

Il dispacciamento: alti costi ma riforme in corso

Negli ultimi mesi si è registrata un'impennata dei costi per il dispacciamento del sistema, dovuta alla contingenza del lockdown, che ha anticipato le condizioni che il sistema potrebbe dover fronteggiare nel medio periodo. Emerge sempre più la necessità di concretizzare la riforma del dispacciamento in corso, che sta proseguendo attraverso l'estensione dei progetti pilota gestiti da Terna e nella prossima partecipazione alle piattaforme europee di bilanciamento.

SUL MERCATO DEI SERVIZI EMERGONO FORTI CRITICITÀ

NUOVOPICCONEICOSTIDELDISPACCIAMENTO

L'effetto sul mercato elettrico provocato dall'epidemia di coronavirus e dalla conseguente sospensione di diverse attività produttive durante il *lockdown* non ha tardato a manifestarsi anche sui costi sostenuti da Terna per il dispacciamento del sistema. Infatti, mentre il crollo della domanda elettrica portava a una rapida decrescita dei prezzi dell'energia sul Mercato del Giorno Prima (MGP), la forte incertezza e la difficoltà di prevedere accuratamente i consumi nella situazione contingente hanno incrementato significativamente le necessità di Terna di approvvigionare risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e sul Mercato del Bilanciamento (MB). Anche il costo di attivazione di queste risorse, in termini relativi rispetto al valore delle *commodity* e al prezzo MGP, è sensibilmente aumentato, a causa della minore disponibilità di risorse regolanti programmate nelle precedenti fasi di mercato e della necessità degli operatori di compensare almeno parzialmente la perdita di marginalità derivante dal MGP.

Il valore della componente *uplift* è così schizzato nel mese di marzo a oltre 12 €/MWh (dai 5-6 €/MWh di gennaio-febbraio), valore che era stato raggiunto solo nel secondo trimestre 2016 e ad aprile 2017, quando l'impennata di costi aveva spinto l'Autorità a intervenire sul mercato, aprendo l'indagine sui comportamenti assunti dagli operatori

nella gestione degli sbilanciamenti e valutando eventuali posizioni di essenzialità. Il risultato è ancora più impressionante se si considera che oggi, grazie alla riforma del calcolo del segno di sbilanciamento, la quota "sbilanciamento" nella componente *uplift* risulta sempre negativa, quindi un beneficio netto per il sistema: l'intero risultato è quindi imputabile alla quota "dispacciamento" che ha raggiunto i 13 €/MWh, storicamente secondo solo al valore registrato nel mese di maggio 2016.

Il forte incremento di costo dipende in primo luogo dall'aumento dei volumi approvvigionati da Terna sui mercati dei servizi: sul MSD ex-ante, i volumi movimentati per servizi a salire da Terna nei mesi di marzo e aprile hanno subito un incremento rispettivamente del 30% e del 50% rispetto allo stesso mese del 2019, mentre per quanto riguarda le movimentazioni a scendere i volumi sono più che raddoppiati. Più contenuto l'effetto sul MB, nel quale si è registrato un aumento del 60% sui volumi (storicamente limitati) movimentati a salire, mentre i volumi movimentati a scendere sono rimasti praticamente invariati rispetto all'anno precedente.

In secondo luogo, il TSO ha visto anche una riduzione delle risorse disponibili alla regolazione, soprattutto per quanto riguarda i grandi consumatori sottesi al servizio di interrompibilità (le cui aste erano state congelate tra marzo e aprile) e al progetto pilota UVAM, vista la difficoltà nell'adempiere agli obblighi di disponibilità a prestare regolazione del proprio carico.

Gli oneri di Terna, connessi ai maggiori volumi di servizi movimentati, sono stati poi rapportati a un denominatore di consumi in fortissima contrazione per effetto del *lockdown*, generando il picco di impatto osservato sull'*uplift*.

VERSO UN NUOVO PARADIGMA DI DISPACCIAMENTO

Certamente l'impennata dei costi del dispacciamento è legata a una situazione contingente, aggravata dal fatto di essere capitata tra marzo e maggio, tipicamente il periodo in cui, già in una situazione business as usual, tali costi tendono a essere più alti, a causa del basso livello di domanda e del significativo apporto di generazione rinnovabile. È quindi prevedibile che il valore dell'*uplift* sarà molto elevato anche nel mese di aprile, mentre ragionevolmente, con la ripresa delle attività produttive nella Fase 2, la risalita dei consumi riporterà la gestione del dispacciamento a una situazione di "normalità", facendo rientrare i costi già nel mese di maggio.

