

Executive Summary Electricity Market Report

L'attuale assetto del MSD e l'evoluzione attesa

Con il termine **“Mercato dei Servizi di Dispacciamento” (MSD)** in Italia si fa riferimento ad una serie di **operazioni eseguite dal soggetto deputato all'attività del dispacciamento** (ossia Terna, il TSO – Transmission System Operator), o da chi viene incaricato da esso, al fine di **garantire la gestione corretta del sistema elettrico**, che si basa sulle 5 “dimensioni chiave” di **adeguatezza, sicurezza, resilienza, qualità ed efficienza**.

Fatto salvo quanto previsto dalla Delibera 300/2017/R/eel, ad oggi la **partecipazione al MSD è appannaggio esclusivo dei cosiddetti “impianti abilitati”**, ossia i **grandi impianti di generazione** (cosiddetti **“impianti rilevanti”**, di taglia **non inferiore a 10 MVA**) **programmabili**, come le centrali termoelettriche ed il grande idroelettrico (ai sensi della **Delibera n. 111/06 e s.m.i.**). Risultano quindi **esclusi gli impianti di produzione rilevante non programmabile, gli impianti non rilevanti e le unità di consumo**.

Tuttavia, vi sono una serie di **fattori** – “trainati” dalla necessità di perseguire gli **obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico** che il nostro Paese ha assunto – che negli ultimi anni hanno determinato **impatti significativi sulla gestione del sistema elettrico italiano**, e che saranno **ancora più significativi nello scenario atteso**.

Si fa riferimento ad esempio alla **diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili**, *in primis* **eolico e fotovoltaico**, che nell'ultimo decennio hanno visto la loro **capacità installata passare da meno di 5 GW (nel 2008) a più di 30 GW** (nel 2018) e di cui il Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC, di cui si attende l'approvazione definitiva da parte della Commissione europea entro fine anno) prevede un'**ulteriore forte crescita**, pari a circa **39 GW di nuovi impianti eolici e fotovoltaici da qui al 2030**. Altri fattori che stanno radicalmente cambiando la “fisionomia storica” del sistema elettrico riguardano, da un lato, la **significativa riduzione della capacità installata di impianti termoelettrici**, passata da **77 GW nel 2013 a 62 GW nel 2018** (-20%), i quali come ricordato in precedenza hanno storicamente rappresentato un asset fondamentale per il corretto funzionamento del sistema elettrico, e dall'altro lato la cosiddetta **“elettrificazione” dei consumi**, ossia l'utilizzo del vettore elettrico in luogo di altri vettori energetici in ambiti quali il riscaldamento od i trasporti, il quale sta determinando un incremento dei consumi elettrici e, soprattutto, l'introduzione di **nuovi “attori” all'interno del sistema elettrico** stesso (si pensi ad esempio ai veicoli elettrici).

Il combinato disposto di questi fattori rende **non più procrastinabile una riforma organica dell'attività di dispacciamento**. In questo scenario, **l'ampliamento della platea di soggetti che possono offrire servizi di regolazione**, attualmente implementata nell'ambito dei progetti pilota a seguito della **Delibera 300/2017** emanata dall'ARERA ed oggetto d'analisi principale del presente Rapporto, rappresenta uno dei principali elementi della “riforma” del dispacciamento che vedrà la luce nei prossimi anni.

Si tratta di un percorso che l'Autorità ha intrapreso da alcuni anni e che ha visto una tappa fondamentale nella recente pubblicazione, il 25 luglio 2019, del **Documento per la consultazione (DCO) 322/2019/R/eel sul nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)**. Rimandando al Rapporto completo per un'analisi dettagliata del documento, esso raccoglie le principali linee di intervento identificate dall'Autorità per far fronte alla necessità di riformare l'attività di dispacciamento. Fra esse, si evidenziano: (i) la **revisione di aspetti relativi alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate all'erogazione di servizi ancillari**, (ii) **l'evoluzione della regolazione del regolamento elettrico** e (iii) la **regolazione semplificata del dispacciamento elettrico nei contesti speciali**.

Il processo di “apertura” di MSD abilitato dalla Delibera 300/2017

Una delle **principali iniziative messe in atto in Italia al fine di gestire le dinamiche evolutive del sistema elettrico** illustrate in precedenza riguarda **l'ampliamento della platea di soggetti che possono offrire servizi di regolazione**. Una prima **"apertura del mercato"** si è avuta con l'approvazione della **delibera 300/2017**, con la quale l'ARERA ha dato il **via libera al processo di allargamento della platea di fornitori di servizi di regolazione, avviando con Terna una serie di progetti pilota per permettere la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuovi soggetti ad oggi non abilitati**, introducendo le **Unità Virtuali Abilitate (UVA)** e la **figura dell'aggregatore** in qualità di abilitatore della partecipazione delle unità non rilevanti al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Le **Unità Virtuali Abilitate (UVA)** sono **aggregazioni di unità di consumo e/o di produzione** (ivi compresi i sistemi di accumulo), **aggregati al fine di partecipare al MSD**. A valle dell'approvazione della Delibera 300/2017/R/eel, Terna ha posto in consultazione ed approvato i Regolamenti e le Procedure per la **partecipazione ai servizi di dispacciamento di diversi tipi di aggregati**, quali le cosiddette **"UVAC"** (ossia un aggregato di unità di consumo), le **"UVAP"** (ossia aggregazioni di **unità di produzione (UP) non rilevanti**, inclusi i **sistemi di accumulo**) e le **"UVAM"** (ossia aggregazioni di **unità di produzione non rilevanti** - inclusi i sistemi di accumulo, **"stand alone"** o abbinati a UP non rilevanti e/o a unità di consumo - e di **unità di consumo**, o anche di **POD che sottendono UP rilevanti** - non già oggetto di abilitazione obbligatoria al MSD - fermo restando che **tali UP condividano il punto di connessione alla rete con almeno un'unità di consumo diversa dai servizi ausiliari d'impianto**).

