

Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)

Documento di consultazione ARERA 685/2022/R/eel del 13 dicembre 2022

Osservazioni di Elettricità Futura
13/3/2023



Osservazioni generali

Ringraziamo ARERA per la presente consultazione e il lavoro fatto nell'elaborare la struttura e l'articolato di quello che diventerà il nuovo TIDE e che sarà di importanza cruciale per la gestione dei futuri mercati dell'energia caratterizzati da una sempre maggiore penetrazione delle FER, distribuite e non, e la riduzione della grande capacità programmabile. In questa premessa riportiamo, ponendole in evidenza, le nostre considerazioni sugli aspetti a nostro avviso più rilevanti del TIDE. Considerazioni che in ogni caso sono riprese nei quesiti di dettaglio.

In primis, concordiamo con la visione volta a una sempre **maggiore partecipazione su base zonale delle varie unità, grazie alle possibilità fornite dall'aggregazione**. Uno degli obiettivi chiave del TIDE deve essere infatti quello di massimizzare la concorrenza su tutti i servizi di bilanciamento e la modulazione straordinaria, abilitando il più possibile la partecipazione delle risorse aggregate, con il fine ultimo di efficientare il dispacciamento e ridurre anche i costi per il sistema.

Accogliamo positivamente anche le proposte sui **perimetri di aggregazione delle Unità abilitate alla fornitura di servizi ancillari**. Riguardo questo specifico tema osserviamo però che:

- Riteniamo che occorre migliorare, dettagliandoli con più chiarezza, i **criteri che determinano la creazione delle UAS** (le unità che devono fornire prevalentemente servizi non di bilanciamento o non relativi alla frequenza), al fine di evitare classificazioni errate di unità all'avvio del TIDE.
- Minimizzazione dell'insieme di UAS/UnAP aventi obbligo di nomina e offerta puntuale in MSD.
- Aggregazione il più possibile delle UAS in UVAN, quantomeno facendo rientrare nell'UVAN tutte le attuali UP obbligatoriamente abilitate rientranti in una stessa centrale
- Nutriamo dei dubbi in merito alla **classificazione delle UVZ di immissione diverse da tipologia FRNP**. La UVZ in questione integra la posizione fisica delle eventuali UP FRNP e dello sbilanciamento zonale. Ha quindi un duplice ruolo, e in particolare può non avere un sottostante fisico, nel caso il BRP non abbia unità di tipo FRNP. Per questo riteniamo che a queste unità dovrebbe essere assegnata nomenclatura diversa.
- Riteniamo necessari **maggiori chiarimenti sulle UVF** e su come queste si integrano nel quadro disegnato dal TIDE. Considerata la natura delle UVF, invitiamo ARERA a monitorare attentamente il loro comportamento, soprattutto in occasione dei cambiamenti del quadro regolatorio sui fondamentali del mercato (disciplina sbilanciamenti, configurazione zonale, etc...). Questo perché è molto importante evitare che soggetti estranei al sistema elettrico italiano (es. soggetti puramente finanziari od operatori esteri),

estraendo risorse dal sistema, creino distorsioni o disequilibri sui mercati e arrechino danni all'ordinato svolgimento del mercato e all'utenza finale.

Dal punto di vista dei **rapporti tra BRP e BSP**, non abbiamo identificato criticità particolari sia per quanto riguarda il calcolo degli sbilanciamenti, o il loro aggiustamento degli stessi, che per i corrispettivi di movimentazione. Riteniamo che, seguendo le disposizioni illustrate nel Testo, la neutralità del BRP rispetto alle movimentazioni del BSP sia garantita correttamente. Riteniamo comunque **necessari alcuni miglioramenti dei flussi e dei set informativi tra Terna, BRP e BSP** nell'ottica di rendere più efficace l'attività di forecasting dei consumi da parte del BRP (tema che trattiamo in uno dei paragrafi successivi), ma sostanzialmente ci sembra che le relazioni tra i vari soggetti coinvolti ai fini del dispacciamento siano state delineate correttamente.

