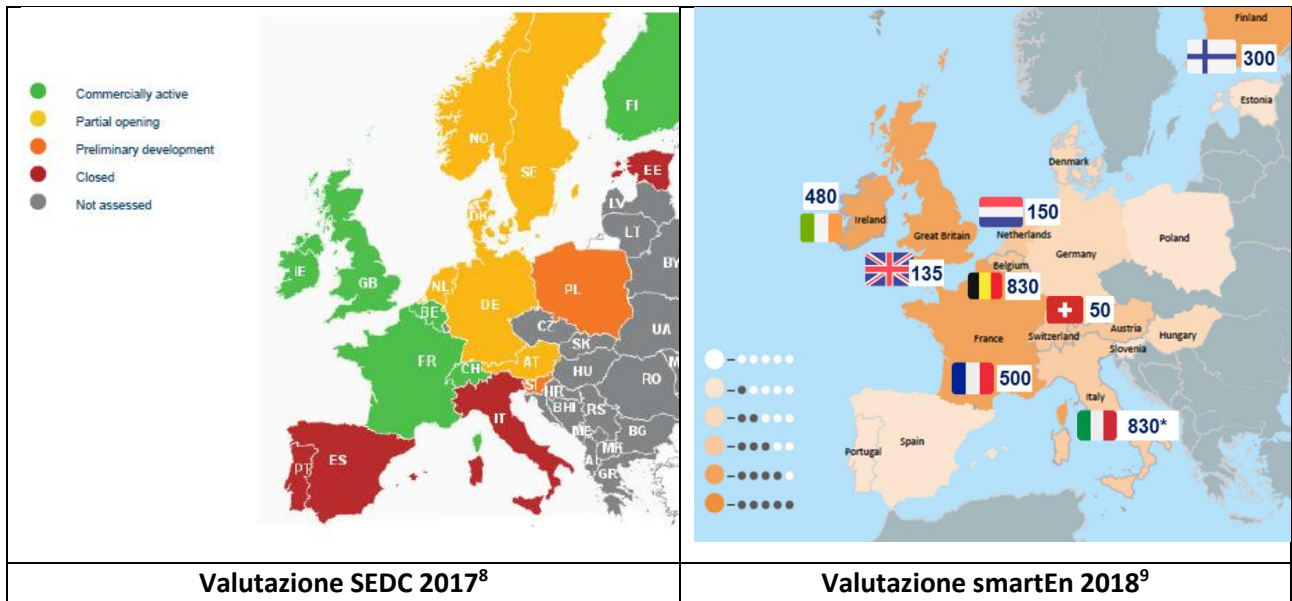


Figura 7: Grado di apertura del mercato dei servizi per le risorse distribuite SEDC / smartEn

<sup>8</sup> Explicit Demand Response in Europe – Mapping the Markets 2017

<sup>9</sup> The smartEn Map 2018, dato Italia aggiornato a Giugno 2019\*

### Assegnazioni UVAM 2019: quasi 700 MW di potenza contrattualizzata

Nella Tabella 2 sono riportati gli esiti delle assegnazioni dei contratti a termine dell'asta annuale 2019 (periodo Gennaio-Dicembre), dell'asta infrannuale (periodo Aprile-Dicembre) e delle aste mensili, con il relativo prezzo medio ponderato. Ad oggi, nel periodo aprile – dicembre 2019, risultano complessivamente contrattualizzati **510 MW** (345 MW asta annuale e 165MW infrannuale).

Per il mese di giugno sono stati complessivamente approvvigionati **694 MW**.

Periodo di validità	Capacità da assegnare (MW)		Capacità assegnata (MW)		Prezzo medio ponderato (€/MW/aa)	
	zona A	zona B	zona A	zona B	zona A	zona B
<b>Gen-Dic 2019</b>	800	200	327,8	17,1	29.979,7	29.999,0
<b>Apr-Dic 2019</b>	467,2	182,9	144,5	20,3	29.985,5	29.997,4
Gennaio 2019	467,2	182,9	38,9	5,9	29.992,1	30.000,0
Febbraio 2019	467,2	182,9	71,9	10,4	29.997,3	30.000,0
Marzo 2019	467,2	182,9	83,1	17,5	29.999,5	30.000,0
Aprile 2019	322,7	162,6	84,2	27,7	29.999,0	29.967,0
Maggio 2019	322,7	162,6	123,7	22,7	29.992,0	29.982,0
Giugno 2019	327,7	162,6	155,0	29,5	29.982,7	29.986,1

*Tabella 2: Assegnazioni UVAM 2019*

Attualmente risultano assegnatari di capacità già 25 diversi BSP (cfr. Figura 8). Enel X detiene il 41% della quota di mercato (694 MW), a seguire Burgo Energia con circa il 14%, Ego Trade l'11%, il resto dei BSP sono sotto il 6%.