I progetti pilota relativi alle **UVAC** ed alle **UVAP** sono rimasti attivi fino ad ottobre 2018, in quanto a partire da novembre 2018 **tali aggregati sono confluiti all'interno delle UVAM**. Rimandando alla sezione successiva dell'Executive Summary, e soprattutto al Rapporto per un'analisi estensiva dei risultati dei progetti pilota, è doveroso sottolineare sin d'ora il **grande "fermento" gemmato da quest'iniziativa regolatoria**, se si analizza ad esempio il fatto che ad oggi, nell'ambito del **progetto pilota UVAM**, risultano **abilitate a partecipare al MSD nuove risorse per un totale di 1.156,5 MW**.

Un altro progetto pilota promosso a seguito della **Delibera 300/2017** riguarda la **partecipazione volontaria al MSD da parte delle cosiddette "UPR"**, ossia le **unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e non già incluse nelle UVA**. Tale progetto, avviato il 1° settembre 2018 e tuttora in corso, ha visto l'abilitazione a partecipare al MSD di **una sola UPR alimentata dalla fonte idrica** (impianto idroelettrico a bacino). Un ulteriore progetto pilota riguarda le cosiddette **"UPI"** (Unità di Produzione Integrate), che consistono in **unità di produzione rilevanti integrate a sistemi di accumulo che hanno la possibilità di fornire servizio di regolazione primaria della frequenza**. Ad oggi risulta abilitata una **potenza complessiva di sistemi di accumulo integrati ad unità di produzione rilevanti per la fornitura del servizio di regolazione primaria di frequenza pari a 27,7 MW** (che ha quasi saturato il contingente definito da Terna, pari a 30 MW).

I primi risultati dei progetti pilota sulle "unità virtuali"

All'interno del rapporto è presentata un'analisi estensiva dei **"risultati" del Progetto Pilota UVAM**, con particolare riferimento a: (i) i **risultati delle aste di approvvigionamento a termine**; (ii) le **caratteristiche costitutive delle UVAM** che hanno partecipato al progetto pilota e (iii) le **"performance" in esercizio delle UVAM** che hanno partecipato al progetto pilota, in termini di **offerte presentate su MSD ed esito degli ordini di dispacciamento** ricevuti da Terna.

A partire dal Gennaio 2019, per le UVAM sono state predisposte delle **aste di approvvigionamento a termine delle risorse**, tramite le quali Terna si assicura una determinata capacità disponibile a fornire servizi di dispacciamento (con particolare riferimento ad offerte a salire per il bilanciamento). Il contratto consiste nel garantire un **premio fisso** alle risorse rese disponibili, a fronte dell'**impegno ad offrire sul mercato a prezzi inferiori ad un determinato valore** (cosiddetto "strike price", fissato a **400 €/MWh**). Per l'anno 2019 è stato individuato un **contingente pari a 1.000 MW**, diviso in due aree: **800 MW per l'Area di Assegnazione A**, che comprende le zone di mercato Nord e Centro-Nord, e **200 MW per l'Area di Assegnazione B**, che comprende le zone di mercato Sud, Centro-Sud, Sicilia e Sardegna. Le assegnazioni sono effettuate tramite aste al ribasso, di tipo *pay as bid*, a partire da un corrispettivo fisso annuale pari a **30.000 €/MW/anno**. Le sessioni d'asta per il 2019 prevedono un'asta annuale, tre aste "infrannuali" (per i periodi aprile-dicembre, luglio-dicembre e ottobre-dicembre) e dodici aste mensili.

Guardando ai risultati conseguiti alla data di chiusura del rapporto, si evince che le **quantità assegnate mostrano un andamento crescente**, indice del **forte interesse degli operatori verso il prodotto a termine**. Emerge un **interesse prevalente degli operatori verso l'Area A, soprattutto nei primi mesi dell'anno**, sia in termini assoluti che rispetto al "cap" fissato per ciascuna area. **Negli ultimi mesi si è raggiunto un sostanziale allineamento nelle due Aree, dal momento che** ad ottobre risulta che nell'Area A il tasso di "saturazione" del contingente è pari al **97%**, mentre nell'Area B tale valore è pari all'**85%**.

Dal punto di vista economico, **il corrispettivo fisso non si è significativamente discostato dalla base d'asta, pari a 30.000 €/MW/anno**, indubbiamente legato al fatto che la saturazione del contingente messo a disposizione degli operatori è stata relativamente lontana, specialmente nei primi mesi dell'anno. È interessante altresì sottolineare quanto accaduto nel corso delle aste (mensile ed infrannuale) tenutesi ad ottobre, nelle quali l'avvicinarsi alla saturazione del contingente ha comportato la **riduzione del corrispettivo fisso a valori di poco superiori a 28.000 €/MW/anno** (con riferimento all'Area A).