Positiva anche la classificazione dei servizi ancillari nazionali globali, nella quale viene menzionata tra i servizi non relativi alla frequenza anche la messa a disposizione di potenza di corto circuito. In generale, occorre **definire con maggiore dettaglio**, sia da parte di Terna ma anche già nel TIDE, **i diversi prodotti approvvigionabili con i servizi ancillari, le rispettive peculiarità e le modalità di approvvigionamento**. Inoltre, per la selezione dei servizi offerti dalle unità abilitate, proponiamo che si adotti un approccio di forte segmentazione dei prodotti negoziati sul mercato. Riteniamo in questo senso che sia utile e necessario richiedere a Terna la definizione di prodotti specifici in corrispondenza dei diversi servizi definiti nella sezione 6 del DCO. Coerentemente, Terna dovrebbe essere tenuta a pubblicare, con riferimento ai suddetti prodotti, i fabbisogni specifici ex-ante e le offerte selezionate ex-post. Un tale approccio darebbe segnali chiari agli operatori e trasparenza al mercato, oltre a favorire la concorrenza tra gli operatori (ogni risorsa avrà più chance di partecipare e aggiudicarsi la fornitura di servizi) e minimizzare i costi per il sistema. È possibile, eventualmente, ammettere raggruppamenti minimi di prodotti per servizi simili (non segmentando necessariamente per singolo servizio), ma è necessario superare l'attuale distinzione esclusiva riserva secondaria - altri servizi.

Con riferimento al tema del **portfolio bidding**, in generale apprezziamo l'evoluzione proposta nel TIDE, sebbene riteniamo che non debbano essere previste limitazioni di portafogli in base a tipologie di unità né ancor meno in base alla tecnologia. Resterebbe in ogni caso all'operatore la facoltà di definire portafogli più piccoli. Tuttavia, **l'aggregazione commerciale va accompagnata ad una maggiore flessibilità di gestione delle unità presenti nel portafoglio** in fase di delivery dell'energia (nomine e partecipazione a MSD). In particolare, riteniamo necessario che si intervenga sui seguenti aspetti:

- Minimizzazione dell'insieme di UAS/UNaP aventi obbligo di nomina e offerta puntuale in MSD.

- Aggregazione il più possibile delle UAS in UVAN, ad esempio facendo rientrare nell'UVAN tutte le attuali UP obbligatoriamente abilitate rientranti in una stessa centrale.
- Definizione di intervalli di fattibilità sulle unità abilitate: come segnalato già in altre consultazioni questi vincoli andrebbero identificati in modo selettivo e remunerati

Il passaggio all'aggregazione di offerta andrebbe quindi accompagnato alle modifiche sopra indicate: in assenza di queste ulteriori modifiche alla programmazione, non riteniamo utile aggregare l'offerta a livello di portafogli. Inoltre, se si opterà per il passaggio al *portfolio bidding*, ciò dovrà essere necessariamente accompagnato anche da una **maggiore trasparenza informativa da parte di Terna\GME** nella pubblicazione delle informazioni sulle nomine e delle posizioni commerciali.

In generale, con il passaggio al quadro regolatorio definito dal TIDE, la mole di dati sulle movimentazioni di unità, servizi e prodotti sui mercati dell'energia aumenterà sensibilmente. Per questo motivo, riteniamo che **un maggiore livello di trasparenza informativa sulle movimentazioni sui mercati dell'energia è fondamentale e indispensabile**. Questo sia per consentire agli operatori basi dati più ampie utilizzabili giornalmente per svolgere in modo più preciso ed efficace la propria attività di programmazione, che per semplificare i rapporti contrattuali dei BRP e BSP con i titolari delle risorse: la comunicazione puntuale e strutturata dei dati relativi alle movimentazioni non può essere lasciata alla gestione contrattuale, soprattutto se si considera che l'intenzione è quella di massimizzare la partecipazione di tutti i tipi di risorse e che i dati necessari sono già disponibili in forma strutturata e centrale presso i soggetti/operatori istituzionali (per tali motivi, non si dovrebbe aggiungere complessità al livello delle singole risorse, se la cosa può essere gestita a livello centrale). Si prenda in considerazione l'esempio di un BRP che abbia in portafoglio un numero rilevante di risorse di consumo di diversa taglia per le quali presenti programmi sulla base dei dati di misura relativi ai giorni precedenti a quello di flusso (tali dati di misura sono spesso molto più efficaci per la previsione del profilo di consumo di quanto non lo possano essere quelli trasmessi dai titolari, soprattutto per risorse con profilo irregolare). Nel caso in cui tali risorse siano nel portafoglio di un BSP differente, il BRP deve poter ricevere un flusso di dati strutturato che gli permetta in maniera automatica di nettare le movimentazioni dai dati di misura. Chiediamo quindi che ARERA e Terna avviino una riflessione, coinvolgendo tutti gli altri soggetti interessati (AU, produttori, venditori, distributori), per individuare le soluzioni atte a migliorare, standardizzare, velocizzare e automatizzare le attività di scambio e pubblicazione dei dati di mercato.