Ma questo risultato porta alla luce anche una tematica sempre più d'attualità, come il cambio di paradigma necessario nelle logiche di gestione del sistema elettrico, in un contesto sempre più dominato dalla generazione rinnovabile, tra cui una porzione importante a livello distribuito. La contrazione della domanda ha infatti alzato il peso relativo delle fonti rinnovabili nella copertura del carico (arrivato al livello record del 47% nel mese di aprile), simulando quello che potrebbe succedere nel medio-lungo termine, seguendo gli obiettivi di decarbonizzazione fissati all'interno del PNIEC.

In queste condizioni, emerge la necessità di ridefinire le modalità con cui vengono approvvigionate le risorse necessarie alla sicurezza del sistema, sia dal punto di vista della platea di soggetti coinvolti, sia da quello degli strumenti di approvvigionamento e remunerazione: su questa linea si stanno muovendo l'Autorità e Terna, per dare una concretizzazione a quanto delineato la scorsa estate nella consultazione sul nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico.

Prosegue infatti e si allarga la sperimentazione dei progetti pilota di Terna sotto la [Delibera 300/2017/R/eel](#), per estendere la partecipazione al MSD a sempre nuove risorse (tramite l'apertura del progetto UVAM ai punti non trattati su base oraria) e per definire nuovi strumenti di remunerazione (il progetto *fast reserve* e il progetto relativo alla regolazione secondaria, attesi nei prossimi mesi); si stanno invece sistemando gli ultimi dettagli per l'avvio della partecipazione alle piattaforme europee del bilanciamento, nuovo passo nell'implementazione del *target model* europeo.

PROSEGUE CON SUCCESSO IL PROGETTO UVAM

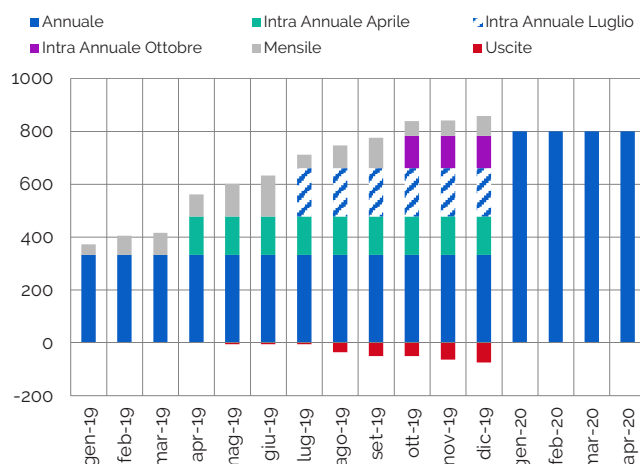
ESAURITO IL CONTINGENTE DISPONIBILE PER IL 2020

L'esperienza accumulata nel corso del 2019, con l'introduzione delle aste per l'approvvigionamento a termine di risorse abilitate per servizi a salire da Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), ha convinto sia gli operatori sia il TSO della bontà del progetto pilota, definito ai sensi della delibera ARERA 300/2017 per ampliare il numero di risorse qualificate al MSD.

Lo dimostra il livello di partecipazione alle aste annuali per l'approvvigionamento di capacità a termine tenute a fine 2019 per l'anno 2020: nell'Area A (che comprende le zone Nord e Centro-Nord) il contingente di 800 MW è stato completamente assegnato, mentre nell'Area B (che comprende tutte le altre zone di mercato) il contingente di 200 MW è stato assegnato per una quota superiore al 95%, salvo poi essere esaurito temporaneamente in seguito alle aste mensili e definitivamente in seguito all'asta infra-annuale di aprile. L'aumento è evidente rispetto all'anno scorso, quando, dopo l'asta infra-annuale di aprile, nell'Area A era ancora disponibile più del 40% del contingente, mentre nell'Area B la percentuale era superiore all'80% (**Figure 1 e 2**).