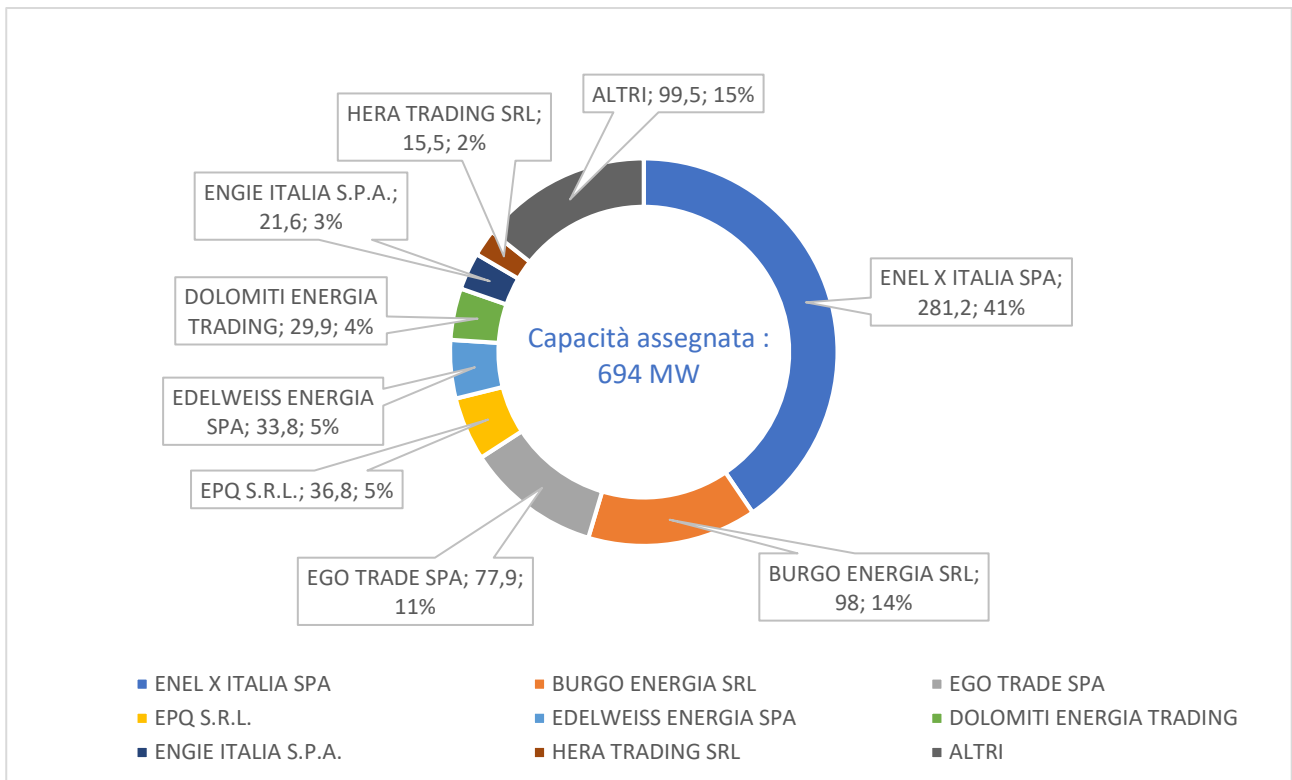


Figura 8: BSP assegnatari dei contratti a termine (aggiornato a giugno 2019)

## Il costo complessivo dei progetti pilota è guidato principalmente dal costo dei contratti a termine

Come per la remunerazione che è suddivisa in cash flow legati alla disponibilità e all'attivazione, si possono distinguere due categorie di costi: il corrispettivo fisso e il costo di attivazione che si basa sulle quantità accettate in MSD.

Non essendo prevista una remunerazione esplicita delle capacità rese disponibili dalle UVAP, il costo complessivo 2018 per i corrispettivi fissi è identico al costo delle UVAC. La capacità resa disponibile dalle UVAC per l'anno 2018 è costata al sistema elettrico poco più di 4,8 milioni di €, circa lo 0,3% del costo totale MSD (dato provvisorio 1.573 milioni di €) ed è cresciuta in maniera proporzionale al progressivo incremento di unità di consumo contrattualizzate. Il costo del corrispettivo fisso risulta nullo nei mesi di aprile, maggio ed ottobre 2018, in cui non sono state approvvigionate risorse a termine. La remunerazione della disponibilità per le UVAM è iniziata a gennaio 2019 ed è cresciuta costantemente a seguito delle nuove qualificazioni e degli esiti delle assegnazioni (cfr. Figura 9).

