

MERCATO ELETTRICO

LA RIFORMA DEL DISPACCIAMENTO E DEI PREZZI DI SBILANCIAMENTO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Delibera 393/2015/R/eel
- DCO 298/2016/R/eel
- DCO 316/2016/R/eel
- Delibera 326/2016/R/eel
- DCO 557/2013/R/eel

ARTICOLI CORRELATI

- La riforma organica e complessa del mercato elettrico (Newsletter 197)
- Consultazione sugli sbilanciamenti: molte le incoerenze (Newsletter 185)
- In vigore dal 2015 la nuova regolazione degli sbilanciamenti delle rinnovabili intermittenti (Newsletter 182-183)
- L'integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico (Newsletter 182-183)
- Il decreto Competitività e il mercato elettrico all'ingrosso (Newsletter 180)
- Tre nuove proposte per gli sbilanciamenti delle rinnovabili (Newsletter 179)
- La riforma del dispacciamento italiano nel panorama europeo (Newsletter 176)
- I primi orientamenti dell'AEEG per la riforma della disciplina degli sbilanciamenti (Newsletter 169)
- Il dibattito promosso dall'AEEG sul dispacciamento delle rinnovabili e della generazione distribuita: prime riflessioni (Newsletter 169)
- La persistenza dei segni degli sbilanciamenti macrozonal (Newsletter 167)
- Le persistenti problematiche della Sardegna e i recenti interventi dell'AEEG (Newsletter 159)

TAG
electricity, dispatching, imbalances

Più di 80 operatori saranno stimolati a partecipare a MSD con nuove opportunità ma anche nuovi rischi: le flessibilità introdotte (partecipazione attiva a tutti i mercati, anche in forma aggregata) si scontrano con alcune rigidità (aggregati prefissati, sessioni discrete di MI, gate closure lontano dal tempo reale). Le ricadute sugli operatori vanno valutate caso per caso, e dipendono anche dall'evoluzione dello scenario di mercato.

A circa sei mesi dall'avvio (Delibera 393/2015/R/eel) del progetto interdirezionale RDE (Riforma del Dispacciamento Elettrico), avente a oggetto la riforma organica della regolazione del dispacciamento al fine di renderla maggiormente consistente con gli ultimi sviluppi tecnologici e la connessa evoluzione del quadro di mercato (Newsletter 197), l'Autorità ha finalmente posto in consultazione i propri orientamenti riguardo l'allargamento della platea di operatori (nello specifico, domanda, fonti rinnovabili intermittenti e generazione distribuita, anche in forma eventualmente aggregata) che possono partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e quindi alla fornitura di risorse di dispacciamento a Terna (DCO 298/2016/R/eel). Nonostante non vi sia ancora un quadro normativo e regolatorio europeo definitivo in materia di dispacciamento e bilanciamento¹, questa rappresenta dunque la prima fase della riforma organica della regolazione del dispacciamento (Newsletter 169, Newsletter 176 e Newsletter 182-183), cui l'Autorità intende procedere secondo un approccio di implementazione progressiva, in modo tale da rimuovere in tempi rapidi le attuali discriminazioni fra potenziali fornitori di risorse di dispacciamento, tenendo comunque conto del processo di integrazione del mercato elettrico italiano all'ingrosso in un mercato armonizzato europeo. Questa prima fase della riforma organica della regolazione del dispacciamento, che dovrebbe diventare operativa dal prossimo anno e durare al massimo un biennio, deve tuttavia essere considerata secondo quanto indicato dall'Autorità come transitoria, in attesa che venga finalmente definito il quadro normativo e regolatorio europeo sul tema. Strettamente connessa alla proposta di apertura di MSD alla domanda, alla generazione da rinnovabili intermittenti e alla generazione distribuita è anche la proposta dell'Autorità di introdurre alcuni interventi prioritari transitori per il prossimo biennio in tema di sbilanciamenti (DCO 316/2016/R/EEL), anche in questo caso in attesa di una successiva riforma organica della stessa regolazione degli sbilanciamenti coerentemente con il Codice di Rete europeo in tema di *Electricity Balancing* in via di definizione presso la Commissione Europea. Obiettivo di questi interventi prioritari transitori in tema di sbilanciamenti è non soltanto quello di incentivare gli operatori a programmare le proprie immissioni o i propri prelievi secondo i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza stabiliti dall'attuale disciplina del dispacciamento, ma anche di contenere il più possibile gli incentivi impliciti agli sbilanciamenti volontari dell'attuale meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento (Newsletter 159, Newsletter 167, Newsletter 169 e Newsletter 180 e Newsletter 187). Con il presente articolo, oltre a descrivere le due recenti proposte dell'Autorità in tema di apertura di MSD ai nuovi operatori oggi esclusi e di disciplina degli sbilanciamenti, si tenta di dare una prima valutazione qualitativa dei possibili limiti e dei potenziali impatti sul mercato.

L'APERTURA DI MSD AI NUOVI OPERATORI

IL DISPACCIAMENTO CONTINUERÀ AD ESSERE CENTRALIZZATO

Affinché possa essere resa operativa fin dall'inizio del prossimo anno, la possibilità di partecipazione a MSD da parte della domanda, delle fonti rinnovabili intermittenti e della generazione distribuita sarà dall'Autorità implementata all'interno dell'attuale modello di dispacciamento centralizzato in cui è Terna, in quanto unico soggetto in grado di conoscere in tempo reale le esigenze e i vincoli del sistema elettrico nazionale, ad approvvigionare direttamente le risorse di dispacciamento non soltanto dagli

¹ L'Autorità ricorda in particolare come l'approvazione del Codice di Rete europeo in tema di *Electricity Balancing* sia sensibilmente slittata e non possa pertanto essere completata prima della fine di quest'anno. Inoltre, anche il futuro completamento del processo di implementazione del Codice di Rete europeo in tema di *Capacity Allocation and Congestion Management* (Regolamento UE 1222/15) non potrà che avere un impatto secondo l'Autorità sul disegno di MSD.

operatori connessi alla rete di trasmissione, ma anche da quelli connessi alla rete di distribuzione.