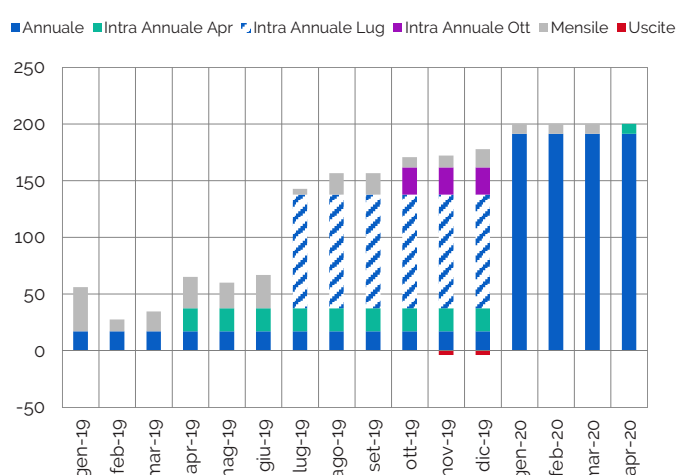
Allo stesso modo, anche il numero di operatori partecipanti alla prima asta annuale è aumentato, e

FIGURA 1. CAPACITA' APPROVVIGIONATA A TERMINE - AREA A (MW)



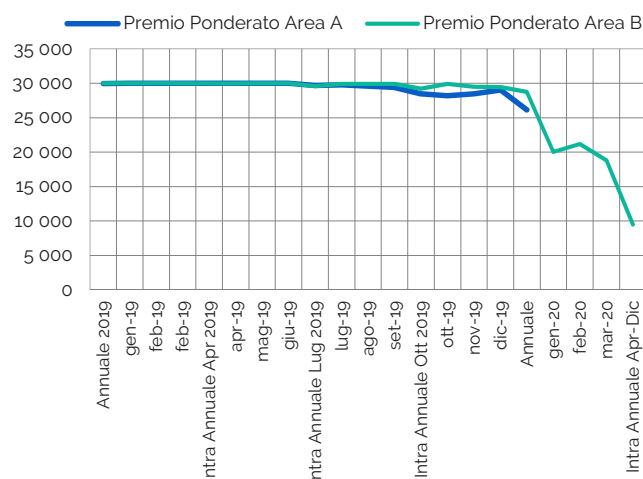
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 2. CAPACITA' APPROVVIGIONATA A TERMINE - AREA B (MW)



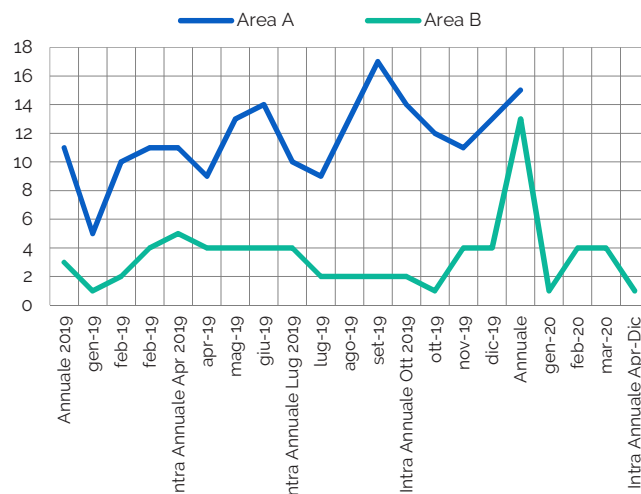
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 3. ANDAMENTO DEL PREMIO RICHIESTO IN ASTA (€/MW/anno)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 4. AGGIUDICATARI DI CAPACITA' PER ASTA



