

Audizioni dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) 2022

"CRISI ENERGIA: prospettive e proposte settoriali"

Osservazioni di Falck Renewables

Meccanismo di supporto per gli impianti a biomassa al termine del periodo incentivante

Nell'attuale contesto risulta opportuno avviare una programmazione energetica di lungo periodo degli impianti a biomassa solida che, associata a congrue misure di sostegno, assicuri una diversificazione del mix di combustibili e consenta di sostenere la transizione energetica nel rispetto dei target al 2030 fissati in sede europea. Gran parte degli impianti a biomassa solida in funzione sul territorio italiano ultimeranno, infatti, il proprio regime incentivante entro il 2028, in una fase cruciale per il processo di transizione energetica e in un contesto socio-economico che necessita fermamente di misure volte a ridurre il consumo di gas naturale anche massimizzando la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Al riguardo si evidenzia che tali impianti al termine del periodo di diritto agli incentivi, in mancanza di misure volte ad integrare i ricavi derivanti dalla sola vendita di energia elettrica nel mercato, sarebbero fortemente esposti al rischio di chiudere, non potendo più coprire gli elevati costi legati all'approvvigionamento della materia prima e alla relativa logistica. L'evoluzione tecnologica del settore delle biomasse solide risulta, altresì, più lenta rispetto a quella delle altre rinnovabili. Nella maggior parte degli impianti non si giustificano quindi interventi di revamping e rifacimento parziale che poco aggiungerebbero a quanto già esistente, ma piuttosto il mantenimento di un sostegno atto a preservare la potenza già installata in funzione di impianti il cui piano economico finanziario è fortemente influenzato dal costo di acquisto del combustibile, voce non contemplata nelle altre rinnovabili.

Risulta pertanto necessario intervenire tempestivamente al fine di predisporre un regime di incentivazione transitorio da attribuire agli impianti a biomasse al termine delle convenzioni incentivanti.

Tale previsione, in linea con quanto disposto dalla normativa in vigore ed in particolare dagli articoli 24, comma 8, del D.Lgs. 28/2011 e 5, comma 5 lettera h), del D.Lgs. 199/2021, è stata inserita all'interno dello schema di decreto che definisce i sistemi di incentivazione per impianti alimentati rinnovabili con costi di generazione elevati (cosiddetto "FER 2"), attualmente in discussione al governo. Falck Renewables auspica una rapida emanazione del decreto, accogliendo con favore l'intenzione di identificare una tariffa per la prosecuzione dell'esercizio degli impianti alimentati a biomassa il cui incentivo è in scadenza nei prossimi anni, calcolato come eventuale integrazione dei ricavi conseguenti la vendita dell'energia.

Si richiama, infine, l'ARERA ad un pronto intervento al fine di definire nel dettaglio tale corrispettivo, volto ad assicurare l'esercizio economicamente conveniente di tali impianti, fermo restando il mantenimento dei requisiti di sostenibilità attualmente vigenti.

Mercati locali della flessibilità

Falck Renewables S.p.A.

Via Alberto Falck, 4-16 (ang. viale Italia), 20099 Sesto S. Giovanni (MI) - P +39 02 24331 - W www.falckrenewables.com
Cap. Soc. € 326.054.921,00 int.vers.

Sede legale: Corso Venezia, 16, 20121 Milano - Registro Imprese Cod. Fiscale e Partita Iva 03457730962 - REA MI - 1675378