Come primi esempi di intervento, proponiamo che si velocizzi la pubblicazione da parte di Terna delle quantità accettate nelle sessioni del bilanciamento o la definizione di un flusso per lo scambio tra BSP e Terna e tra Terna e BRP della ripartizione delle movimentazioni delle unità.

Per quanto riguarda l'aumento della tipologia di dati pubblicati da parte di Terna proposto dal TIDE, apprezziamo le proposte di ARERA in quanto permetteranno di avere maggiore trasparenza. In generale occorre poi che:

- Terna pubblichi le informazioni in formati standardizzati e aperti, ad esempio in formati derivati da XML (la precisazione soprattutto per quanto riguarda le nuove informazioni che Terna dovrà pubblicare: ad esempio, il grafo della rete dovrebbe essere pubblicato utilizzando un formato come GraphML, o altro formato analogo per lo scambio dati organizzati come grafi).
- I dati vengano resi disponibili con modalità che permettano di avere la lista dei file ed effettuare il download in modo automatizzato da parte degli operatori, in maniera da poter svolgere quest'attività direttamente via software, diversamente da quel che avviene ora. Con questo chiediamo a Terna di implementare delle API per consentire il download dei file, o almeno di pubblicarli attraverso un qualche tipo di repository. A titolo di esempio, questo potrebbe essere fatto implementando un sito FTP oppure appoggiandosi ad un sistema di versionamento (esempio: git).

Per quanto concerne le **modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari globali**, accogliamo positivamente la proposta di approvvigionare FCR tramite procedure di mercato a pronti tramite aste. Si accoglie positivamente la possibilità prospettata da ARERA di introdurre forme di approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali. Tuttavia, riteniamo che il TIDE debba spingersi ulteriormente in avanti, ponendo le basi per un vero e proprio **segmento di mercato, dedicato e supplementare al MSD e disciplinato secondo criteri di neutralità tecnologica, per l'approvvigionamento a termine di una più ampia gamma di servizi ancillari nazionali**. Tale approvvigionamento dovrebbe essere segmentato distinguendo le caratteristiche dinamiche di ciascun servizio ed il verso di attivazione, dando modo a ciascuna risorsa di far emergere il proprio vantaggio comparando nel segmento in cui è più competitiva, con aumento della concorrenza e riduzione dei costi di sistema. L'approvvigionamento a termine sarà importante per consentire a Terna di approvvigionarsi in anticipo di margini adeguati di riserva necessari, in un contesto che sarà caratterizzato dalla sempre minore disponibilità di produzione programmabile.

Un simile segmento di mercato richiederà necessariamente delle **misure finalizzate a da un lato consentire il *revenue stacking*, e dall'altro evitare le doppie remunerazioni**. Ad esempio, la capacità selezionata per essere disponibile alla modulazione straordinaria del carico non dovrebbe essere remunerata anche per la partecipazione al mercato del bilanciamento e ridispacciamento, a meno di non rinunciare alla prima. Oltre ad evitare una doppia remunerazione, tale principio è funzionale al corretto dimensionamento delle riserve: la capacità

di modulazione straordinaria proprio per il fatto che viene attivata solo in condizioni critiche - e dopo che tutte le altre risorse di rete sono state attivate (cfr. TIDEBOX pag. 31) - va mantenuta fuori dal computo delle risorse disponibili ai fini delle normali attività di bilanciamento e ridispacciamento, nonché dal computo delle risorse che contribuiscono all'adeguatezza di sistema.

Senza venir meno all'obiettivo di un approvvigionamento dei servizi secondo caratteristiche di neutralità tecnologica, è importante che sia garantita una continuità al percorso di coinvolgimento delle risorse nella titolarità di clienti finali avviato in questi anni con le aste UVAM, evitando discontinuità eccessive che potrebbero vanificare la sperimentazione svolta sin qui. Come esposto nelle osservazioni di dettaglio (Sez. 28.2.1), riteniamo inoltre importante proseguire con l'assegnazione a termine, anche su base pluriennale, di contratti per il servizio di fast reserve.