Nel biennio transitorio la partecipazione a MSD da parte della domanda, delle fonti rinnovabili intermittenti e della generazione distribuita potrà pertanto avvenire anche in caso di aggregazione esclusivamente per il tramite dei rispettivi utenti del dispacciamento, in qualità di controparti uniche di Terna responsabili del rispetto degli ordini di dispacciamento da questa impartiti. Nella figura dell'utente del dispacciamento continueranno pertanto a convergere le due distinte figure di fornitore dei servizi di dispacciamento al gestore della rete di trasmissione o *Balancing Service Provider* (BSP) e di responsabile del pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento o *Balancing Responsible Party* (BRP).

SARANNO INTRODOTTE LE UNITÀ VIRTUALI ABILITATE

Pur confermando l'attuale modello di dispacciamento centralizzato, l'Autorità intende superare l'attuale impostazione del Codice di Rete di Terna, che prevede sia l'obbligo di partecipazione a MSD per tutte le unità che possiedono i requisiti di abilitazione, sia requisiti di abilitazione ai diversi servizi identici per tutte le unità. A tal fine l'Autorità propone di estendere l'abilitazione a MSD, su base volontaria² e purché tali unità siano misurate su base oraria³, anche a:

- unità di produzione rilevanti da fonti rinnovabili intermittenti
- unità Virtuali Abilitate (UVA) costituite da aggregati di unità di produzione non rilevanti (incluse quelle da fonti rinnovabili intermittenti) o aggregati di unità di consumo⁴, senza tuttavia possibilità di aggregazione tra unità lato offerta e unità lato domanda.

Al riguardo, Terna dovrà in ogni caso definire le necessarie prestazioni tecniche (in particolare, vincoli di durata e vincoli di gradiente) che queste unità dovranno essere in grado di rispettare per poter essere abilitate. Nel biennio transitorio queste prestazioni non dovranno però essere necessariamente uguali a quelle richieste alle unità che rientrano nel regime di partecipazione obbligatoria, ma questa eventuale differenziazione dovrà essere comunque superata dopo la fase transitoria, così come il doppio regime di partecipazione (obbligatorio e volontario).

LE UNITÀ VIRTUALI ABILITATE SARANNO DEFINITE DA TERNA

La definizione delle UVA, cioè degli aggregati di unità di produzione o di unità di consumo abilitati a partecipare a MSD, continuerà tuttavia a essere svolta da Terna a livello di Codice di Rete sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità. Al riguardo, l'Autorità intende mediare tra le opposte esigenze espresse, da un lato dagli operatori, cui conviene ampliare il più possibile i confini geografici dell'aggregazione per essere in grado di rispondere agli ordini di dispacciamento con elevati margini di affidabilità, dall'altro da Terna, che invece nell'attività di dispacciamento preferirebbe continuare a controllare il più possibile i singoli nodi della rete. La proposta dell'Autorità è pertanto di:

- vietare⁵ l'aggregazione delle unità di produzione rilevanti, che potranno quindi partecipare a MSD solo singolarmente
- consentire l'aggregazione delle unità di produzione non rilevanti che richiedono l'abilitazione a MSD, non necessariamente appartenenti a solo una delle tipologie⁶ definite dall'attuale regolazione del dispacciamento (Delibera 111/06), ma necessariamente localizzate nelle aree geografiche ottimali che saranno successivamente definite da Terna e che non potranno eccedere le zone di mercato
- consentire l'aggregazione delle unità di consumo che richiedono l'abilitazione a MSD, anche in questo caso localizzate nelle aree geografiche ottimali che saranno

² Resterebbe comunque fermo il regime di partecipazione obbligatoria per tutte le unità rilevanti che attualmente possiedono i necessari requisiti tecnici per la fornitura dei servizi di dispacciamento.

³ La partecipazione delle unità di produzione o di consumo profilate sarebbe secondo l'Autorità difficilmente gestibile da parte dei relativi utenti del dispacciamento, con una loro conseguente eccessiva esposizione al rischio di sbilanciamento.

⁴ Per il biennio transitorio l'Autorità propone comunque di escludere le unità di consumo che hanno sottoscritto dei contratti per il servizio di interrompibilità, in attesa di una ridefinizione di questo servizio.

⁵ Continuerà in ogni caso a essere consentita l'aggregazione per le aste idroelettriche e quella delle unità di produzione fino a 50 MVA che condividono lo stesso punto di connessione e sono alimentate dalla stessa fonte primaria come già prevista dal Codice di Rete di Terna.

⁶ Le tipologie di unità di produzione non rilevanti sono in particolare definite dall'articolo 8.2 della Delibera 111/06.

successivamente definite da Terna e che non potranno eccedere le zone di mercato⁷.

Le unità di produzione e le unità di consumo non rilevanti che non richiedono l'abilitazione a MSD continueranno invece a poter essere aggregate solo su base zonale e nel caso delle prime con l'ulteriore vincolo della tipologia.