L'attuale contesto regolatorio europeo ha prospettato, nella direttiva 944/2019 all'articolo 31 comma 7, l'utilizzo di meccanismi di mercato come approccio preferenziale, non vincolante, nell'approvvigionamento di servizi di flessibilità da parte dei Distributed System Operators (di seguito DSOs). Tale previsione normativa è stata oggetto di prima valutazione e discussione da parte di ARERA nel DCO 322/2019/R/eel. In tale documento l'Autorità ha prospettato l'utilizzo di progetti pilota da svilupparsi in contesti in cui i DSOs diano evidenza dell'esigenza di approvvigionarsi di servizi locali e dei relativi fabbisogni, mentre gli operatori partecipanti alla consultazione si sono espressi per un quadro regolatorio certo e stabile, richiedendo l'avviamento di sperimentazioni in tempi celeri per la gestione delle congestioni e sottolineando l'importanza di assicurare che i DSOs assumano un comportamento neutrale. Tali considerazioni sono state pubblicate nella Delibera 352/2021/R/eel del 3 agosto 2021, dove ARERA ha ritenuto opportuno *"avviare una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali [...] anche con la finalità di raccogliere informazioni utili per possibili contributi al dibattito europeo"*. Nella medesima delibera l'Autorità ha incaricato i DSOs di effettuare sperimentazioni per il tramite di progetti pilota e di implementare degli schemi di regolazione, da porre in consultazione pubblica di almeno 30 giorni, a valle di una serie di attività preliminari. Ad oltre un anno da tale delibera nessun DSO ha messo in consultazione una proposta di schema regolatorio anche se, per completezza, si riporta che ad inizio marzo 2022 e-distribuzione ha dichiarato sul proprio [sito web](#) che avrebbe avviato "nelle prossime settimane un processo di consultazione con gli operatori" e che tale progetto, soprannominato EDGE, a seguito di alcune analisi dettagliate già condotte dal distributore, avrebbe coinvolto le province di Benevento, Cuneo, Foggia e Venezia.

Al fine di condurre un dialogo costruttivo con l'Autorità, considerando quanto sopra riportato, si vuole fornire una serie di considerazioni, nella speranza che queste possano essere utili all'attività regolatoria.

Il ruolo del regolatore

All'interno di importanti studi di valenza europea, tra cui il "Local electricity flexibility markets in Europe" condotto nel 2021 da Eurelectric e il "Local electricity flexibility markets in Europe" pubblicato dal Joint Research Centre (di seguito JRC) dell'UE nell'ottobre 2022, si afferma che i meccanismi regolatori a cui i DSOs sono soggetti, influenzano quest'ultimi nella scelta di un sistema tradizionale, dove si opta per investimenti sulla rete, rispetto ad una soluzione dove si utilizzano prodotti di flessibilità. In particolare, i fattori più importanti sembrano essere le modalità con cui vengono trattati e rapportati CAPEX ed OPEX, se vi sono requisiti di costo efficiente e se meccanismi di ricerca e sviluppo vengono incorporati nel modello di revenues dei DSOs. Alcune considerazioni sono state esplicitate anche dall'Autorità nel DCO 317/22/R/COM, in cui si legge: "nell'approccio ibrido attualmente vigente, con un incentivo all'efficienza dei costi operativi attraverso l'applicazione del price cap, propensione delle imprese a sostituire il fattore produttivo lavoro con il fattore produttivo capitale al fine di trattenere le maggiori efficienze sui costi operativi (forza incentivante del price cap)".

Alla luce di quanto sopra riportato, si ritiene che le modalità di finanziamento prospettate nella Delibera 352/2021/R/eel per l'adeguamento delle infrastrutture e dei canali di comunicazione non siano state un volano necessario affinché i DSOs fossero incentivati ad agire in modo celere ed efficace. Tali modalità prevedevano "finanziamenti europei appositamente istituiti dedicati a progetti innovativi" e in ultima istanza l'utilizzo dei "viginti strumenti tariffari".

Pur condividendo l'orientamento ad utilizzare fondi europei, per quanto riguarda la modalità tradizionale, si vuole portare all'attenzione dell'Autorità il caso del Regno Unito. In tale contesto, il quadro regolatorio, RIIO-ED1, basato sul modello TOTEX, ha incentivato in modo significativo lo sviluppo di meccanismi di flessibilità come riportato in un questionario del 2021 condotto da ricercatori della Cambridge Judge Business School ("The role of regulators in promoting the procurement of flexibility services within the electricity distribution system: A survey of seven leading countries, energies") a cui hanno partecipato regolatori, associazioni energetiche e DSOs. Nonostante tale modello regolatorio abbia difetti non trascurabili, di cui lo stesso regolatore Ofgem ha preso atto nell'implementazione del nuovo quadro regolatorio RIIO-ED2 che partirà dal 2023, il fatto di avere tre meccanismi di incentivazione all'innovazione, il "network innovation allowance" (NIA), "network innovation competition" (NIC) e il "innovation roll-out mechanism" (IRM) è stato uno stimolo per i DSOs. In tale contesto regolatorio, nel Regno Unito già nel 2018 sono partite le prime aste condotte dai diversi DSOs per approvvigionarsi di servizi di flessibilità locali attraverso l'utilizzo di due piattaforme, Piclo Flex e Flexible Power. Si fa notare che, nonostante i diversi soggetti regolati si occupino in modo indipendente di approvvigionarsi dei servizi, una struttura armonizzata tra i diversi DSOs è stata resa possibile dall'accordo con l'Energy Network Association (ENA). Proprio quest'ultimo soggetto ha reso noto che nel 2021 sono stati raggiunti volumi di flessibilità per 2,9 GW.