Queste iniziative sono state "promosse" da ben **27 operatori (BSP)**, i quali hanno partecipato alle procedure di **approvvigionamento a termine** nel corso dei primi 10 mesi del 2019. Si nota un **trend fortemente crescente di questo numero, soprattutto nei primi 5 mesi dell'anno**, quando si è passati dai **12 operatori "attivi" nelle aste di gennaio ai 24 operatori attivi a maggio**. Ciò rappresenta un evidente segno del **crescente interesse da parte degli operatori verso quest'opportunità emergente**. Guardando alla ripartizione "geografica", emerge una **significativa "polarizzazione" degli operatori nell'Area A**, ove opera quasi il **90%** degli operatori. Dato da leggere anche alla luce della **differenza significativa del contingente messo a disposizione nell'Area A (800 MW) rispetto all'Area B (200 MW)**. **Solo l'11% degli operatori opera "in esclusiva" nell'Area B, mentre poco meno del 30% opera in entrambe le aree**. Dal punto di vista "dimensionale" (in termini di quantità complessivamente approvvigionate a termine) emerge che **un numero ridotto di soggetti (pari a 4) ha creato un portafoglio di UVAM avente una dimensione complessiva superiore a 100 MW**. Segue un cluster che include **soggetti aventi un portafoglio di dimensioni "intermedie"** (tra **20 MW e 100 MW**), pari a **4 soggetti**, ed un cluster più ampio di **19 operatori aventi un portafoglio di dimensioni "ridotte"** (inferiore a **20 MW**).

Per quanto riguarda invece le **caratteristiche costitutive delle UVAM** che hanno partecipato al progetto pilota, delle **156 UVAM abilitate** (di cui un sottoinsieme ampio, pari a 144, beneficiano della contrattualizzazione a termine) a **fine agosto 2019** (in corrispondenza dello svolgimento dell'asta di approvvigionamento a termine per il mese di settembre 2019), **più di due terzi delle UVAM (71%) risulta composto da un unico POD**. Seguono le **UVAM composte da 2 POD (23 in valore assoluto, pari al 15% del**

totale). Complessivamente, il **numero di POD coinvolti** è pari a **256**. **Delle 156 UVAM abilitate, più della metà risulta essere di tipo “misto”,** ossia vede la presenza sia di consumi che di impianti di generazione, all'interno dello stesso POD o di POD diversi. Per quanto riguarda gli **impianti di generazione che partecipano alle UVAM (233 in totale), circa i due terzi fa riferimento ad impianti termoelettrici,** seguiti dagli **impianti idroelettrici.**

Analizzando in terzo luogo le **“performance” in esercizio delle UVAM** che hanno partecipato al progetto pilota, in termini di **offerte presentate** su MSD nelle ore in cui vige l'obbligo di offerta (per le UVAM che usufruiscono della contrattualizzazione a termine) emerge che i volumi complessivi d'offerta sono crescenti nel tempo, in linea con la crescita del numero di UVAM partecipanti. Inoltre, emerge in maniera evidente la **tendenza degli operatori ad effettuare offerte a salire a prezzi prossimi allo strike price,** la quale può essere ascrivibile, da un lato, agli elevati costi di modulazione associati alle unità all'interno delle UVAM e, dall'altro lato, al tentativo di ridurre la probabilità di ricevere un ordine di dispacciamento da parte di Terna (per le motivazioni economiche di cui sopra o eventualmente di natura tecnica).

Per quanto concerne invece l'“**utilizzo**” di queste risorse da parte di Terna, questo appare ad oggi tutto sommato **“limitato”,** nella misura in cui, a seguito degli ordini di dispacciamento inviati da Terna, **sono stati movimentati dalle UVAM “solo” 556,5 MWh a salire nei primi sette mesi di sperimentazione,** divisi in **76 diverse attivazioni.** A queste si aggiungono **2 chiamate “a scendere”,** per un totale di **36,5 MWh,** entrambe relative allo stesso aggregato. Le chiamate “a salire” effettuate da Terna, che hanno interessato **25 UVAM di titolarità di 10 diversi BSP, non mostrano una chiara “polarizzazione” su una specifica classe dimensionale di UVAM;** d'altro canto, **l'85% delle quantità accettate è associato ad offerte aventi prezzo inferiore a 100 €/MWh. Gli esiti degli ordini di dispacciamento inviati da Terna possono essere giudicati complessivamente “soddisfacenti”** (anche alla luce della natura sperimentale dell'iniziativa), posto che in circa i due terzi degli ordini di dispacciamento è stata fornita almeno il 70% della quantità di energia accettata.

Si tratta quindi di un contesto in grande fermento, su cui gli operatori stanno “scommettendo” in maniera significativa. Al fine di abilitare un più ampio e “virtuoso” sviluppo delle unità virtuali nel nostro Paese, è stato sviluppato un **ampio confronto con gli operatori** (con particolare riferimento ai BSP, ossia gli aggregatori) sull'attuale articolazione del regolamento del progetto pilota UVAM e delle procedure di approvvigionamento a termine. Dal confronto sono emerse una serie di **“criticità”** che potrebbero **ostacolare una più ampia diffusione delle UVAM** nel nostro Paese e su cui si ritiene tanto il *policy maker* quanto il TSO debbano sicuramente riflettere.