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

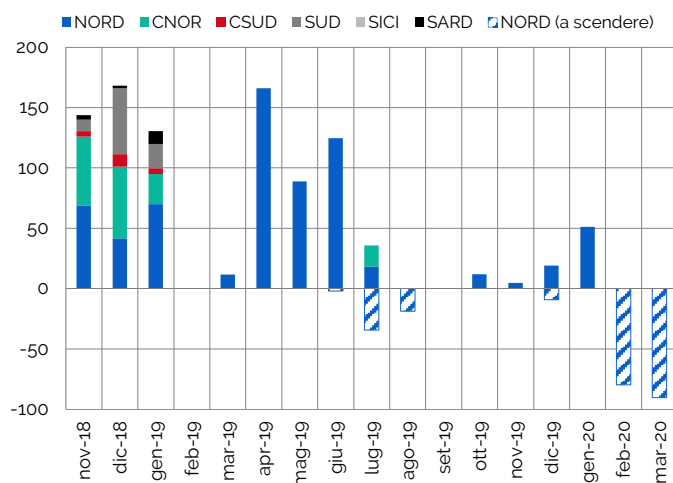
il maggior livello di competizione ha fatto registrare anche considerevoli ribassi sui premi (remunerati *pay-as-bid*) richiesti dagli operatori, che nel 2019 non si erano mai discostati dal *cap* di 30,000 €/MW/anno in entrambe le Aree (**Figure 3 e 4**).

REMUNERAZIONE ATTRATTIVA GRAZIE ALLE LIMITATE ATTIVAZIONI

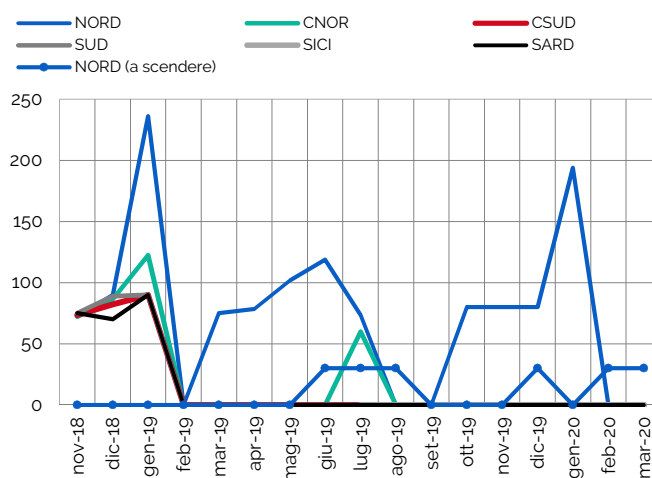
Dopo le sperimentazioni effettuate a fine 2018, quando le prime UVAM abilitate partecipavano in maniera puramente competitiva sui mercati *spot*, l'avvio delle aste per l'approvvigionamento a termine e la graduale esperienza maturata rispetto al reale utilizzo delle risorse da parte di Terna

ha progressivamente convinto gli operatori che la partecipazione al progetto avrebbe, alla fine, comportato il perseguimento di un'opportunità più che l'assunzione di un rischio.

L'esigua attivazione delle unità virtuali da parte di Terna, peraltro in corrispondenza di prezzi solitamente concorrenziali e ben al di sotto dei 400 €/MWh fissati come *strike price* (**Figure 5 e 6**), ha infatti portato gli operatori ad assumere un rischio minimo riguardo l'eventuale fornitura di servizi non conformi da parte degli aggregati stessi (e quindi riguardo alla probabilità di incorrere in penalità), amplificando ulteriormente l'attrattività della possibilità di ricevere un premio fisso in asta

FIGURA 5. VOLUMI MOVIMENTATI DALLE UVAM PER ZONA (MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 6. PREZZO MEDIO ACCETTATO ALLE UVAM PER ZONA (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

per il semplice fatto di mettere a disposizione la capacità regolante.

Questo potrebbe far sembrare il progetto pilota come una spesa addizionale per il sistema, piuttosto che un investimento vero e proprio, ma il vero beneficio delle unità virtuali, come sottolineato più volte da parte di Terna, non è dato tanto dai volumi di bilanciamento effettivamente forniti, quanto dalla possibilità di disporre di capacità sempre disponibile ai fini della creazione di bande di riserva, che prescinde dall'effettivo numero di chiamate. La disponibilità di riserva messa a disposizione dalle UVAM consente infatti al TSO un risparmio nell'attivazione di altre risorse a mercato, attraverso, ad esempio, il ricorso a servizi costosi come quello di accensione. Le prime stime effettuate da Terna in merito al rapporto costi-benefici nel settembre 2019, dopo quasi un anno di effettiva sperimentazione, avevano infatti evidenziato un beneficio netto per il sistema nell'ordine del 10% superiore ai costi sostenuti per l'approvvigionamento di capacità virtuale.