Naturalmente, l'aggregazione delle unità di produzione non rilevanti o delle unità di consumo che richiedono l'abilitazione a MSD una volta definita da Terna sarà valida non solo su questo mercato, ma anche sui mercati dell'energia, dato che nella regolazione vigente i punti di dispacciamento dei mercati dell'energia e quelli di MSD devono coincidere ai fini del calcolo degli sbilanciamenti.

POSSIBILITÀ DI ABILITAZIONE ANCHE ASIMMETRICA

Tra gli ulteriori aspetti che dovrebbero caratterizzare il biennio transitorio, l'Autorità indica inoltre:

- la necessità di dettagliare nel Codice di Rete di Terna la procedura necessaria per ottenere l'abilitazione a MSD su base volontaria
- la possibilità di ottenere l'abilitazione a MSD su base volontaria non soltanto per la fornitura di uno solo dei servizi attualmente previsti dal Codice di Rete di Terna, ma anche per la fornitura di servizi asimmetrici, ovvero soltanto a salire o soltanto a scendere
- la necessità di introdurre una specifica procedura di pre-qualifica per consentire a Terna di verificare l'effettiva possibilità di fornitura del servizio da parte dei nuovi soggetti ammessi su base volontaria a partecipare a MSD
- la necessità di informare le imprese di distribuzione riguardo i punti di immissione o di prelievo inclusi nelle UVA per i quali viene presentata domanda di abilitazione, affinché queste imprese possano segnalare l'eventuale presenza di criticità sulle proprie reti di cui tenere conto ai fini della loro definizione.

L'Autorità ritiene inoltre opportuno prevedere che Terna definisca un limite minimo di capacità, sotto al quale non sia possibile consentire l'abilitazione delle UVA, indicando peraltro come il valore ottimale potrebbe corrispondere a 1 MW, scelto probabilmente in linea con il volume minimo delle offerte sui mercati.

LA REVISIONE DEI CRITERI DI PRIORITÀ DI DISPACCIAMENTO

Data la possibilità di definire delle UVA aggregando in un unico punto di dispacciamento unità di produzione da fonti rinnovabili sia programmabili, che intermittenti e unità di produzione non rinnovabili, l'Autorità propone di assegnare a queste UVA un'apposita posizione nell'ordine di priorità di dispacciamento. In particolare, le offerte di vendita delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili non rilevanti abilitate a partecipare a MSD (anche se aggregate con unità di tipologia diversa) dovrebbero secondo l'Autorità essere collocate nell'ultima posizione nell'ordine di priorità di dispacciamento delle fonti passanti, dopo tutte le altre fonti rinnovabili, programmabili e non, e le fonti cogenerative e incentivate.

DA VALUTARE COMPATIBILITÀ TRA INCENTIVI E RUOLO DEL GSE SU MSD

Nell'implementazione dell'allargamento della platea di operatori abilitati a partecipare a MSD, secondo l'Autorità deve essere comunque attentamente valutato l'eventuale ruolo del GSE su questo mercato. Al riguardo, l'Autorità non dà indicazioni precise, ma nota come in caso di incentivi di tipo *feed-in tariff* e di scambio sul posto l'eventuale operato del GSE su MSD andrebbe ad impattare sugli incentivi erogati ai produttori, mentre il caso di ritiro dedicato, non essendo erogati incentivi la partecipazione a MSD da parte del GSE, sarebbe esente da criticità di questo tipo, considerato anche il fatto che essendo il ritiro dedicato opzionale i produttori eventualmente non soddisfatti dei risultati ottenuti dal GSE potrebbero comunque rivolgersi ad altri *trader*.

⁷ Per tenere conto dei vantaggi per il sistema elettrico nazionale derivanti dalla loro partecipazione a MSD, l'Autorità propone per queste unità l'esenzione dal pagamento delle componenti dell'*uplift* relative agli sbilanciamenti e all'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

OFFERTE SU MSD SEMPLIFICATE PER LE UVA

Pur considerando come necessaria una parità di trattamento rispetto alle altre unità abilitate a MSD, l'Autorità propone per le UVA delle modalità di offerta su MSD comunque semplificate e caratterizzate dal mancato obbligo di presentazione delle offerte di accensione al minimo tecnico e di spegnimento e dalla mancata possibilità di presentazione delle offerte per i gettoni di accensione e di cambio assetto.

APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE DELLA TERZIARIA A SALIRE IN SARDEGNA

L'ESPLOSIONE DEI COSTI DEL DISPACCIAMENTO IN SARDEGNA

In Sardegna, negli ultimi mesi i costi del dispacciamento sono cresciuti in modo vertiginoso: oltre 220 milioni di Euro la spesa sostenuta da Terna su MSD e MB nei primi cinque mesi del 2016, in confronto ai soli 85 milioni di Euro spesi negli stessi mesi dell'anno precedente. Fin da gennaio si è assistito a una forte crescita dei prezzi, in particolare nella fase di programmazione del MSD e per quanto riguarda i servizi di accensione al minimo tecnico e di riserva terziaria a salire: attorno a 250 €/MWh il prezzo medio dei servizi a salire, pari a 2-3 volte il livello osservato nel 2015. Ciò è attribuibile in primo luogo alla fine del regime di essenzialità per alcuni impianti sardi (Fiumesanto e Ottana), che quindi hanno iniziato a offrire senza più vincoli sui mercati. Ma è da febbraio che il fenomeno si è manifestato in modo evidente, perché all'effetto prezzi si è sommato un effetto volumi: la scarsa partecipazione ai mercati dell'energia da parte di impianti programmabili, a causa del trattenimento di capacità su MGP per motivi strategici, deducibile dal fatto che impianti teoricamente disponibili non presentano offerte su MGP, e di diverse indisponibilità occorse, come rilevabile dai dati TERNA, ha generato per Terna un rilevante fabbisogno di accensione al minimo tecnico (oltre 200 GWh mensili in media da febbraio a maggio).