Rimandando anche in questo caso al Rapporto per un'analisi estensiva delle suddette “criticità”, si sottolinea in questa sede il fatto che, a detta degli operatori, esse hanno in primo luogo un **potenziale impatto negativo sulla creazione di UVAM multi-sito,** spingendo invece verso configurazioni **mono-sito** o che vedano la presenza del numero minor possibile di clienti al fine di raggiungere la dimensione minima (aventi una maggiore semplicità di gestione e minore difficoltà nell'adempimento degli obblighi). In secondo luogo, le **unità di consumo** – in particolar modo quelle aventi un **costo di modulazione elevato** o che vedono la **presenza di carichi interrompibili** – potrebbero risultare **non sufficientemente “stimolate” a partecipare alle UVAM.** In aggiunta a ciò, gli operatori segnalano criticità di natura “relazionale”, ossia relative all'interazione con gli altri soggetti che devono essere coinvolti in queste iniziative - *in primis* gli **Utenti del Dispacciamento** (rispetto ai quali è prevista la **necessità di ricevere l'assenso** per la partecipazione alle unità virtuali delle unità da essi gestite) e **Terna stessa** (in qualità di TSO, **per quanto concerne l'iter di abilitazione delle UVAM**) – le quali possono rappresentare un “ostacolo” per il business dei BSP.

L'architettura tecnologica abilitante le "unità virtuali": il ruolo dei technology provider

L'architettura tecnologica per la creazione di una UVAM, ai sensi di quanto previsto dal Regolamento UVAM, è composta da 4 "elementi": **Unità Periferica di Monitoraggio (UPM), Concentratore, Comunicazione tra UPM e Concentratore e Comunicazione tra Concentratore e Sistemi Terna.**

L'Unità Periferica di Monitoraggio (UPM) è il dispositivo di cui ciascuno dei punti associati ad una UVAM deve essere dotato, **la cui funzione consiste nella rilevazione di una misura analogica relativa al punto di connessione alla rete.**

Il concentratore è il **server** che **comunica sia con le UPM sottese che con i Sistemi Terna. A questi ultimi invia ogni 4 secondi i dati relativi a ciascuna UVAM** (i quali risultano dall'aggregazione dei dati delle UPM presenti in ciascuna unità) e da questi **riceve gli ordini di dispacciamento** attraverso la modalità "*file transfer*" prevista dal protocollo IEC 870-1-104 (utilizzato anche per l'invio dei dati).

Per quanto riguarda la **comunicazione tra UPM e Concentratore**, il **Regolamento UVAM non fornisce indicazioni circa l'infrastruttura tecnologica che il BSP deve predisporre per raccogliere i dati dal campo.** È dunque **lasciato libero di scegliere la soluzione che ritiene più adeguata**, purché siano garantiti **affidabilità, sicurezza, prestazioni ed integrità del dato trasmesso dalle UPM al concentratore.** Il **protocollo di comunicazione utilizzato tra campo e concentratore** può variare in base ai dispositivi presenti sul campo, inoltre possono essere posizionati dei **gateway intermedi** che raccolgono i dati provenienti da una o più UPM, traducono i protocolli in ingresso e restituiscono in uscita un protocollo (nella maggior parte dei casi MQTT o 104) che viene trasmesso al concentratore. Viceversa, la comunicazione tra **l'UVAM ed il Sistema di Controllo Terna** è regolata all'interno dell'**Allegato A.13 al Codice di Rete** e prevede l'utilizzo del **protocollo di comunicazione IEC 870-5-104.**

All'interno del Rapporto, ciascun elemento costitutivo dell'architettura tecnologica per la creazione di una UVAM è analizzato dal punto di vista delle caratteristiche tecnico-economiche attuali ed attese. In generale, dall'analisi emerge **un livello di maturità di tali soluzioni sostanzialmente elevato.** Il principale "**elemento distintivo**" emerso dall'analisi riguarda invece le **piattaforme di gestione delle UVAM**, ossia sistemi software che ricevono in ingresso una serie di dati input (sia di natura tecnica che economica) e restituiscono in output la **ripartizione degli ordini di dispacciamento tra le diverse unità che costituiscono una UVAM.**

Le piattaforme presenti sul mercato presentano **notevoli differenze in termini di funzionalità che sono in grado di svolgere** (abilitate dagli algoritmi in esse presenti) nonché di modalità di approvvigionamento da parte dei provider tecnologici. In particolare, si identificano le seguenti **configurazioni implementate dai BSP per dotarsi della piattaforma di gestione**, e più in generale dell'**architettura tecnologica necessaria per creare e gestire una UVAM:** (i) "**internalizzare**" l'**intera infrastruttura tecnologica**, ossia acquistare la piattaforma (che in alternativa può essere sviluppata internamente o reperita mediante operazione "straordinarie" di M&A), il concentratore e le UPM, oltre a provvedere autonomamente alla creazione delle linee di comunicazione con Terna e con il campo ("**Configurazione A**"); (ii) **utilizzare una piattaforma di gestione di un provider esterno in modalità "as a service"**, acquistando UPM e concentratore e provvedendo autonomamente alla creazione delle linee di comunicazione con Terna ed i dispositivi di campo. Tale alternativa può prevedere o l'**esclusivo pagamento di un canone annuo ("Configurazione B")** oppure un **costo di attivazione una tantum ed un canone annuo ("Configurazione B*")**; (iii) **usufruire dell'intera infrastruttura (eventualmente escludendo le unità di campo – UPM) fornita da un provider esterno in modalità "as a service" ("Configurazione C").**