IL PROGETTO SI ESTENDE AI PUNTI NON TRATTATI SU BASE ORARIA

Con la [delibera 153/2020/R/eel](#), l'ARERA ha approvato la proposta trasmessa da Terna lo scorso 16 aprile, e precedentemente avviata attraverso la consultazione del 15 gennaio, per consentire ai

BSP (*Balancing Service Provider*, ovvero i soggetti responsabili della gestione degli aggregati) di inserire all'interno dei propri aggregati UVAM anche unità di produzione e consumo per le quali non siano disponibili dati di misura su base oraria validati dai gestori di rete competenti.

La delibera estende pertanto la partecipazione al progetto pilota anche ai punti di connessione in bassa tensione di potenza non superiore a 55 kW, categoria che comprende unità di produzione e/o consumo che non essendo ancora dotate di misuratori orari non hanno potuto finora essere prese in considerazione dai BSP. Di fatto, il provvedimento rappresenta un importante passo avanti nell'ottica di raggiungere un coinvolgimento sempre maggiore e sempre più attivo a livello di mercato da parte dei clienti finali, nonché in ottica di sviluppo e di valorizzazione di figure emergenti come quella del *prosumer*.

Due sono però le condizioni imposte dal TSO che restringono il campo delle risorse selezionabili nell'ambito del progetto pilota:

- che il BSP sia in grado di raccogliere i dati di misura relativi a questa tipologia di punti con dettaglio almeno orario (che saranno considerati autocertificati e quindi non potranno essere modificati una volta acquisiti da Terna)
- che anche il gestore della rete di distribuzione competente sia in grado di rilevare il dato di

misura, pur non validato e non utilizzato ai fini del settlement, a livello almeno orario e di inviarlo a Terna ai fini di effettuare le verifiche di coerenza.

Questi vincoli, come poi specificato dalla delibera ARERA, limitano di fatto l'applicazione delle nuove regole ai soli punti che siano alternativamente dotati almeno di contatore elettronico o *smart meter* 2G "non già attivato ai fini del trattamento della misura su base oraria", mentre rimangono esclusi tutti quei punti tali per cui il distributore non sia in nessun modo in grado di rilevare il dato di misura a livello almeno orario per poi trasmetterlo a Terna per la conduzione delle analisi di verifica.

Per tutelarsi dal mancato rispetto delle condizionalità relative alla bontà dei dati misurati dai BSP, Terna prevede la possibilità di applicare loro delle penali in caso di inadempienza, a valle di un eventuale esito negativo riscontrato in sede di verifica. Mensilmente, infatti, è prevista l'esecuzione di verifiche a campione sui dati resi disponibili dai BSP e dai gestori di rete relativamente alle unità di produzione e consumo non trattate su base oraria che sono diventate parte di aggregati UVAM. Durante queste verifiche, Terna misura per ogni ora, e con riferimento a ciascuna unità non trattata su base oraria oggetto di verifica, lo scarto percentuale tra il dato trasmesso dal BSP e quello trasmesso dal distributore competente. Nel caso in cui lo scarto risulti superiore al 10%, l'esito della verifica oraria sarà considerato negativo. Se questo dovesse verificarsi in almeno il 10% dei periodi orari del mese oggetto di verifica, Terna comunicherà al relativo BSP l'esito negativo della verifica. Questi avrà allora quattro giorni lavorativi, a partire dalla data di comunicazione dell'esito, per contestare il risultato della verifica e dimostrare la correttezza del dato di misura inviato.

In ogni caso, qualora il BSP dovesse risultare infine inadempiente, Terna applicherà una penale il cui importo, come sottolineato al punto 1 della delibera ARERA, dipenderà dal fatto che l'UVAM di cui l'unità fa parte sia contrattualizzata a termine oppure no:

- nel primo caso l'importo sarà pari al prodotto tra 3,750 €/MW (un dodicesimo del premio base d'asta della contrattazione a termine pari a 30,000 €/MW/anno, maggiorato del 50%) e il valore di potenza modulabile qualificata riferita alla, o alle, unità oggetto di verifica negativa
- nel secondo sarà invece pari al prodotto tra 1.250 €/MW (un dodicesimo del premio base d'asta della contrattazione a termine pari a 30.000 €/MW/anno, decurtato del 50%) e il valore di potenza modulabile qualificata riferita alla, o alle, unità oggetto di verifica negativa