UNA DEROGA RISPETTO ALL'APPROVVIGIONAMENTO SU MSD

Per contenere il forte aumento dei costi di MSD, l'Autorità ha nel frattempo approvato (Delibera 326/2016/R/eel) la proposta di Terna di fare ricorso a un approvvigionamento a termine delle risorse per il dispacciamento nell'isola per il periodo da luglio 2016 a dicembre 2018, in deroga rispetto all'approvvigionamento *spot* su MSD stabilito dalla disciplina del dispacciamento. I contratti a termine riguarderanno in particolare il servizio di riserva terziaria di sostituzione a salire e saranno assegnati attraverso procedure di gara, nei limiti del fabbisogno che Terna definirà sia per l'intera Sardegna, che per la sola Sardegna meridionale.

SELEZIONE DEGLI OPERATORI MEDIANTE ASTE AL RIBASSO

Nell'ambito di queste procedure, Terna non sarà tenuta a comunicare né il prezzo di riserva unitario, né la spesa massima che intende sostenere nell'ambito dell'approvvigionamento a termine, mentre gli operatori che presentano offerte a un prezzo superiore al premio di riserva unitario potranno ridurre la propria offerta per un massimo di quattro volte con un ribasso minimo di almeno il 10% del premio inizialmente offerto. Terna dovrà inoltre selezionare le offerte in modo tale da soddisfare innanzitutto il proprio fabbisogno per la Sardegna meridionale e solo successivamente quello per l'intera isola (al netto naturalmente della quota relativa alla Sardegna meridionale), con una selezione peraltro il più possibile distribuita fra più impianti per minimizzarne i rischi di indisponibilità contemporanea. Terna potrà infine selezionare un quantitativo di riserva terziaria di sostituzione a salire complessivamente inferiore rispetto al proprio fabbisogno totale se la selezione di una unità di produzione aggiuntiva comporterà il superamento del limite di spesa complessivo.

OBBLIGO DI OFFERTA SU MSD AL COSTO VARIABILE

La partecipazione a queste procedure sarà riservata soltanto alle unità termoelettriche abilitate su MSD localizzate in Sardegna, con esclusione degli impianti turbogas a ciclo aperto, e gli impianti contrattualizzati riceveranno una remunerazione consistente in un premio fisso annuo a fronte dell'obbligo di presentazione su MSD, in tutte le ore del periodo contrattuale, di offerte a salire per riserva terziaria caratterizzate da un prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto e una quantità non inferiore al

minor valore tra la quantità contrattualizzata e i margini a salire disponibili a valle del Mercato Infragiornaliero (MI).

GLI INTERVENTI PRIORITARI SUGLI SBILANCIAMENTI

SINGLE-DUAL PRICING MISTO PER LA DOMANDA

Il primo degli interventi prioritari in tema di sbilanciamenti proposto dall'Autorità per il biennio transitorio è il passaggio a un sistema misto di tipo *single-dual pricing* per la determinazione dei prezzi degli sbilanciamenti delle unità di consumo. Questo sistema prevede in particolare l'applicazione:

- del *single pricing* per gli sbilanciamenti che rientrano all'interno di una banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ calcolata sul programma di prelievo post-MI
- del *dual pricing* (anche se a prezzi medi e non marginali) per gli sbilanciamenti che superano la banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ ⁸, in modo tale da disincentivarne l'occorrenza.

L'Autorità intende mantenere fissa la banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ per l'intero biennio transitorio (2017-2018), ipotizzando implicitamente l'entrata in vigore della riforma organica della regolazione degli sbilanciamenti a partire dal 2019. Allo stesso tempo l'Autorità si riserva tuttavia la possibilità di modificare il valore della banda di tolleranza in caso di entrata in vigore della riforma organica dopo il 2019, a causa della mancata definizione di un quadro regolatorio europeo certo sul tema.

Poiché l'Autorità è inoltre consapevole che l'applicazione di una banda di tolleranza riferita al programma di prelievo post-MI possa indurre gli operatori a distorcere (in eccesso) la programmazione dei propri prelievi al fine di incrementare le quote di sbilanciamento soggette a banda e i conseguenti arbitraggi, l'Autorità stessa intende prevedere dei confronti a consuntivo tra i prelievi effettivi e programmi di prelievo post-MI. In caso di esito negativo di questi confronti, cioè di differenze sistematiche tra prelievi effettivi e programmi di prelievo post-MI, si procederebbe a un azzeramento ex-post della banda di tolleranza, a un'applicazione automatica del *dual pricing* a tutto lo sbilanciamento e a una segnalazione da parte di Terna all'Autorità di queste condotte ai fini di valutazioni ulteriori.

In alternativa (o eventualmente in aggiunta) ai confronti a consuntivo, l'Autorità intende comunque valutare anche la possibilità di definire una taglia massima per le unità di consumo, utile peraltro anche ai fini dell'abilitazione delle unità di consumo su MSD. Al riguardo, l'ipotesi dell'Autorità è quella di definire la taglia massima come somma delle potenze impegnate di ciascun punto di prelievo incrementata del 20% per tenere conto di eventuali picchi di consumo.