Stabilità e tempi certi

Si vuole portare all'attenzione dell'Autorità un altro aspetto fondamentale, già sottolineato dagli operatori che hanno partecipato alla consultazione: la necessità di sviluppare un quadro normativo stabile ed un avviamento dei progetti pilota in tempi rapidi. Se la stabilità è un parametro chiave per gli operatori che vogliono investire in questi mercati, così come riportato nel documento di Eurelectric sopra citato, per una maggior rapidità implementativa si reputa utile che ARERA definisca, considerando anche le posizioni dei DSOs, delle scadenze per l'implementazione dei progetti pilota e degli studi preparatori di identificazione dei fabbisogni. Si rileva, infatti, che l'assenza di tempistiche della Delibera 352/2021/R/eel ha portato ad una totale staticità da parte dei DSOs. Si noti, inoltre, che nell'ultimo piano di sviluppo 2021-2023 del principale distributore italiano l'unico rimando ai servizi di "flessibilità locale" è all'interno di uno dei benefici previsti conseguenti ad un "interventi di rifacimento/adeguamento di linee MT esistenti". In definitiva l'avvio di questi progetti pilota è alla base della definizione di un nuovo ruolo e modalità operativa del DSO, necessari per l'implementazione della transizione energetica.

Osservabilità e coordinamento

A livello di gestione della rete e monitoraggio i Transmission System Operators (TSOs) europei hanno raggiunto un alto livello di analisi funzionale alla sicurezza della rete, con capacità di aggiornamento quasi real-time dello stato del sistema di trasmissione, possibilità di prevedere variazione nella produzione da rinnovabili e possibilità di utilizzare tecnologie adatte alle smart grid (compensatori sincroni, trasformatori con variatore di rapporto sotto carico, etc.). Nell'analisi precedentemente menzionata e condotta dal JRC è stato evidenziato che a livello di DSOs non è possibile trovare gli stessi strumenti, ma, al contrario, esiste un problema di osservabilità, soprattutto legato alle reti di bassa tensione. Questa mancanza strutturale non permette di stimare in modo accurato le risorse flessibili necessarie e comporta, allo stato

attuale, la necessità pratica di un coordinamento a cascata tra TSOs e DSOs. Si vuole quindi proporre all’Autorità di proseguire le attività in ambito osservabilità, estendendo l’approccio del cosiddetto “perimetro standard” alle unità di produzione e accumulo connesse alle reti di bassa tensione e chiedendo al CEI il perfezionamento dei requisiti tecnici del dispositivo di monitoraggio e controllo.

Conclusioni

L’articolo 23 del D.Lgs. 210/21 ha affidato all’Autorità il compito di disciplinare, entro dodici mesi dall’entrata del decreto stesso, “le modalità di approvvigionamento da parte dei Gestori dei sistemi di distribuzione, in coordinamento con il Gestore della rete di trasmissione, dei servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro delle reti di distribuzione”. Si ritiene che tale obbligo normativo possa essere un’occasione per stimolare concretamente i DSOs nell’implementazione di mercati della flessibilità locali e per poter raggiungere quell’obiettivo che ARERA si era data di “*raccogliere informazioni utili per possibili contributi al dibattito europeo*”, così da non perdere occasioni come quella della consultazione ACER sulle “framework guideline on demand response” chiusasi lo scorso agosto.