Se le verifiche di coerenza, con riferimento allo stesso punto non trattato su base oraria e all'interno di un aggregato UVAM nella responsabilità dello stesso BSP, dovessero dare esito negativo per due mesi, anche non consecutivi ma appartenenti allo stesso anno solare, Terna applica due misure aggiuntive oltre alla penale economica precedentemente descritta:

- l'unità (o le unità) oggetto di verifica viene eliminata dall'UVAM con effetto a partire dal primo giorno del mese successivo al secondo mese oggetto di verifica
- l'unità (o le unità) esclusa non potrà essere riammessa in un aggregato per almeno 180 giorni a partire dalla data di eliminazione se non nel caso in cui il titolare dell'unità decida di conferire mandato a un BSP diverso dal BSP inadempiente

L'esclusione dall'UVAM di uno o più punti non trattati su base oraria potrà avvenire, senza l'applicazione di penali economiche ma con l'applicazione delle stesse condizioni temporali e di mandato appena descritte, anche nel caso in cui il BSP non trasmetta a Terna i dati di misura relativi nei tempi previsti per due mesi, anche non consecutivi ma appartenenti allo stesso anno solare. Inoltre, contestualmente alla mancata fornitura dei dati, il TSO assume pari a zero il valore di energia scambiato con la rete dalle unità coinvolte in tutte le ore del mese di riferimento e procede di conseguenza al settlement e alla determinazione delle partite economiche.

L'esclusione di una o più unità non trattate su base oraria non comporta l'esclusione dell'intera UVAM dal progetto pilota fintanto che i requisiti di cui agli articoli 2 (composizione degli aggregati) e 3 (creazione e qualifica degli aggregati) del regolamento del progetto pilota sono rispettati.

ATTESI NEI PROSSIMI MESI NUOVI PROGETTI PILOTA

Entro il primo semestre 2020 era previsto l'avvio della consultazione per definire le regole attraverso cui permettere a UVAM e dispositivi *Fast reserve* di partecipare alla fornitura del servizio di regolazione secondaria di frequenza, considerato molto pregiato dal TSO e attualmente riservato alle sole unità di tipo termoelettrico e idroelettrico a bacino. Tuttavia, non c'è al momento sicurezza circa il rispetto dei tempi di avvio prefissati a causa delle attuali contingenze, tanto che anche per quanto riguarda lo stesso progetto *Fast reserve*, l'ipotesi attualmente più plausibile, dopo il rallentamento post-consultazione, è uno slittamento delle aste (inizialmente previste per questa estate) e di conseguenza dell'inizio della *delivery* (che potrebbe essere quindi posticipata di un anno al 2023).

Resta comunque probabile l'idea che l'implementazione di un sistema basato sulla remunerazione integrata di capacità a termine ed energia a pronti possa essere la scelta preferita dai regolatori, intenzione peraltro già espressa nella consultazione sulla riforma del TIDE dello scorso anno.

Verso la fine dell'anno dovrebbe poi essere avviata anche la consultazione per formalizzare il definitivo accesso alle UVAM per i soggetti prosumer: il provvedimento dovrebbe coinvolgere quindi i soggetti esclusi dalla delibera 153/2020, tra cui piccole imprese, auto elettriche, abitazioni private dotate di pannelli solari, accumuli e sistemi di climatizzazione elettrici. Nonostante il contributo che questo genere di risorse potrebbe verosimilmente fornire al sistema a livello attuale sia forse limitato, è comunque importante e di carattere strategico pianificare una dettagliata

sperimentazione di utilizzo di queste risorse in vista del loro sviluppo esponenziale atteso nel corso del decennio.

Terna stessa stima infatti nell'ordine dei GW il potenziale di lungo periodo di questo genere di risorse. Rendere conveniente la partecipazione ai mercati di queste piccole unità dotandole dei dispositivi necessari potrebbe però richiedere risorse economiche non indifferenti, in considerazione della ridotta possibilità di sfruttare nell'ordine dei kW i benefici di costo (e quindi di prezzo) che le economie di scala permettono invece nell'ordine dei MW, specialmente con riferimento a tecnologie innovative e abilitanti come i sistemi di accumulo.