È essenziale, inoltre, che siano correttamente **definite le regole per la definizione della baseline**, specialmente rispetto alla partecipazione delle risorse aggregate (UVAZ) e per i servizi di modulazione straordinaria per identificare correttamente il sottostante di energia da remunerare. In merito al calcolo della baseline condividiamo l'approccio proposto nel DCO, che prevede che sia il TSO a calcolare la baseline secondo una metodologia statistica esplicitata nel CdR (es. metodologia del tipo drop by con aggiustamento della baseline sulla base di misure in near real time). Accanto a tale opzione dovrebbe essere comunque mantenuta la possibilità per il BSP di fornire autonomamente la baseline, purchè questa garantisca gli stessi standard di correttezza e affidabilità di quella calcolata dal TSO per la medesima UVAZ o classe di UVAZ.

Un ultimo tema di rilievo che ci preme segnalare qui in premessa, da noi già trattato in posizioni e risposte a consultazioni passate, riguarda la **valorizzazione esplicita degli intervalli di fattibilità**. Considerato che gli intervalli di fattibilità sono equiparabili a un ordine di dispacciamento vero e proprio, riteniamo che da subito il TIDE dovrebbe prevedere una soluzione per introdurre una modalità di remunerazione degli intervalli di fattibilità, in quanto il mantenimento del programma all'interno di tale intervallo è un servizio che l'operatore offre al sistema, poiché limita le proprie azioni sul MI-XBID, e quindi per il quale dovrebbe ricevere una remunerazione che rifletta almeno i costi indotti sugli operatori ed il sistema elettrico a causa di tali vincoli.

Osservazioni di dettaglio

SEZIONE 0-1: FINALITÀ E OGGETTO

Spunto 1.2.1 Si ritiene esaustiva la descrizione di oggetti e finalità?

SI	NO	IN PARTE
-----------	-----------	-----------------

Motivare la risposta.

SEZIONE 0-2: IMMISSIONI E PRELIEVI NEL SISTEMA ELETTRICO

Spunto 2.3.1 Vi sono controindicazioni al mantenimento di UP dedicate ai prelievi per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione?

SI	NO	In parte
-----------	-----------	-----------------

Motivare la risposta.

Rimandiamo alle risposte associative ai documenti di consultazione sulla disciplina della Delibera 109/2021/R/eel, al documento inviato da Elettricità Futura ad ARERA in data 2 marzo 2023 e al commento relativo allo spunto TIDE 2.3.3.

Spunto 2.3.2 Si ritiene che la classificazione per tipologie sia esaustiva dello stato dell'arte delle UP presenti sul sistema elettrico nazionale?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta e fornire i dettagli delle eventuali ulteriori tipologie che si ritiene utile introdurre.

Per quanto riguarda la tipologia 5 di cui all'articolo 2.3.2, riteniamo necessario che l'analisi effettuata da Terna per la definizione delle tecnologie rilevanti in cui distinguere le UP alimentate da fonti non rinnovabili diverse dalle UP di cogenerazione ad alto rendimento sia illustrata in fase di consultazione contestualmente alla corrispondente modifica del Codice di Rete.

Spunto 2.3.3 Si ritiene che le UP alimentate da fonti non rinnovabili possano essere classificate esclusivamente con criteri basati sui dati raccolti nell'ambito del TIMM (rendimento e costo variabile di produzione)?

SI	NO	In parte
-----------	-----------	-----------------

Motivare la risposta, fornendo gli eventuali criteri che si vogliono introdurre.

In linea generale, condividiamo che le UP alimentate da fonti non rinnovabili possano essere classificate esclusivamente con criteri basati sui dati raccolti nell'ambito del TIMM. Tuttavia,

nell'ottica di assicurare elevati standard in termine di trasparenza informativa, riteniamo che dovrebbero essere comunque rese note le informazioni relative a specifici regimi commerciali o di incentivazione.

La Sezione propone che i prelievi ausiliari siano imputati ad una UP distinta da quella di generazione; per gli accumuli, Terna può richiedere che i servizi ausiliari siano contabilizzati sull'UP di accumulo stessa. È preferibile lasciare una facoltà al produttore, in quanto, nella maggior parte dei casi, è preferibile separare gli ausiliari che sono meno programmabili dell'accumulo (cfr. Sezione 2.3.3 TIDE riporta correttamente che gli ausiliari hanno natura poco programmabile).