SINGLE-DUAL PRICING MISTO ANCHE PER LE NON ABILITATE

Il sistema misto di tipo *single-dual pricing* con banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ e utilizzo oltre questa banda dei prezzi medi piuttosto che marginali del Mercato di Bilanciamento (MB) sarà esteso anche alle unità di produzione non abilitate su MSD diverse da quelle da rinnovabili intermittenti, data l'intenzione dell'Autorità di mantenere l'analogia esistente fra unità di consumo e unità di produzione non abilitate.

MODIFICHE ANCHE AL REGIME SPECIFICO PER LE RINNOVABILI INTERMITTENTI

L'Autorità intende modificare anche la specifica regolazione degli sbilanciamenti delle unità di produzione da fonti rinnovabili intermittenti attualmente in vigore (*Newsletter 179* e *Newsletter 182-183*). Al riguardo, l'Autorità propone una possibilità di scelta per queste unità fra due alternative:

- un sistema misto di tipo *single-dual pricing* con banda di tolleranza del $\pm 2.5\%$ e utilizzo oltre questa banda dei prezzi medi di MB, così come proposto per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate su MSD diverse da quelle da rinnovabili intermittenti
- un sistema con soglie differenziate per fonte con prezzi di sbilanciamento e

⁸ La banda del 2.5% è stata fissata dall'Autorità sulla base degli sbilanciamenti storici delle unità di consumo della zona Nord osservati nel periodo gennaio 2015-febbraio 2016 ed è tale da escludere dall'applicazione del *dual pricing* almeno la metà dei prelievi. Al riguardo, non è chiaro se ai fini di questo calcolo l'Autorità abbia considerato soltanto le unità di consumo misurate orarie o anche quelle soggette a una profilazione convenzionale dei propri prelievi.

corrispettivi perequativi zionali all'interno di queste soglie calcolati come avviene già attualmente, ma con un *dual pricing* a prezzi medi di MB oltre le soglie.

ABBANDONO DEI PREZZI MARGINALI DELLA REGOLAZIONE SECONDARIA

Nell'ambito degli interventi prioritari in tema di sbilanciamenti, l'Autorità analizza anche il ruolo della regolazione secondaria nell'ambito del bilanciamento e quindi anche dell'utilizzo dei prezzi di questa regolazione ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento. Al riguardo, l'Autorità nota come in un sistema a dispacciamento centralizzato la riserva secondaria sia utilizzata per compensare sia la variabilità del carico e della generazione da rinnovabili intermittenti effettivi rispetto a quanto previsto da Terna, che gli eventuali scostamenti di breve termine tra immissioni e programmi delle unità di produzione programmabili. La riserva terziaria viene invece principalmente per il bilanciamento tra i programmi delle unità di consumo e delle unità da fonti rinnovabili intermittenti e le previsioni di prelievo o di immissione di queste unità. L'Autorità ricorda inoltre che, essendo il contributo della regolazione secondaria caratterizzato da una durata solitamente inferiore ai 15 minuti, all'interno sia del periodo rilevante per le unità non abilitate su MSD (pari all'ora), che di quello per le unità abilitate su MSD (pari a 15 minuti) si possono verificare attivazioni di regolazione secondaria sia a salire che a scendere. Il costo effettivo sostenuto dal sistema per la regolazione secondaria in ciascun periodo rilevante per l'Autorità deve tenere pertanto conto di queste possibili opposte attivazioni. Ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento delle unità abilitate l'Autorità propone quindi di utilizzare oltre ai prezzi marginali della regolazione terziaria, non più i prezzi marginali della regolazione secondaria, ma il prezzo medio ponderato di attivazione di quest'ultima per ciascun periodo rilevante.

DUAL PRICING PER TUTTE LE UNITÀ ABILITATE

Al fine di raccordare gli interventi prioritari in tema di sbilanciamenti, con l'apertura di MSD alla domanda, alla generazione da rinnovabili intermittenti e alla generazione distribuita, l'Autorità intende infine estendere il sistema di *dual pricing* per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento delle unità di produzione abilitate (così come modificato per tenere conto non più dei prezzi marginali, ma del prezzo medio ponderato di attivazione della regolazione secondaria) anche alle unità lato domanda, da generazione rinnovabile intermittente e da generazione distribuita che dovessero abilitarsi volontariamente a partecipare a MSD.

POTENZIALI IMPATTI E LIMITI DELLE PROPOSTE DI RIFORMA

La proposta di riforma presentata dall'Autorità può produrre effetti diversi sui mercati, sia dal punto di vista del sistema elettrico che degli operatori che vi partecipano: sarebbe utile quindi effettuare un'approfondita valutazione quantitativa, da un lato sull'efficienza e sui risparmi che queste riforme garantiranno ai costi del sistema, dall'altro sui potenziali impatti sui risultati economici degli operatori, chiamati a compiere una scelta di abilitazione al dispacciamento. È comunque possibile individuare già numerosi spunti di discussione, di cui si darà una prima riflessione qualitativa.

LA DEFINIZIONE DEGLI AGGREGATI

La possibilità di aggregazione rappresenta sicuramente un'evoluzione del disegno di mercato verso una sempre maggiore integrazione di tutte le risorse di produzione e consumo: essa consente infatti agli operatori di auto-bilanciarsi meglio all'interno del proprio portafoglio di unità, a partire dai mercati dell'energia fino ad arrivare al tempo reale, garantendo al sistema una riduzione delle operazioni di bilanciamento necessarie e un risparmio sugli oneri di dispacciamento sostenuti da Terna e riversati nell'*uplift*. Ci si muove quindi verso un disegno di mercato che responsabilizza e coinvolge sempre di più tutte le risorse presenti nel sistema, massimizzando la loro partecipazione sui mercati e sfruttando il potenziale di regolazione di ciascuno, grazie al coinvolgimento in tutte le fasi del dispacciamento. Le nuove tecnologie di telecontrollo dovrebbero comunque permettere al Gestore di Rete di gestire in modo efficace ed efficiente tutte le risorse, anche aggregate e persino quelle di dimensione minima.