Analizzando più in generale i technology provider, emerge un **trend relativo all'ampliamento dell'ampiezza dell'offerta**, intesa come quali e quanti degli elementi facenti parte dell'architettura tecnologica per la creazione e gestione di una UVAM vengono offerti, ed un crescente **interesse da parte degli sviluppatori di piattaforme verso il tema "unità virtuali"**, anche da parte di coloro i quali hanno sviluppato applicativi legati ad ambiti complementari, quali ad esempio il monitoraggio e l'ottimizzazione di singoli asset o il trading di energia.

La "percezione" delle unità virtuali da parte degli asset owner

Al fine di "tastare il polso" degli asset owner sul **livello di consapevolezza sul tema "flessibilità"** e dei **driver/barriere per la partecipazione** a tali iniziative, è stata somministrata una **survey** ad un set piuttosto ampio di soggetti, la **quale** ha raccolto circa **100 risposte**, prevalentemente da parte di imprese industriali (si rimanda al Rapporto per il doveroso inquadramento metodologico). È da sottolineare come non si voglia qui rappresentare statisticamente la popolazione dei proprietari delle unità potenzialmente aggregabili, bensì mettere in evidenza i trend e le percezioni più rilevanti ai fini dello studio.

Dalla visione d'assieme si rileva in primo luogo un **elevato livello di consapevolezza circa la possibilità di fornire servizi di flessibilità a beneficio del sistema elettrico da parte dei soggetti investigati**, coerente con il tipico "status" di impresa "energivora" che caratterizza i rispondenti. Tale consapevolezza si traduce nella maggior parte dei casi in "azione", dato che **circa il 70% del campione dichiara di aver avviato un processo di valutazione di tale opportunità**, principalmente legata alla **volontà di conseguire un beneficio economico**.

Tuttavia, è da sottolineare che solo **una percentuale ridotta (circa 1/4 del campione) ha dato seguito partecipando alle diverse tipologie di unità virtuali**. Le **principali barriere alla partecipazione** sono di natura **tecnico-economica** e riguardano: (i) **il costo della modulazione** (ad esempio relativo al **costo opportunità per la mancata produzione**), che si riverbera sul **"mismatch"** percepito dai rispondenti **tra i benefici attesi e costi da sostenere per la partecipazione alle UVAM** (non solo in termini assoluti, ma anche in confronto con **altre opportunità ritenute più vantaggiose** – es. il servizio di interrompibilità); (ii) **l'impatto sul processo produttivo**, strettamente connesso al punto precedente, e alla barriera relativa alla mancata presenza di carichi modulabili, segno che in taluni casi l'impatto della modulazione sarebbe talmente elevato da essere escluso a priori.

Dall'analisi "a tutto tondo" dei **driver e delle barriere alla partecipazione** a tali iniziative da parte degli asset owner, emergono una serie di **note positive**, che possono rappresentare un buon viatico ad una più ampia partecipazione da parte di questi soggetti nel prossimo futuro. Vale la pena citare, da un lato, il **buon livello di "awareness" sul tema delle unità virtuali**, non solo in termini di **consapevolezza dell'opportunità** ma anche dal punto di vista **tecnologico e regolatorio**, che evidentemente rappresenta una **conditio sine qua non per la partecipazione**. Dall'altro lato, è **interessante sottolineare la "facilità" di accesso al capitale proprio o di terzi** da parte degli asset owner, seppur risulti prevalente la tendenza a prediligere soluzioni in cui sia il BSP ad occuparsi dell'investimento.

D'altro canto, emergono alcuni **aspetti ulteriori su cui invece è opportuna una riflessione "sistemica"**, affinché le **unità virtuali possano a tutti gli effetti diventare un "asset portante" del sistema elettrico**. In particolare, si segnala il fatto che **l'ampia maggioranza dei rispondenti ritenga necessaria la presenza di una remunerazione fissa**, in aggiunta o in alternativa ad una remunerazione variabile, **al fine di giustificare la**

partecipazione ad una UVAM e la percezione abbastanza diffusa di “incertezza” circa l’evoluzione del quadro normativo (incertezza purtroppo “tristemente nota” nel settore, si pensi ad esempio alle lunghe gestazioni che hanno caratterizzato l’ultimo decreto rinnovabili e che stanno caratterizzando il PNIEC, giusto per rimanere sulla più recente “attualità”).