Spunto 2.7.1 Vi sono controindicazioni alla determinazione della capacità in prelievo delle UC in funzione della potenza disponibile per la quale sono stati pagati i contributi di connessione?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta e in caso di controindicazioni fornire soluzioni alternative.

In linea generale concordiamo con la proposta di ARERA di introdurre la capacità massima in prelievo delle UC in funzione della potenza disponibile per la quale sono stati pagati i contributi di connessione. Tuttavia, segnaliamo che potrebbero esserci delle criticità, in caso di “piccolo” portafoglio zonale in prelievo (dovuto ad un numero limitato di clienti), qualora un cliente finale in AT, MT o BT con potenza disponibile superiore a 30 kW (per i quali non è obbligatoria l'installazione del limitatore di potenza ai sensi dell'articolo 8, comma 7, del TIC) iniziasse a prelevare una potenza maggiore. Attualmente, in questi casi, non appena il BRP verifica il prelievo in eccesso da parte del cliente finale, modifica le proprie offerte di acquisto sui mercati dell'energia al fine di minimizzare gli sbilanciamenti. Un rapido adattamento della propria strategia di offerta sui mercati non sarebbe, però, più perseguibile con l'introduzione della capacità massima in prelievo della UC in quanto il BRP potrebbe correggere le proprie offerte di acquisto solamente a valle del pagamento del contributo per l'aumento della potenza (o del superamento di potenza) da parte del cliente finale e la conseguente comunicazione da parte della relativa impresa distributrice alla società di vendita. Pertanto, chiediamo che, in questi particolari casi specifici, il BRP possa giustificare e correggere l'aumento di capacità di prelievo delle UC fino all'effettivo aumento di potenza (o del superamento di potenza) comunicato dall'impresa distributrice.

SEZIONE 0-6: SERVIZI ANCILLARI GLOBALI

Spunto 6.1.1 Si ritiene esaustiva la classificazione dei servizi ancillari nazionali globali? Vi sono ulteriori servizi ancillari nazionali globali non coperti dalla classificazione?

SI	NO	IN PARTE
-----------	-----------	-----------------

Motivare la risposta.

La classificazione dei servizi ancillari nazionali globali risulta esaustiva. Tuttavia, segnaliamo che, nella sezione 6.3 (“Servizi ancillari non relativi alla frequenza”), al punto 5 dovrebbe essere aggiunto anche il servizio di rifiuto del carico (di cui al paragrafo 4.4.9 del Capitolo 4 del Codice di rete di Terna), attualmente fornito obbligatoriamente dalle unità di produzione termoelettriche con potenza maggiore di 100 MW. Inoltre, il servizio di telescatto (di cui al paragrafo 4.4.11 del Capitolo 4 del Codice di rete di Terna), attualmente fornito obbligatoriamente dalle odierne unità di produzione rilevanti, dovrebbe essere incluso nel servizio di modulazione straordinaria istantanea, come meglio specificato nella risposta allo spunto 6.4.2. Anche per questi servizi dovrebbe essere prevista adeguata remunerazione come illustrato nelle risposte ai quesiti relativi alle sezioni 14 e 15.

Spunto 6.1.2 Si condivide l'esclusione del servizio di risoluzione delle congestioni dall'insieme dei servizi ancillari nazionali globali e la sua assimilazione al ridispacciamento ai sensi del Regolamento (UE) 2019/943 [1]?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Si condivide, purché Terna indichi, come riportato nella risposta allo spunto 14.7.1, per ogni quantità accettata sull'Integrated Scheduling Process, anche la motivazione sottostante l'accettazione, al fine di informare gli operatori per quale servizio (ridispacciamento incluso) una determinata quantità sia accettata e, di conseguenza, fornire i corretti segnali di prezzo.

Spunto 6.4.1 Vi sono controindicazioni all'introduzione del servizio di modulazione straordinaria al posto dei servizi di interrompibilità, modulazione della produzione eolica e distacco della produzione rinnovabili con procedura RIGEDI?

SI	NO	IN PARTE
-----------	-----------	-----------------

Motivare la risposta.

Riteniamo che l'introduzione del nuovo servizio di modulazione straordinaria debba accompagnarsi ad una revisione delle modalità di approvvigionamento e remunerazione dei servizi che vi confluiranno, facendo ricorso il più possibile a procedure di mercato (es. tramite procedure di selezione a termine) anche per servizi oggi offerti tramite asservimento obbligatorio degli impianti (es. modulazione produzione eolica, procedura RIGEDI, telescatto).