Tuttavia l'aggregazione, come ipotizzata al momento, presenta ancora dei limiti evidenti.

In primo luogo, la definizione del perimetro di aggregazione continua a essere svolta da Terna a livello di Codice di Rete, non potendo eccedere il perimetro delle zone di mercato, ma non necessariamente coincidendo con esse. Ciò verrebbe svolto in modo statico, individuando ex ante un insieme di nodi della rete concentrati nella stessa area geografica, che, aggregati in un unico punto di dispacciamento, permettono un controllo puntuale da parte del Gestore di Rete senza impattare sui vincoli di rete. Questo approccio sembra molto conservativo se si considera la possibilità che gli aggregati richiedano l'abilitazione per fornire un solo servizio di dispacciamento, anche asimmetrico: in questa condizione, si potrebbe introdurre l'idea di aggregati non più statici, ma dinamici, il cui perimetro viene valutato proprio sulla base del servizio ancillare per cui viene chiesta l'abilitazione: per esempio, all'interno della stessa zona di mercato, la dimensione di un aggregato che svolge la risoluzione delle congestioni infrazonali potrebbe essere diversa da quella di un aggregato che svolge servizio di bilanciamento a scendere o regolazione della tensione e potrebbe persino variare nel tempo, in funzione dello stato contingente del sistema.

Per le unità di produzione non rilevanti, la vera novità è la possibilità di aggregare diverse tipologie di produzione, diversamente dalla disciplina attuale (Delibera 111/06) che consente l'aggregazione per tipologia e zona di mercato: in particolare, l'aggregazione di unità di produzione rinnovabili intermittenti con unità di produzione programmabili (rinnovabili programmabili, cogenerazioni e altri termoelettrici), seppur di taglia non rilevante, consentirebbe un miglior bilanciamento all'interno del portafoglio di unità di un aggregatore. Ciò comporterebbe un vantaggio sia durante il mercato infragiornaliero (MI), sia soprattutto nelle ore che intercorrono tra la chiusura del MI e il tempo reale, in cui le variazioni (ad esempio climatiche) che intervengono sulla generazione programmata da fonti rinnovabili intermittenti possono essere direttamente bilanciate dalle altre unità programmabili che si trovano all'interno dell'aggregato, diminuendo da un lato la necessità dell'operatore di trovare una controparte con cui bilanciarsi sul MI, dall'altro la necessità del sistema di effettuare operazioni di bilanciamento dopo la chiusura del MI.

Permane invece il limite di aggregazione per tecnologia per le unità di produzione non rilevanti che non chiedono l'abilitazione al MSD: questo può essere motivato, da un lato, dalla volontà di incentivare l'abilitazione e, dall'altro, dal tentativo di evitare lo sfruttamento strategico degli sbilanciamenti da parte di unità non abilitate, che, aggregate tra diverse tipologie, diventerebbero molto più programmabili e bilanciabili di quanto sono ora, ma ciò dovrebbe essere già scoraggiato dalla nuova disciplina degli sbilanciamenti in consultazione. Consentire l'aggregazione tra diverse tipologie di produzione anche a chi rimane soltanto sui mercati dell'energia consentirebbe invece un miglior bilanciamento a tutti gli operatori, con potenziali effetti benefici per il sistema.

Per le unità di consumo che volessero abilitarsi, le condizioni di aggregazione diventerebbero invece più restrittive delle attuali, in quanto passerebbero da un'aggregazione per utente del dispacciamento e zona di mercato a una fatta sempre per utente del dispacciamento, ma sul perimetro geografico definito da Terna e che al massimo può coincidere con la zona di mercato: è plausibile quindi un aumento delle unità di consumo operanti sui mercati, così come della loro operatività sul MI, in base ai servizi ancillari che saranno abilitate a fornire al sistema e quindi all'estensione che sarà definita per esse. Sicuramente molto attrattiva, per i titolari delle unità di consumo, l'opportunità di essere esentati dal pagamento di alcune componenti dell'*uplift*, con un risparmio potenzialmente significativo sul costo di acquisto dell'energia, ma anche la possibilità di fornire servizi ancillari: è possibile che questo incentivi la domanda, storicamente rigida, a diventare sempre più elastica e flessibile, rispondendo in modo *smart* alle condizioni in tempo reale del sistema.

Un ultimo limite che dovrà essere superato, come evidenziato dalla stessa Autorità, è l'impossibilità al momento di gestire sia unità di produzione che unità di consumo all'interno di uno stesso aggregato: questa evoluzione richiederebbe e consentirebbe una maggiore decentralizzazione delle attività di dispacciamento e bilanciamento, che verrebbero svolte già all'interno dell'aggregato, trasferendone solo la parte residua al Gestore di Rete.