INIZIA L'INTEGRAZIONE DEI MERCATI DEI SERVIZI

PARTI LA PIATTAFORMA EUROPEA PER LA REPLACEMENT RESERVE

Nel mese di gennaio, è stata avviata ufficialmente da ENTSO-E la piattaforma *replacement reserve* (o piattaforma RR), la prima delle quattro piattaforme europee comuni, previste dal *Balancing Code*, finalizzate a gestire il processo di compensazione degli sbilanciamenti e lo scambio di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza, attivate in modo automatico o manuale, e riserve di sostituzione, verso la creazione di un mercato unico del bilanciamento.

La piattaforma RR è stata sviluppata all'interno del progetto TERRE, dalla cooperazione di otto TSO, che si uniranno progressivamente alla piattaforma tra il 2020 e il 2021: Repubblica Ceca (l'unica presente all'entrata in operatività della piattaforma a gennaio), quindi Regno Unito, Polonia, Spagna, Portogallo, Francia, Italia e Svizzera.

L'oggetto è la *replacement reserve*, assimilabile al servizio di riserva di sostituzione definito nel Codice di Rete di Terna, e verrà scambiata secondo un approccio TSO-TSO: gli operatori di mercato non parteciperanno quindi direttamente, continuando a sottomettere le proprie offerte sul

mercato dei servizi nazionale; i gestori di rete, invece, sottometteranno alla piattaforma il proprio fabbisogno e le offerte di bilanciamento raccolte dagli operatori e opportunamente convertite.

La piattaforma svolgerà quindi un'ottimizzazione dell'approvvigionamento congiunto, sulla base dei fabbisogni nazionali e del *merit order* complessivo delle offerte, tenendo conto dei vincoli di capacità disponibile sulle interconnessioni.

Le principali novità rispetto all'attività classicamente svolta da Terna per il dispacciamento sono sostanzialmente due:

- in primo luogo, la definizione di uno specifico prodotto corrispondente al singolo servizio di replacement reserve, che rende necessario scorporare l'energia di bilanciamento relativa al servizio, che verrà selezionata sulla piattaforma europea, dall'approvvigionamento di regolazione svolto da Terna sul MSD nazionale, che, nel medesimo prodotto, somma diversi tipi di servizi (tra cui la regolazione delle congestioni infrazonali e l'approvvigionamento delle riserve). Terna si troverà quindi a dover gestire un approvvigionamento più segmentato, con il beneficio di poter utilizzare anche risorse transfrontaliere quando più convenienti e il limite di dover poi dispacciare il sistema italiano con una logica meno integrata e subordinata alle selezioni avvenute sulla piattaforma RR
- in secondo luogo, il meccanismo di prezzo, che sulla piattaforma RR sarà di tipo *system marginal price* anziché il *pay-as-bid* utilizzato per la valorizzazione dei servizi sul MSD italiano. Questo è reso possibile dal fatto che il servizio scambiato sia stato circoscritto in modo preciso ed uniforme tra Paesi, in modo tale che, a parità di caratteristiche dinamiche (tempo di risposta, gradiente, tempo di erogazione) il valore dell'energia attivata sia uniforme su tutta la platea di soggetti coinvolti. Al contempo, è necessario consentire agli operatori di presentare delle offerte di prezzo specifiche per la piattaforma, per tenere conto delle diverse modalità di remunerazione.

NEI PROSSIMI MESI L'ADESIONE DELL'ITALIA

Inizialmente, l'adesione di Terna alla piattaforma RR era attesa per il mese di gennaio 2020, a un anno dall'approvazione della proposta da parte dell'Autorità, tuttavia, come previsto dal *Balancing Code* stesso, Terna ha chiesto una deroga di 12 mesi per la partecipazione, per adeguare i propri sistemi e per coordinare la partecipazione con almeno uno dei TSO confinanti.

Infatti, in primo luogo, la partecipazione alla piattaforma RR prevede, per un sistema gestito a *central dispatch* come l'Italia, la conversione delle offerte integrate normalmente raccolte e utilizzate dal TSO per il dispacciamento del sistema in un formato standard di *replacement reserve*, che possa essere scambiato sulla piattaforma europea. Ed è ancora in corso l'ultimazione dell'integrazione delle regole di conversione all'interno del Codice di Rete, oggetto attualmente di consultazione.