I business model degli aggregatori (BSP)

L’analisi estensiva degli aggregatori ad oggi attivi in Italia (relativa a **12 BSP**, cui fa riferimento il **74% dell’attuale capacità contrattualizzata a termine**) ha fatto emergere **4 cluster di business model**: (i) **“Pure Aggregatore”**, il quale include tutti gli operatori che **svolgono esclusivamente il ruolo di BSP**. Essi **si rivolgono ad uno o più provider tecnologici per la fornitura dell’infrastruttura tecnologica** per la creazione e gestione di una UVAM e **non hanno alcun canale “privilegiato” lato-cliente** (quale ad esempio la gestione di impianti che potrebbero partecipare alle UVAM) **né posseggono asset** che potrebbero partecipare alle UVAM; (ii) **“Technology-driven Aggregatore”**, il quale include tutti gli operatori che, oltre a **svolgere il ruolo di BSP**, hanno deciso di **sviluppare internamente la piattaforma di gestione** (anche grazie ad operazioni di **acquisizione di imprese**) e, in taluni casi, di internalizzare la produzione dell’infrastruttura tecnologica necessaria per la realizzazione di un UVAM. Risultano invece **non coperte le fasi relative alla “relazione con il cliente”**; (iii) **“Client-driven Aggregatore”**, il quale include tutti gli operatori che, oltre a **svolgere il ruolo di BSP**, hanno in essere una **relazione con i proprietari di asset che potrebbero partecipare alle UVAM** (ad esempio in qualità di BRP o asset manager) o li **posseggono direttamente**. Risultano invece non coperte le fasi relative all’infrastruttura tecnologica; (iv) **“Fully-integrated Aggregatore”**, il quale contiene gli operatori che hanno deciso di **investire nello sviluppo delle tecnologie necessarie per creare un UVAM** e che hanno anche in essere un **“canale privilegiato” per coinvolgere i clienti** (grazie all’esistenza di una relazione pregressa).

Coerentemente la fase “sperimentale” del mercato, di cui i progetti pilota sono rappresentativi, dall’analisi **non è emerso un modello di business di riferimento**. A conferma di ciò, alcuni operatori hanno sottolineato il loro **interesse ad implementare modelli di business differenti su diverse UVAM**, in particolare al fine di **coinvolgere clienti al di fuori del proprio “perimetro di relazione”** (per coloro i quali hanno fatto nel primo periodo prevalente affidamento su clienti con relazioni pregresse in essere) e di **testare la “bontà” di soluzioni tecnologiche alternative** (ad esempio a quelle in fase di sviluppo interno).

Il modello **più ricorrente ad oggi appare essere quello “customer driven”**, a testimonianza dell’**importanza dell’“asset” cliente**, soprattutto in questa prima fase di sviluppo di mercato. D’altro canto, molti operatori **non hanno ritenuto opportuno presidiare la parte “tecnologica”**, nonostante sia diffuso il parere che l’infrastruttura tecnologica – in primis la piattaforma – possa rappresentare a tendere un **elemento distintivo per un BSP**.

La sostenibilità economica delle unità virtuali

Al fine di analizzare la sostenibilità economica dell’investimento per la creazione e gestione di una UVAM, sono **identificati 6 business case** “rappresentativi” della realtà attuale, ciascuno dei quali presenta una diversa combinazione di “dimensione” del portafoglio di UVAM gestite da un BSP e di configurazione scelta dal BSP per l’approvvigionamento dell’infrastruttura tecnologica per la creazione e gestione di una UVAM.

I risultati dell’analisi mostrano che, nello scenario caratterizzato dalla **presenza del corrispettivo fisso e numero ridotto di attivazioni delle UVAM sul MSD (Scenario 1)**, grazie alla **presenza del corrispettivo fisso**

Il BSP ottiene un utile operativo positivo sia che gestisca un portafoglio di piccole dimensioni che di grandi. Tuttavia, nel **secondo caso**, il BSP ottiene un **utile maggiore** in quanto l'investimento necessario per dotarsi dell'infrastruttura tecnologica (o, in alternativa, il canone da versare ad un provider tecnologico) non è proporzionale alla capacità di modulazione gestita, come invece accade per il corrispettivo fisso. Si evince inoltre che la **scelta di una specifica configurazione tecnologica non determina un cambiamento significativo dei risultati.** In questo scenario, **la presenza del corrispettivo fisso consente agli asset owner di ottenere un utile positivo anche in caso di sfruttamento di fonti di flessibilità che presentano costi di modulazione nell'ordine delle migliaia di euro per MWh fornito** (in virtù del numero ridotto di chiamate ipotizzato).

Dall'altro lato, l'analisi dei risultati dello **Scenario 2** (che prevede l'**assenza del corrispettivo fisso** ed un **numero ridotto di attivazioni**) fa emergere che i ricavi conseguibili grazie alle attivazioni non sono sufficienti al BSP per ottenere **un utile operativo positivo sia che gestisca un portafoglio di piccole dimensioni che di grandi.** L'assenza del corrispettivo fisso fa sì che gli **asset owner** (in virtù del numero ridotto di chiamate ipotizzato) **ottengano un utile positivo solo per valori elevati del prezzo dell'energia movimentata su MSD (pari almeno a 400 €/MWh),** solo nel caso in cui il costo della modulazione si attesti nell'ordine delle **poche centinaia di euro.** Viceversa, le risorse caratterizzate da un costo associato alla modulazione pari a 2.000 €/MWh dovrebbero accettare attivazioni solo per prezzi abbondantemente superiori a tale valore per conseguire un utile positivo. Valori di prezzo che, in entrambi i casi, si registrano ad oggi su MSD con una frequenza piuttosto limitata.