Comunità energetiche rinnovabili

In relazione al tema dell’autoconsumo diffuso e nell’attesa dei relativi sviluppi normativi, si desidera evidenziare alcuni aspetti di rilevanza per le successive osservazioni:

- la direttiva (UE) 2018/2001 ha ratificato tra i vari compiti assegnati alle comunità di energia rinnovabile (di seguito CER) quello di “aumentare l’efficienza energetica delle famiglie e di contribuire a combattere la povertà energetica mediante la riduzione dei consumi e delle tariffe di fornitura”;
- il recente “Documento di Descrizione degli Scenari 2022” pubblicato lo scorso agosto 2022 e frutto del lavoro congiunto Terna-Snam ha previsto, ai fini dell’attuazione dallo scenario UE “Fit-For-55”, lo sviluppo di 12 GW di solare distribuito rispetto al 2019 e 15,3 GWh di sistemi di accumulo distribuiti rispetto al 2019. Nel documento viene puntualizzato che la capacità di accumulo giungerà in parte dalle CER.

Tali premesse rappresentano per il regolatore un chiaro indirizzo a sviluppare una disciplina abilitante lo sviluppo di nuove forme di autoconsumo in modo celere e “semplificato”.

Si ritiene che per sviluppare il modo veloce nuove forme di autoconsumo diffuso, sia necessario in primo luogo, per tutti i soggetti coinvolti, conoscere i perimetri delle cabine primarie. Un primo passo verso la “semplificazione” è stato proposto nel DCO 390/2022/R/eel dove l’utilizzo futuro di “layer georeferenziati” sembra essere un buon compromesso. Tuttavia, si propone che insieme allo sviluppo di “mappe” semplificate con i perimetri delle cabine primarie, venga richiesto ad ogni DSO di implementare una interfaccia web nella quale, andando ad inserire uno o più numeri POD, venga restituita in automatico la cabina primaria associata ad ogni POD richiesto. Allo stesso modo potrebbe essere inserita l’informazione anche all’interno del Sistema Informativo Integrato, così che possa essere riportata dal fornitore all’interno della “bolletta” e possa essere un chiaro stimolo per il cliente finale.

Altro tema fondamentale in ottica di abilitazione è l’utilizzo di dati validati orari per promuovere la consapevolezza dei clienti finali nei confronti dei loro profili di consumo e, in futuro, l’utilizzo

di tariffe che “accoppino” con segnali di prezzo, “Time of Use tariff”, i momenti di produzione da rinnovabile al consumo, così da avere una possibile riduzione dei prezzi. A tale fine sarebbe opportuno prevedere la possibilità di richiedere con tempi certi al distributore la sostituzione del contatore con uno di seconda generazione nel caso di adesione ad uno dei meccanismi di autoconsumo diffuso. Si ritiene utile, inoltre, prevedere che i dati nella disponibilità dei distributori siano accessibili dal soggetto referente attraverso connettore API, così da non costringere i consumatori, soprattutto quelli in condizioni di povertà energetica, a dover acquistare uno strumento di misura dedicato.

Si ritiene importante segnalare all'ARERA un ultimo punto legato alla necessità di installare in modo massivo sistemi di accumulo distribuiti, così come espresso da Terna e Snam. Si apprezza che l'Autorità abbia introdotto nel DCO 392/2022/R/eel il concetto di “auto-bilanciamento locale”, ma si ritiene che non vi siano i necessari stimoli economici affinché vengano adottate dagli operatori delle soluzioni concrete. Se l'obiettivo del regolatore è quello di comprendere l'efficacia dei meccanismi di auto-bilanciamento locale, in quanto, come citato al punto 3.12 della consultazione, “non vi sono elementi sufficienti per valutare l'eventuale riduzione dei costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per il dispacciamento, derivanti da azioni di auto-bilanciamento precedute da esplicito impegno”, allora sarebbe utile dare uno stimolo economico adeguato e, soprattutto, evitare l'utilizzo di penali sproporzionate rispetto agli incentivi stessi. Si è consapevoli, inoltre, che una sperimentazione biennale non sarà il “driver” principale che porterà gli operatori ad installare nuova potenza di accumulo distribuita, ma, qualora i segnali economici fossero adeguati, sarà una leva all'installazione di sistemi di monitoraggio e controllo “near real-time” connessi agli stessi sistemi di accumulo ed integrati alla produzione e al consumo. Infatti, è importante che tale sperimentazione stimoli gli operatori a investire in tecnologie di monitoraggio e bilanciamento, evitando di incentivare solamente una differente programmazione a mercato di UC e UP.