POTENZIALI EFFETTI SU LIQUIDITÀ E CONCORRENZA SUI MERCATI

Per capire l'ampiezza delle risorse toccate dalla riforma, sono state analizzate le offerte presentate sui mercati dalle unità di produzione non rilevanti nei primi cinque mesi del 2016. In questo periodo, hanno presentato offerte sui mercati dell'energia più di 400 aggregati di unità di produzione non rilevanti, con più di 80 operatori attivi, oltre all'operatore dominante nell'offerta delle unità non rilevanti, ossia il GSE. La capacità complessiva di queste unità, stimata con la loro massima offerta oraria sui mercati, è circa 18 GW, localizzata per la maggior parte nella zona Nord (53%), con largo distacco sul Sud (16%), Centro Nord e Centro Sud (11-12%) e isole. Quasi il 60% di questa capacità è offerta sui mercati tramite GSE, mentre tutti gli altri operatori hanno quote minori del 10%: solo una decina, in particolare, hanno quote rilevanti (superiori all'1%) e tra questi si possono trovare diversi intermediari.

I volumi venduti su MGP da parte delle unità di produzione non rilevanti sono stati pari, in questa prima parte del 2016, a circa 18 TWh, circa il 17% dei volumi totali che vengono scambiati sul mercato. Altrettanto significativa è la loro partecipazione al MI, in particolare lato acquisto, dove detengono quote di volumi sempre comprese tra il 10% e il 20%, mentre abbastanza minore è il contributo su MI lato vendita: sembra abbastanza sistematica una sovra-offerta su MGP che viene poi aggiustata a scendere nelle diverse sessioni infragiornaliere.

La quota di capacità e di vendita sui mercati delle unità di produzione non rilevanti è evidentemente molto significativa: di conseguenza, una diversa gestione di esse può cambiare radicalmente le condizioni di liquidità e di concorrenza sui diversi mercati.

Già su MGP, molti piccoli operatori rinnovabili potrebbero optare per l'uscita dalla gestione del GSE per partecipare direttamente al mercato o affidarsi ad altri intermediari attivi, così come i gestori di unità di consumo potrebbero ridurre il perimetro delle loro unità per rispettare le condizioni necessarie ad abilitarsi al mercato dei servizi: ciò aumenterebbe il numero di unità e di operatori presenti sul mercato e quindi la concorrenza. Questo effetto potrebbe essere tuttavia attenuato dalla maggiore aggregazione tra le diverse tecnologie, attuabile dagli operatori già presenti direttamente sul mercato. In questa prima fase dei mercati dell'energia, non ci si aspetta una variazione radicale della liquidità, in quanto ci sarà solo una suddivisione diversa degli acquisti e delle vendite: effetti più rilevanti sulla liquidità potrebbero esserci, invece, quando si consentirà l'aggregazione di unità di produzione con unità di consumo, che farebbe transitare sul mercato solo il netto tra l'energia prodotta e consumata all'interno degli aggregati stessi.

Su MI, invece, si potrebbe già assistere a una riduzione dei volumi scambiati, grazie alla possibilità di auto-bilanciamento svolto dall'aggregatore tra le fonti rinnovabili intermittenti e le fonti programmabili presenti nel proprio aggregato: questo bilanciamento di portafoglio potrebbe sostituire il meccanismo di offerte bilanciate su MI, in relazione alle sole unità non rilevanti. Per le unità di consumo, invece, potrebbero aumentare gli scambi su MI, data la minore dimensione e quindi la minore possibilità di bilanciamento fra i diversi punti di prelievo interni all'aggregato.

Infine, i mercati dei servizi cambieranno in modo radicale: infatti, l'abilitazione concessa agli operatori lato domanda, ai produttori rinnovabili e agli utenti di unità di produzione non rilevanti estenderà la platea di partecipanti che potranno essere chiamati da Terna alla fornitura dei servizi di dispacciamento: di sicuro, la maggiore concorrenza potrebbe portare ad aumentare la competitività dei prezzi su MSD e quindi a garantire un risparmio netto per il sistema; occorre capire solamente quanto il Gestore di Rete potrà essere in grado di cambiare il paradigma di approvvigionamento delle risorse sul MSD, per coinvolgere e massimizzare l'utilizzo di tutte le risorse disponibili.

POSIZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI INTERMITTENTI

In particolare, per le fonti rinnovabili intermittenti, è di complessa valutazione la convenienza o meno di partecipare come aggregati alla fornitura di servizi ancillari al sistema.

Da un lato, la possibilità di partecipare attivamente al MSD per la fornitura anche di un solo servizio (come può essere il servizio di regolazione a scendere, particolarmente critico nel medio periodo secondo le valutazioni di Terna) consentirebbe agli operatori rinnovabili di ottenere una marginalità dai servizi ancillari che oggi gli è preclusa e al

sistema di giovare del maggior numero di risorse disponibili per la sicurezza. Inoltre, gli operatori rinnovabili stessi parteciperebbero direttamente alla formazione dei prezzi sul mercato del bilanciamento, base per la determinazione dei prezzi cui vengono valorizzati gli sbilanciamenti.

Dall'altro lato, però, questo comporterebbe due svantaggi: la perdita della priorità di dispacciamento sui mercati rispetto alle altre fonti rinnovabili e agli impianti di cogenerazione e il passaggio a una regolazione degli sbilanciamenti *dual pricing*, al pari di tutte le altre unità abilitate. Con la regolazione attuale, caratterizzata da un *gate closure* dei mercati dell'energia ancora molto lontana dal tempo reale e da una disciplina degli sbilanciamenti potenzialmente premiante per le unità non abilitate che attenuano il segno di sbilanciamento zonale, la possibilità di abilitarsi a MSD potrebbe non risultare troppo attraente, considerando oltretutto l'estrema incertezza sulle quote di mercato e i risultati effettivamente ottenibili poi su MSD.