Condividiamo l'approccio di segmentare il servizio in base al verso di attivazione e al tipo di preavviso, per consentire la massima partecipazione di tutte le risorse, facendo emergere il vantaggio comparato di ciascuna.

Spunto 6.4.2 Quali altri servizi potrebbero confluire nel servizio di modulazione straordinaria?

Motivare la risposta.

Riteniamo che anche il servizio di telescatto (di cui al paragrafo 4.4.11 del Capitolo 4 del Codice di rete di Terna), attualmente fornito obbligatoriamente dalle odierne unità di produzione rilevanti, debba essere incluso nel servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere in quanto si tratta di un servizio per molti aspetti analogo a quello dell'interrompibilità (es. in termini di sistemi utilizzati per il distacco).

Spunto 6.5.1 Si ritiene corretta la definizione dei perimetri di erogazione nodali per i servizi ancillari non relativi alla frequenza?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Condividiamo la definizione dei perimetri di erogazione nodali per i servizi ancillari non relativi alla frequenza. Tali servizi, infatti, devono necessariamente essere forniti considerando il fabbisogno del singolo nodo (o aggregato di nodi equivalenti). Tuttavia, chiediamo la massima trasparenza nella definizione dei perimetri, dei relativi fabbisogni e nella condivisione dei dati inerenti i servizi ancillari non relativi alla frequenza attivabili e attivati da Terna. Rimandiamo alle osservazioni generali sull'esigenza di aggregazione delle unità di produzione abilitate sottese allo stesso impianto di produzione e alla risposta allo spunto 14.5.2 relativo ai prodotti.

Spunto 6.5.2 Si ritiene corretta la definizione dei perimetri di erogazione zonali o multizonali per i servizi ancillari per il bilanciamento?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Concordiamo con la previsione di ARERA di definire perimetri di aggregazione zonali o multizonali per i servizi ancillari per il bilanciamento in quanto, a differenza dei servizi non relativi alla frequenza, tali servizi riguardano la regolazione di frequenza/potenza, avulsa dall'effettivo nodo di immissione o prelievo della potenza attiva. Ciò premesso, chiediamo di specificare se tali perimetri di erogazione zonali o multizonali saranno variabili. In caso di risposta affermativa, si chiede di specificare secondo quali condizioni si potranno ridefinire tali perimetri.

SEZIONE 0–8: AGGREGAZIONI AI FINI DELL’EROGAZIONE DEI SERVIZI ANCILLARI NAZIONALI GLOBALI E DEL RIDISPACCIAMENTO

Spunto 8.3.1 I criteri di aggregazione proposti sono efficaci ai fini dell’abilitazione all’erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e alle movimentazioni nell’ambito del ridispacciamento?

SI	NO	IN PARTE
----	----	-----------------

Motivare la risposta, eventualmente fornendo criteri alternativi di aggregazione.

Per le UP oggi obbligatoriamente abilitate, rientranti in uno stesso impianto, e ove possibile tra impianti ricadenti in aree limitrofe, andrebbe consentito l’autodispacciamento tra le diverse sezioni d’impianto consentendone l’aggregazione in UVAN (e non in UAS distinte).

SEZIONE 0–9: AGGREGAZIONI AI FINI DEL DIRITTO E DELL’IMPEGNO A IMMETTERE E PRELEVARE

Spunto 9.3.1 Quali potrebbero essere i criteri di significatività per l’individuazione delle UnAP?

Riteniamo che Terna, ai fini dell’individuazione della significatività per la programmazione, dovrebbe considerare solo le unità di produzione o di consumo direttamente connesse a un nodo della rete rilevante e, potenzialmente critico, come individuato, definito e pubblicato da Terna per la definizione del perimetro dei servizi ancillari nazionali globali aventi perimetro di erogazione nodale.

In generale riteniamo che l’individuazione delle UnAP debba essere ridotta a un perimetro minimo, attraverso un approccio “per eccezione” su motivata istanza del gestore di rete.

Spunto 9.4.1 I criteri di aggregazione proposti sono efficaci ai fini dell’attribuzione del diritto e dell’impegno di immettere e prelevare?