Interrompibilità gas

Introduzione

Nell'ultimo biennio si è assistito ad un forte cambiamento nel mercato delle commodities, in particolare del mercato del gas. Gli eventi che hanno portato quest'evoluzione sono stati principalmente:

- le ridotte esportazioni dalla Russia: a partire da settembre 2021, Gazprom ha iniziato a ridurre progressivamente l'immissione di gas in Europa al fine di mettere pressione ai governi dell'Unione per il completamento del nuovo gasdotto Nord Stream 2; in seguito, a causa del conflitto tra Russia e Ucraina iniziato a febbraio 2022;
- una ridotta produzione interna: negli ultimi anni l'estrazione di gas naturale all'interno dell'Unione Europea si è dimezzata. In particolare, le estrazioni al giacimento di Groningen (il più grande d'Europa), sono state progressivamente bloccate a causa di problemi strutturali che hanno portato a cedimenti nel terreno circostante e alla successiva instabilità geologica;
- un maggior uso di gas a seguito delle politiche di decarbonizzazione: la diminuzione dell'uso di carbone non è stata compensata dall'inserimento di nuove fonti rinnovabili, bensì da un aumento di produzione da impianti CCGT a gas naturale.

Questi eventi hanno portato insicurezza sulle forniture e volatilità nei mercati, basti pensare che il prezzo PSV, nel 2022, è variato tra i 25 €/MWh e i 310 €/MWh. Conseguentemente, da un lato le imprese si sono trovate obbligate a mettere in discussione l'economicità delle proprie attività, dall'altro le famiglie si sono trovate con costi fino a 3 volte superiori alla media.

In questo contesto di forte instabilità si compone il quadro regolatorio che indirizza interventi atti a mitigare gli effetti della crisi per gli utenti finali e delinea gli interventi emergenziali votati alla gestione dell'approvvigionamento di gas del nostro paese. Tra questi si ritiene che l'interrompibilità gas - meccanismo che propone un sistema di remunerazione in cambio della disponibilità, di grandi consumatori, a interrompere i propri prelievi di gas naturale - possa dare, in caso di emergenza, un contributo importante alla gestione della crisi. Si segnalano altresì alcuni aspetti che, se approfonditi e migliorati, massimizzeranno l'efficacia dell'intervento.

Contesto normativo e proposte di miglioramento

A partire dal 2020, con il decreto ministeriale del 30 settembre, il Ministro ha istituito un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, aggiuntiva rispetto a quella derivante da contratti di fornitura di tipo interrompibile già presenti e stipulati dagli operatori, per soggetti che utilizzano il gas naturale per fini industriali, ivi compresa la generazione elettrica nel solo caso in cui essa sia funzionale al processo produttivo in situ. A partire da questo input è stata redatta, il primo di dicembre, la delibera 511/2020/R/eel che ha introdotto le prime disposizioni, da parte dell'Autorità, in materia di interrompibilità tecnica dei prelievi dalla rete di trasporto e distribuzione del gas naturale, per l'anno termico 2020/2021. Da questa delibera è derivato il primo regolamento Snam, pubblicato il 3 dicembre, che ha introdotto il servizio emergenziale con periodo di consegna 4 gennaio 2021-31 marzo 2021.

Si attenziona che, dal punto di vista operativo le tempistiche sopracitate, complice le festività natalizie, hanno limitato lo sviluppo dell'iniziativa.

Durante l'anno termico 2020-2021 gli operatori hanno segnalato alcune criticità che hanno indotto l'Autorità, anche in assenza di una consultazione ad hoc, ad implementare alcune modifiche nelle disposizioni regolanti il servizio per l'anno termico 2021-2022. In data 14 dicembre è stata pubblicata la delibera 586/2021/R/eel, a cui è succeduto il regolamento Snam pubblicato il 23 dicembre 2021 con periodo di consegna previsto 10 gennaio 2022-31 marzo, successivamente modificato al 17 gennaio 2022 - 31 marzo 2022 in ragione dell'impossibilità di raccogliere adesioni e documentazione in sole due settimane con le festività natalizie incluse.