È quindi evidente come questa fase della riforma possa muoversi solamente in parallelo con una riforma del MI, volta ad avvicinarsi sempre di più al tempo reale, e alla riforma della disciplina degli sbilanciamenti, così come l'Autorità si è apprestata a fare.

INTEGRAZIONE FUNZIONALE TRA MI E MSD

Nei giorni scorsi, per l'appunto, il GME ha proposto in consultazione l'introduzione di nuove sessioni del mercato infragiornaliero, coordinate con nuove sessioni dei mercati dei servizi e del bilanciamento.

Una nuova sessione di MI sarebbe aggiunta tra la seconda e l'attuale terza sessione di MI, mentre una ulteriore sarebbe aggiunta in coda, diventando la settima sessione. L'integrazione delle sessioni di MI e MSD avrebbe così un disegno molto complesso, anche se ordinato: ogni successione di singole sessioni MI-MSD-MB definirebbe il programma di quattro ore del giorno successivo: ad esempio la successione MI2-MSD1-MB1 definirebbe il programma delle prime quattro ore della giornata, la successione MI3-MSD2-MB2 definirebbe il programma delle ore 5-8, e così via.

Questa densità di sessioni di mercato sposta sicuramente il disegno sempre più verso l'obiettivo europeo di *continuous trading*, moltiplicando (anche se sempre in modo discreto) il numero di momenti in cui è possibile effettuare un aggiustamento; sembra invece che l'obiettivo di avvicinamento al tempo reale sia ancora molto distante, seppur migliorato con l'introduzione delle ultime sessioni: l'intervallo tra la chiusura del mercato infragiornaliero e il tempo reale resta infatti compreso tra 4 ore (per il primo periodo orario incluso nell'intervallo) e 7 ore (per l'ultimo periodo orario incluso nell'intervallo), molto consistente in particolare per un'unità rinnovabile intermittente che volesse abilitarsi per partecipare attivamente al mercato dei servizi.

COORDINAMENTO CON LA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI

Proprio le rinnovabili intermittenti, con *gate closure* dei mercati dell'energia così distante dal tempo reale, sarebbero particolarmente penalizzate dal passaggio a un meccanismo di regolazione degli sbilanciamenti *dual pricing*, rispetto alla regolazione attuale, che prevede la possibilità di scelta tra un meccanismo con franchigie o un meccanismo senza franchigie a puro *single pricing*. È in quest'ottica che va letta la nuova consultazione sulla disciplina degli sbilanciamenti: applicando già di base il *dual pricing* all'esterno di soglie predefinite, si riducono in modo consistente gli incentivi impliciti nella disciplina attuale e si attenua la differenza tra gli sbilanciamenti delle unità abilitate e di quelle non abilitate, rendendo probabilmente più appetibile l'abilitazione e la partecipazione ai mercati dei servizi anche per le fonti non convenzionali o convenzionali di piccola taglia.

Sembra poco necessaria nel disegno complessivo la possibilità di verifica a consuntivo degli sbilanciamenti che l'Autorità si riserva: infatti, la possibilità di arbitraggio sugli sbilanciamenti sarebbe già scoraggiata dall'applicazione dei prezzi duali fuori dalla banda. Questa proposta suona quindi più come un invito dall'Autorità agli operatori a migliorare sempre più i propri sistemi predittivi e ad attenersi strettamente a una programmazione secondo i principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza, ma potrebbe essere penalizzante soprattutto per le unità non abilitate, che, con *gate closure* ancora molto lontano dal tempo reale, sono più soggette al rischio di sbilanciamento. La stessa banda del 2.5%, di ampiezza molto ridotta, sembra muovere progressivamente la

disciplina verso una piena applicazione dei prezzi duali, che potrà essere implementata però solo in coordinamento con una piena integrazione delle risorse nel dispacciamento e uno spostamento dei mercati dell'energia in prossimità al tempo reale.

COERENZA CON IL DISEGNO DI *CAPACITY MARKET*

Occorre infine rivalutare la coerenza del disegno di mercato che si sta cercando di realizzare con i meccanismi di remunerazione della capacità.

Dal punto di vista della sicurezza, cioè del meccanismo di remunerazione della capacità flessibile finora solo consultato, l'estensione del MSD cambia le esigenze del sistema, che potrebbe contare su un numero molto più ampio di risorse e non dipenderebbe più solo dal limitato numero di risorse programmabili flessibili attualmente abilitate. Le criticità evidenziate da Terna durante le diverse consultazioni sulla riforma MSD (DCO 557/2013/R/eel) potrebbero trovare una risposta proprio grazie all'approvvigionamento di servizi da parte di fonti non convenzionali, attenuando la necessità di assicurarsi le "classiche" risorse flessibili nel medio-lungo termine.

Dal punto di vista dell'adeguatezza, il meccanismo già in esame alla Commissione Europea non considera la partecipazione delle fonti rinnovabili o delle unità di produzione non rilevanti, mentre prevede la partecipazione della domanda soltanto in un secondo momento. Ora, con la possibilità di aggregazione delle risorse di produzione non rilevanti, gli stessi aggregati (costituiti sia da fonti rinnovabili intermittenti che da fonti programmabili) avrebbero una quota di programmabilità e una taglia sufficiente ad essere considerati contributo significativo all'adeguatezza, richiedendo quindi un'inclusione nel meccanismo di remunerazione, oltre che un'ulteriore valutazione se il meccanismo stesso sia effettivamente necessario alla luce dell'esistenza di queste nuove risorse.