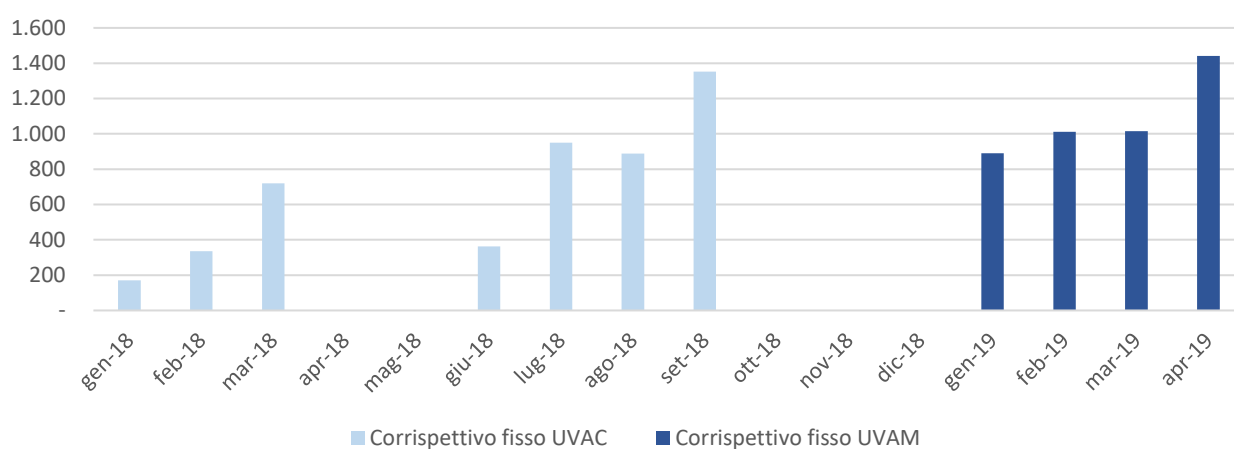


Figura 9: Costo corrispettivo fisso UVAC (k€) ed UVAM (k€)

Con riferimento all'energia attivata per l'anno 2018, i costi delle quantità accettate su MSD sono stati di 290k€, di cui il 70% solo per le UVAC, per i primi mesi del 2019 per le UVAM poco più di 20k€.

Confrontando le due categorie di costo, risulta evidente che i cash flow relativi al corrispettivo fisso rappresentano quasi il totale del costo complessivo. Questo è anche dovuto al fatto che finora il tasso di attivazione delle UVA è stato relativamente basso.

## Conclusioni e prossimi passi

L'abilitazione ed utilizzo da parte dei TSO di risorse distribuite per soddisfare i propri fabbisogni di servizi è in corso di sviluppo in molti mercati esteri, e assumerà progressivamente un ruolo strutturale su scala globale. L'International Energy Agency stima che al 2050 il demand response da settori industriale, terziario, residenziale e trasporti (essenzialmente per lo sviluppo di veicoli elettrici) in Europa possa arrivare a 150 GW.<sup>10</sup>

Con quasi 830 MW di capacità abilitata finora e l'obiettivo di allocarne tramite approvvigionamento a termine 1000 MW entro la fine del 2019 i progetti pilota Italiani, pur con i loro limiti, possono essere considerati un successo, come anche confermato dal benchmark europeo. Dall'analisi effettuata da smartEn emerge chiaramente che l'Italia è il paese europeo che negli ultimi due anni ha fatto i più importanti progressi per abilitare le risorse distribuite al mercato dei servizi.

In considerazione dei promettenti risultati raggiunti, l'intenzione di Terna è quella di proseguire nella implementazione di ulteriori progetti pilota con i seguenti principali obiettivi:

- sperimentare la partecipazione di risorse distribuite a ulteriori servizi (regolazione frequenza/potenza, regolazione di tensione, ...)
- incentivare la concorrenza e la sempre maggiore partecipazione di risorse sui servizi esistenti, provando progressivamente ad includere anche risorse a bassi consumi unitari del settore terziario e/o domestico
- fare leva sull'esperienza maturata con i progetti pilota per sviluppare proposte di ridisegno complessivo del mercato dei servizi.

La forte volontà di Terna è infatti quella di portare avanti con decisione questa sperimentazione per l'importanza che la stessa riveste nell'ambito della transizione energetica. Questi progetti pilota consentono a Terna di testare le prestazioni delle risorse distribuite e al contempo permettono di coinvolgere ed incentivare gli operatori, del settore elettrico e non, a ricercare soluzioni innovative per la fornitura dei servizi di dispacciamento.

---

<sup>10</sup> Fonte: International Energy Agency (IEA), Re-powering Markets 2016