SI	NO	IN PARTE
----	----	-----------------

Motivare la risposta, eventualmente fornendo criteri alternativi di aggregazione

Condividiamo gli insiemi concettuali individuati da ARERA, con la precisione, già esposta nelle osservazioni generali, che il ricorso alle UAS ed alle UnAP dovrebbe avvenire in modo residuale e per eccezione, cercando il più possibile di consentire un’aggregazione ai fini della programmazione per massimizzare i benefici dell’aggregazione proposta a livello commerciale.

Spunto 9.5.1 Vi sono controindicazioni nell’introduzione delle UVF?

SI	NO	IN PARTE
-----------	-----------	-----------------

Motivare la risposta.

Evidenziamo che l'introduzione delle UVF, che consentono arbitraggi espliciti tra il prezzo di MGP, il prezzo di MI e il prezzo di sbilanciamento, potrebbe avere un impatto sul meccanismo di formazione dei richiamati prezzi in quanto prive di sottostante fisico (ad esempio, il prezzo di MGP si formerebbe considerando un volume in acquisto di energia addizionale).

Dato il potenziale impatto delle UVF sul meccanismo di formazione dei prezzi di MGP e MI, riteniamo che tali unità finanziarie dovrebbero essere gestite unicamente da soggetti finanziariamente solidi e caratterizzati da un elevato livello di affidabilità. Per questi motivi, chiediamo che ARERA valuti per questa particolare tipologia di unità l'imposizione da parte del GME del pagamento di congrue garanzie. Inoltre raccomandiamo un adeguato monitoraggio del funzionamento di tali strumenti, specialmente in concomitanza delle modifiche delle regole di formazione del prezzo di sbilanciamento: un non corretto funzionamento dell'algoritmo del prezzo di sbilanciamento potrebbe aprire spazi a soggetti estranei al sistema elettrico italiano es. soggetti puramente finanziari od operatori esteri) per attività di trading remunerative che allontanano il sistema dall'equilibrio, con costi inefficienti per l'utenza finale.

Segnaliamo, infine, che non risulta chiaro se lo sbilanciamento venga calcolato anche per le UVF e, in tal caso, se nel calcolo dello sbilanciamento macrozonale rientrino anche i volumi scambiati dalle UVF. Tali formule, infatti, sono basate sul programma (base o finale) delle unità, che non risulta definito per le UVF.

Spunto 9.9.1 Si ritiene corretta la rappresentazione degli obblighi di diligenza per i BRP e i BSP tenuto altresì conto dei doveri di entrambi i soggetti sulla piattaforma di nomina di cui alla Sezione 17.2?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Concordiamo con la previsione di ARERA di affidare la definizione delle nomine delle UAS e delle UVN al BSP dato che è il BSP il soggetto responsabile per la fornitura dei servizi ancillari e che dette nomine costituiscono la base per le movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il redispacciamento. Pertanto, riteniamo corretta la rappresentazione degli obblighi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza per i BRP e i BSP.

SEZIONE 0-10: PORTAFOGLI ZONALI

Spunto 10.3.1 Si intravedono criticità nel passaggio a portfolio bidding anche su MGP e sulle CRIDA?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Non concordiamo sulla proposta di articolazione dei portafogli zionali di ARERA e sul passaggio al portfolio bidding su MGP e sulle CRIDA con questa articolazione. Riteniamo, infatti, che l'aggregazione proposta non comporti sostanziali vantaggi per il BRP in termini economici e di flessibilità, oltre ad avere conseguenze negative in termini di trasparenza sugli esiti dei mercati.

In caso di un passaggio ad un portfolio bidding su MGP e sulle CRIDA, riteniamo che i portafogli zionali dovrebbero permettere l'aggregazione di tutte le unità nella responsabilità del BRP stesso (sia di immissione che di prelievo, considerando il venir meno del PUN con l'entrata in vigore del TIDE). In questo modo, il BRP potrebbe offrire su MPE la quantità in eccesso o in difetto già nettata tra le proprie unità di immissione e le unità di prelievo, avendo come beneficio la riduzione dei corrispettivi MPE applicati dal GME. La nomina, invece, dovrebbe essere fatta per ciascuna unità rilevante per la programmazione, come proposto nel documento per la consultazione TIDE, prevedendo che le attuali unità obbligatoriamente abilitate rientranti in uno stesso sito di generazione siano aggregate quantomeno in una stessa UVAN. Per le attuali unità non abilitate, occorrerebbe consentire una maggior aggregazione su base zonale all'interno delle UVZ in immissione, senza prevedere a meno di casi eccezionali UnAP.