L'analisi dei risultati dello **Scenario 3** mostra che, affinché il BSP possa raggiungere una **marginalità operativa pari al 15%** (ritenuta "accettabile" in prima approssimazione) **in assenza del corrispettivo fisso,** la **remunerazione** ottenuta dal BSP grazie alla partecipazione al MSD dovrebbe **essere ampiamente maggiore dei valori osservati durante i primi mesi di sperimentazione.** **In assenza di un corrispettivo fisso,** al fine di **raggiungere un utile operativo positivo** un BSP può adottare **due strategie alternative: effettuare offerte a prezzi bassi,** con l'obiettivo di **massimizzare le attivazioni;** o provare a **catturare "picchi" di prezzo sul MSD,** minimizzando la quantità fornita.

La **seconda ipotesi,** tuttavia, **non risulta ad oggi praticabile** sulla base degli attuali andamenti del prezzo su MSD. D'altro canto, puntare sulla **massimizzazione delle quantità accettate** (offrendo a prezzi bassi) **richiede di disporre di fonti di flessibilità in grado di modulare con costi opportunità particolarmente ridotti,** affinché la **partecipazione al MSD risulti economicamente conveniente anche per gli asset owner.**

L'articolazione "a regime" del corrispettivo fisso, una volta conclusa la fase sperimentale, rappresenta pertanto un elemento fondamentale su cui il policy maker deve riflettere. Si stima infatti che l'**eventuale eliminazione del corrispettivo fisso precluderebbe la possibilità di sfruttare pienamente le risorse caratterizzate da costi di modulazione superiori a 150-200 €/MWh** (fatta eccezione per la zona Centro Sud), a meno che non si verifichi un significativo aumento dei prezzi sul MSD. Le fonti di flessibilità che i BSP potrebbero sfruttare per partecipare proficuamente al MSD tramite aggregati sarebbero "limitate" agli **impianti di generazione distribuita** quali gli idroelettrici, gli impianti a biogas, i cogeneratori, mentre **risulterebbe compromessa la possibilità di partecipazione della domanda,** che tipicamente presenta costi di modulazione ben superiori alla remunerazione ottenibile a mercato.

Le ricadute associate alla diffusione delle unità virtuali in Italia

Al fine di stimare le ricadute per il sistema paese associate alla diffusione delle unità virtuali, è stata in primo luogo stimata **la capacità totale di modulazione delle UVAM che risulti economicamente sostenibile per il BSP e gli asset owner,** a partire da **tre possibili livelli di "penetrazione" delle UVAM in Italia** (in termini

di quota parte del volume di energia movimentata su MSD che potrebbe essere fornita dalle UVAM) ed al variare delle **“condizioni al contorno”** (in termini di **presenza ed ammontare del corrispettivo fisso** e di **prezzo medio di remunerazione dell’energia movimentata su MSD**).

Dall’analisi emerge che, in **assenza del corrispettivo fisso**, la **quantità minima di energia da movimentare su MSD** da parte del portafoglio di UVAM gestito dal **BSP per raggiungere la marginalità operativa “obiettivo”** varia da **circa 36 GWh/anno a poco meno di 2 GWh/anno**, in funzione del prezzo medio dell’energia movimentata su MSD. In caso di **erogazione di quantità di energia inferiori ai valori minimi** indicati, il **BSP non riesce a raggiungere la marginalità operativa “obiettivo”**. Rapportando la **quantità di energia su MSD complessivamente fornita dalle UVAM** (in corrispondenza dei tre diversi livelli di “penetrazione” delle UVAM in Italia) e la **quantità minima di energia da movimentare su MSD** da parte del portafoglio di UVAM gestite dal **BSP**, si ottiene il numero massimo di portafogli di UVAM “economicamente sostenibili”, e quindi la **capacità di modulazione massima delle UVAM “economicamente sostenibili” per i BSP**. Essa, per prezzi su MSD fino a **300 €/MWh**, varia per i tre livelli di “penetrazione” delle UVAM identificati da un minimo di **circa 2 GW ad un massimo di quasi 34 GW**. Viceversa, per prezzi su MSD superiori (relativamente poco frequenti), la **capacità di modulazione massima cresce in maniera significativa, fino ad oltre 100 GW in corrispondenza di prezzi nell’ordine dei 1.000 €/MWh**. Se la capacità di modulazione delle UVAM fosse maggiore della capacità massima stimata, la quantità di energia mediamente movimentata da un portafoglio di UVAM (in virtù dell’ammontare complessivo di energia movimentabile su MSD dalle UVAM fissato) non sarebbe sufficiente ad ottenere la marginalità operativa “obiettivo” per il BSP.

È altresì da sottolineare che, **affinché la partecipazione alle UVAM sia economicamente sostenibile anche per l’asset owner** (ottenendo cioè un **marginale operativo positivo**), i **costi massimi di modulazione “accettabili”** variano in maniera molto rilevante in funzione del **prezzo medio di remunerazione dell’energia movimentata su MSD**. A titolo di esempio, per prezzi nell’ordine di **100 €/MWh**, il **costo di modulazione massimo si aggira nell’ordine di 45 €/MWh**, valore che aumenta fino a **circa 135 €/MWh per prezzi nell’ordine di 200 €/MWh**.