In secondo luogo, ancora nessun TSO confinante ha effettivamente aderito alla piattaforma: sia per la Svizzera sia per la Francia la partecipazione è infatti prevista, unitamente alla Gran Bretagna, per il secondo trimestre del 2020.

Risulterebbe quindi inefficiente per Terna partecipare a una piattaforma su cui verrebbero gestite unicamente le proprie offerte convertite, senza poter beneficiare dello scambio di risorse con i paesi interconnessi e risultando condizionata da una selezione di risorse sulla piattaforma potenzialmente subottimale all'approvvigionamento integrato svolto direttamente sul MSD italiano.

Pertanto, l'Autorità è stata concorde nel concedere la proroga di 12 mesi, fino a gennaio 2021, invitando nel contempo Terna a cercare di abbreviare i tempi, cooperando con il TSO francese, al fine di essere pronta a negoziare la *replacement reserve* sulla piattaforma entro il primo semestre 2020.

IN CONSULTAZIONE LE NECESSARIE MODIFICHE AL CODICE DI RETE

Terna ha quindi posto in consultazione alcune modifiche da apportare al Codice di Rete e relativi allegati, per consentire l'adattamento delle regole del MSD italiano per la partecipazione alla piattaforma RR.

In particolare, Terna definisce le caratteristiche del "prodotto standard" che sarà utilizzato come riferimento per calcolare le quantità delle "offerte convertite" che saranno inviate alla piattaforma: viene considerato *replacement reserve* l'energia che può essere attivata entro 30 minuti (comprendendo sia il tempo di preparazione che il tempo di rampa) e che può essere fornita tra un minimo di 15 minuti e un massimo di 60 minuti, a blocchi minimi negoziabili di 1 MW. Terna calcolerà tali quantità, partendo dalle offerte sottomesse dagli operatori sul MSD italiano, tenendo conto delle caratteristiche tecniche delle unità e dei vincoli di sistema, in modo tale da rispettare le caratteristiche del prodotto standard.

Per gli operatori varranno gli stessi obblighi di offerta già presenti sul MSD nazionale: dovranno infatti essere comunicate delle offerte predefinite ai fini della partecipazione alla piattaforma, che saranno utilizzate in ogni ora, in assenza di eventuali offerte non predefinite, che potranno essere sottomesse di giorno in giorno dagli operatori.

Dal punto di vista dei prezzi, considerando il meccanismo a *system marginal price* e per far sì che gli operatori diano un segnale di prezzo

coerente, evitando di comportarsi da *price taker* per massimizzare i volumi selezionati sulla piattaforma, l'offerta a salire per la piattaforma RR sarà vincolata a essere almeno pari alla più alta offerta a scendere sottomessa per Altri Servizi e, simmetricamente, l'offerta a scendere per la piattaforma RR sarà vincolata a essere al più pari alla più bassa offerta a salire sottomessa per Altri Servizi. Le offerte che non dovessero rispettare tali vincoli saranno rettificate opportunamente da parte di Terna.

Le offerte destinate alla piattaforma RR saranno poi considerate alla stregua delle altre destinate al MSD nazionale: quindi, in caso di inadempienza, saranno soggette al corrispettivo di mancato rispetto di ordine di dispacciamento e i relativi prezzi saranno considerati nel calcolo dei prezzi di sbilanciamento.

Terna definisce infine il fabbisogno di *replacement reserve* che sarà sottomesso sulla piattaforma RR che, per ciascuna ora e ciascuna zona di mercato, sarà uguale allo sbilanciamento atteso, al fine di ripristinare l'equilibrio atteso tra prelievi e immissioni, tenendo conto dell'aspettativa rispetto all'andamento della domanda e della produzione delle unità non abilitate al MSD. In ogni caso, Terna si riserva la possibilità, nel caso dovesse essere necessario per preservare la sicurezza del sistema elettrico nazionale, di modificare il calcolo del fabbisogno destinato alla piattaforma europea, per co-ottimizzarlo con l'approvvigionamento sul MSD nazionale.