Si segnala, che anche in questo caso, come detto poco fa, le tempistiche appena evidenziate hanno significativamente limitato la partecipazione al progetto da parte dei clienti finali. Nello specifico, le difficoltà riscontrate sono inerenti alle tempistiche necessarie per notificare ai clienti finali la pubblicazione e le modifiche del nuovo servizio, calcolare le implicazioni economiche dell'adesione al nuovo servizio per l'utente finale, e, infine, raccogliere la documentazione necessaria per partecipare al servizio. Si ricorda che la documentazione richiesta non è solo onere del cliente interessato, ma anche dell'utente del bilanciamento.

Al fine di massimizzare la platea di partecipanti e la flessibilità nella disponibilità del gestore della rete, si ritiene utile anticipare le attività normative, introdurre una logica di "silenzio assenso" per i documenti fuori dalla responsabilità del cliente finale, massimizzare la

trasparenza del meccanismo rendendo pubblici gli esiti del meccanismo d'asta, in modo tale che gli operatori abbiano tutti gli strumenti per valutare il servizio.

Per quanto riguarda l'anno termico 2022-2023, a valle dell'evoluzione riportata nell'introduzione, con il decreto 464 del 21 ottobre 2022, il ministro della transizione ecologica ha richiesto di implementare alcune rilevanti modifiche alla disciplina per far fronte alle nuove esigenze del sistema per l'anno termico 2022-2023. Conseguentemente, il 15 novembre, l'Autorità ha pubblicato un documento di consultazione con scadenza il 22 di novembre.

Si condivide la necessità di introdurre una consultazione sul progetto, benché le tempistiche richieste complichino in modo sostanziale l'adesione alla consultazione stessa.

Conclusioni

Si ritiene che il servizio di interrompibilità gas possa essere un importante strumento per far fronte alla crisi energetica attuale; si segnala pertanto la necessità di permettere agli operatori di lavorare con la massima efficacia in modo tale da ampliare il più possibile la platea dei partecipanti. Per raggiungere questo obiettivo, in sintesi, si propone di:

- anticipare, laddove possibile, le tempistiche di pubblicazione del decreto ministeriale di avvio dei lavori;
- anticipare, laddove possibile, le tempistiche di pubblicazione degli eventuali documenti di consultazione ammettendo un periodo di almeno due settimane per raccogliere commenti. Qualora ritenuto opportuno si propone di effettuare una consultazione intermedia, a valle del periodo di intervento, atta a valutare e discutere l'efficacia del servizio;
- anticipare la pubblicazione della delibera definitiva e della disciplina Snam ad essa associata prevedendo almeno un mese (senza considerare le festività nazionali) tra la pubblicazione della disciplina e la chiusura della finestra di consegna della documentazione;
- introdurre il concetto di "silenzio assenso" per i documenti necessari fuori dalla responsabilità del cliente finale;
- rendere disponibili gli esiti della procedura.

Evoluzione del mercato dei servizi di dispacciamento

Il percorso di modifica del mercato dei servizi di dispacciamento si sta basando anche sugli esiti dei progetti pilota promossi dalla delibera 300/2017 e s.m.i., da cui è possibile trarre alcune indicazioni. I progetti che hanno riscosso maggiore successo in termini di partecipazione sono il progetto Fast Reserve Unit (di seguito FRU) e il progetto per Unità Virtuali Abilitate Miste (di seguito UVAM). Il progetto FRU ha riscosso un notevole interesse, visto che si sono qualificati alla procedura più di 1 GW di capacità a fronte di un contingente di 230 MW. Per questo progetto i punti di interesse sono da una parte il monitoraggio dell'effettiva entrata in servizio delle unità FRU e della qualità del servizio offerto, accompagnata dalla valutazione di approvvigionamento di nuovi contingenti di regolazione ultrarapida (anche con caratteristiche tecniche modificate in esito alle prime sperimentazioni) e dall'altra la valutazione sull'effettiva revenue stacking che le unità FRU riescono a conseguire a mercato (sia mercati dell'energia che dei servizi, compresi per questi ultimi i progetti pilota e le nuove fattispecie che la riforma a regime del dispacciamento renderanno disponibili). Il progetto UVAM, evolutosi partendo dalle UVAC e transitando verso le UVAP, ha visto il coinvolgimento di vari operatori nel ruolo