In **presenza del corrispettivo fisso**, invece, il **BSP raggiunge la marginalità operativa “obiettivo” indipendentemente dalle quantità movimentate** e dal relativo **prezzo medio**. Ciò accade perché il ricavo derivante dalla presenza del corrispettivo fisso è sempre maggiore dei costi sostenuti dal BSP per la creazione e gestione del proprio portafoglio di UVAM e consente di raggiungere la marginalità operativa “obiettivo”. Pertanto, in questo secondo caso **non esiste un valore minimo di energia da movimentare su MSD per raggiungere la marginalità “target”**.

Assumendo la prospettiva degli **asset owner**, la possibilità di intercettare **prezzi di movimentazione dell’energia su MSD “sufficientemente” maggiori del costo associato alla modulazione** consente all’asset owner di conseguire un **marginale operativo positivo**, indipendentemente dalla quantità di energia movimentata. Viceversa, nel caso in cui **non si riescano ad intercettare prezzi di movimentazione dell’energia su MSD “sufficientemente” maggiori del costo associato alla modulazione**, ciò determina una **perdita netta** per l’asset owner per ogni MWh di energia movimentato.

In virtù di ciò, si può stimare la **quantità massima di energia che l’asset owner può fornire in un anno al fine di conseguire un marginale operativo positivo** (andando quindi ad “erodere” totalmente la quota parte di corrispettivo fisso di sua spettanza), e quindi la **capacità di modulazione minima accettabile**. Assumendo un costo della modulazione pari a **120 €/MWh**, nel caso in cui il **prezzo dell’energia movimentata su MSD sia**

tale per cui la remunerazione netta ricevuta dall'asset owner risulti inferiore al costo di modulazione, la capacità di modulazione minima varia tra 82 e 9.047 MW, valore che varia tra 6 e 159 GW assumendo invece un costo della modulazione dell'asset pari a 2.000 €/MWh.

Sulla base delle elaborazioni precedenti, sono stati identificati **2 scenari di diffusione della UVAM** nel nostro Paese, a partire dai quali sono stati stimati **il volume d'affari e le altre ricadute "economiche"** per il sistema paese associate alla diffusione delle UVAM. **Tali scenari, basati sui valori di prezzo dell'energia movimentata su MSD ad oggi più "frequenti"** (purché consentano di garantire la sostenibilità economica dell'iniziativa per il BSP) prevedono i seguenti valori di **capacità di modulazione delle UVAM**: (i) **Scenario 1, avente una capacità di modulazione delle UVAM pari a 4,5 GW** (in corrispondenza di un prezzo medio dell'energia movimentata su MSD pari a **100 €/MWh**); (ii) **Scenario 2, avente una capacità massima di modulazione delle UVAM pari a 13,4 GW** (in corrispondenza di un prezzo medio dell'energia movimentata su MSD pari a **200 €/MWh**).

Dall'analisi emerge che, a fronte di **investimenti tutto sommato "limitati"** in valore assoluto (nell'ordine dei **20-50 mln €**), che rappresentano un **introito per le imprese della filiera, il sistema elettrico potrebbe dotarsi di diversi GW di unità virtuali economicamente sostenibili dal punto di vista dei BSP**. Ciò determinerebbe inoltre **ricadute positive per lo Stato**, in termini di **incremento del gettito fiscale**, stimabili nell'ordine dei **6-17 mln €**.

Rimane tuttavia evidente la **necessità di creare un opportuno "contesto" affinché queste iniziative risultino economicamente sostenibili anche per gli asset owner**. Le elaborazioni effettuate mostrano che **la presenza del corrispettivo fisso consente di incrementare notevolmente i costi massimi di modulazione "sostenibili" dagli asset owner, i quali ad esempio passano da 45 €/MWh a 127 €/MWh nello scenario 1, consentendo di raggiungere un potenziale incremento della platea di soggetti disposti a fornire "flessibilità"**.

A questo aspetto fa da contraltare un potenziale **costo per la "collettività"**, relativo alla presenza del **corrispettivo fisso**, il cui ammontare "effettivo" dipenderà sia dal valore unitario del corrispettivo fisso, sia dal contingente di fabbisogno di capacità approvvigionabile a termine che sarà definito da Terna. Costo che dovrà essere opportunamente "soppesato" con gli **altri possibili benefici di natura "sistemica" che la diffusione delle UVAM potrà abilitare**, quali ad esempio una più ampia **diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili** (in coerenza con gli **obiettivi di decarbonizzazione** che il nostro Paese ha assunto) e la **riduzione del costo complessivo di MSD** (rispetto ad uno scenario con un minor livello di flessibilità).

Spetta dunque ai **policy maker**, con il supporto degli **stakeholder** del sistema elettrico, **affrontare la "sfida"**, sicuramente ambiziosa, **di delineare un contesto che massimizzi il rapporto fra benefici e costi per il sistema paese associato alla diffusione delle unità virtuali**, sulla cui rilevanza cruciale all'interno del sistema elettrico di oggi e di domani ormai pochi dubitano.