di BSP e la partecipazione ad oggi di circa 200 UVAM, con una potenza qualificata che supera i 1.000 MW di flessibilità e con una revisione profonda del regolamento a fine 2020. Purtroppo, l'impatto delle UVAM sul mercato dei servizi di dispacciamento è tuttora molto limitato, in termini di volumi economici e finanziari. Lo stesso discorso vale per altri progetti, quali UPR e UPI, con le aggravanti che in ambito UPR risulta abilitata, dall'inizio del progetto, un'unica unità rilevante, con uno scambio energetico per erogazione del servizio trascurabile, mentre l'UPI ha visto un esiguo contingente di 30 MW assegnato a 3 UP identiche di un produttore (di fatto replicando 3 volte la stessa soluzione) e su una quarta UP di un altro produttore. In questo caso in particolare è stata quindi preclusa la possibilità di partecipazione ad altri operatori, vanificando la possibilità di offrire regolazione primaria da parte di nuove risorse e nuovi operatori. La stessa logica economica del progetto UPI soffre poi della remunerazione attuale del servizio (facoltativa e basata sull'energia, quindi scarsamente efficace, tanto che il vantaggio economico maggiore consiste dello svincolare l'UP abilitata dall'obbligo di riservare banda in potenza per regolazione primaria). Il progetto sulla regolazione di tensione ha visto un unico operatore assegnatario, rispetto a 7 operatori partecipanti e 26 impianti (20 sincroni e 6 inverter based), lasciando di fatto la quasi totalità dei contingenti ancora non coperti. È quindi urgente programmare nuove aste rivedendo opportunamente i regolamenti. Sul progetto pilota sulla regolazione secondaria di frequenza non sono ad oggi disponibili dati.

Da questo quadro emergono alcune considerazioni:

- Nella proposta di Testo integrato del dispacciamento elettrico (di seguito TIDE) deve essere modificata la modalità di remunerazione del servizio di regolazione primaria di frequenza, adeguandola a quella in capacità attualmente in essere sulla piattaforma continentale europea e consentendo la partecipazione ad unità a capacità limitata, attraverso contingentati dedicati o sovradimensionamento del contingente minimo nazionale da approvvigionare.
- Nella proposta di TIDE dovrebbe essere prevista la possibilità di remunerazione mista energia e potenza per i servizi di regolazione secondaria e terziaria, in linea con quanto accade oggi in alcuni paesi europei (ad esempio la Germania), ovviamente in forma alternativa a meccanismi di remunerazione di disponibilità di capacità produttiva già attuati o di prossima implementazione.
- La fase sperimentale non ha di fatto modificato la configurazione attuale dell'Mercato dei Servizi di Dispacciamento (di seguito MSD), che si caratterizza per la notevole concentrazione in termini di operatori e UP. Ad esempio, l'MSD ex ante del 2021 ha movimento 11,4 TWh a salire e 7,8 TWh a scendere, con un saldo economico di poco meno di 2 miliardi di euro. Su 47 operatori che hanno presentato offerta, solo 23 hanno visto offerte accettate. Tra questi 23, i primi 5 operatori in ordine decrescente di saldo coprono l'84% del saldo economico; analogamente gli impianti CCGT coprono il 75% del saldo economico. La situazione nel 2022 si è evoluta con una notevole mitigazione del saldo, senza però modificare significativamente la concentrazione di operatori e tecnologia. Il TIDE dovrebbe introdurre rimedi efficaci a questa situazione, per scongiurare il rischio che si ripeta l'esito della fase sperimentale, rispetto alla quale i fondamentali di MSD e MB non sono cambiati.

Da ultimo si segnala che il comitato tecnico CEI 316 ha posto in consultazione l'estate scorsa due modifiche delle norme di connessione CEI 016 e 021 che definiscono i requisiti tecnici di servizi per la rete (DSO) e il sistema (TSO) che possono essere svolti dai gruppi di emergenza statici e rotanti e servizi per il miglioramento della resilienza del sistema, con particolare riferimento alla rialimentazione di utenti disalimentati a seguito di fuori servizio programmati o meno, che possono essere svolti sia da generatori che da gruppi di emergenza. Si richiama l'attenzione del regolatore su queste proposte, per l'implementazione della regolazione di tali servizi ed il coinvolgimento dei soggetti regolati fruitori di tali servizi.