Un passaggio pieno all'aggregazione commerciale dovrebbe inoltre essere accompagnato dalla possibilità di presentare un numero elevato di offerte, nonché dall'introduzione di offerte a blocchi.

In assenza di un passaggio più compiuto all'aggregazione – sia a livello commerciale che di programmazione – la proposta ARERA non sembra comportare sostanziali vantaggi.

Qualora l'Autorità decidesse comunque di procedere con l'introduzione dei portafogli zionali così come proposti nel DCO, riteniamo essenziale prevedere la pubblicazione delle nomine sulle singole unità al fine di garantire un adeguato livello di trasparenza. Più nel dettaglio, sarebbe preferibile prevedere una pubblicazione più tempestiva da parte di Terna delle informazioni sulle nomine preliminari e definitive per UAS, UVN e UnAP (cioè per le unità per le quali Terna richiede un programma esplicito da utilizzare come input), anticipandola al D+1 (rispetto alla tempistica attuale week+1).

Inoltre, se si perseguisse la scelta del portfolio bidding, sarebbe necessario rivedere il meccanismo di nomina (e di assolvimento degli obblighi) del Capacity market: infatti già oggi la

nomina di impianti facenti parte di macro aggregati nei segmenti MPE risulta difficoltosa e poco rappresentativa, l'estensione di questa pratica a tutte le rinnovabili non programmabili potrebbe comportare importanti criticità per l'operatore.

Spunto 10.3.2 Il TIDE prevede l'utilizzo dei medesimi portafogli zonali per tutti i mercati rientranti su MPE. Vi sono controindicazioni in questa scelta?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Si veda la risposta al quesito 10.3.1.

SEZIONE 0-12: MERCATO ELETTRICO A TERMINE (MET)

Spunto 12.2.1 Si intravedono criticità nell'intestazione dei Conti Energia ai BRP invece che agli operatori della PCE?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Spunto 12.3.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti il MET da specificare nel TIDE? Se sì quali?

SEZIONE 0-13: MERCATO ELETTRICO A PRONTI (MPE)

Spunto 13.2.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti MGP da specificare nel TIDE?

SI	NO
-----------	-----------

In caso affermativo specificare quali.

Allo stato attuale la Market Time Unit (MTU) coincide con l'ora ed è previsto il passaggio ad una MTU a 15 minuti entro il 2025, in coerenza con l'analoga transizione prevista per l'Imbalance Settlement Period (ISP).

Con il passaggio della MTU a 15 minuti, riteniamo fondamentale che si consenta agli operatori di mercato la formulazione di offerte a blocchi in modo da tenere in dovuta considerazione i vincoli tecnici degli impianti nel bidding su MGP. La definizione di offerte di tipo a blocchi andrebbe quindi opportunamente sviluppata nel paragrafo 13.2.4. "Tipologie di offerta", rimandando solo in parte una sua più puntuale definizione nel TIDME e prevedendone in ogni caso la presenza obbligatoria tra i prodotti previsti per lo SDAC selezionati da GME per l'MGP.

Spunto 13.3.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti le offerte CET da specificare nel TIDE?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

Spunto 13.4.1 Quali potrebbero essere i vantaggi legati al mantenimento delle offerte bilanciate sulle CRIDA?

Spunto 13.4.2 Vi sono ulteriori aspetti inerenti MI da specificare nel TIDE?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

Con riferimento al paragrafo 13.4.4 *Aggiornamento dei margini di scambio ai fini di MI*, chiediamo che siano forniti gli aggiornamenti dei margini di scambio ai fini di MI non solo in prossimità temporale dell'avvio delle aste CRIDA e di ciascuna sessione di negoziazione continua su XBID, ma anche in tempo reale.

Per gli operatori è infatti fondamentale avere contezza dei margini di scambio via via disponibili nel corso delle sessioni di XBID, in modo da poter tener conto dell'effettiva disponibilità delle capacità di trasporto nella formulazione delle proprie offerte.

SEZIONE 0–14: MERCATO PER IL BILANCIAMENTO E IL RIDISPACCIAMENTO

Spunto 14.4.1 La partecipazione delle UVAZ limitata ai soli prodotti standard di bilanciamento può dare adito a effetti distorsivi sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento?

SI	NO	In parte
----	----	----------

Motivare la risposta, proponendo eventuali soluzioni per mitigare le potenziali distorsioni.

L'impostazione rispecchia i modelli di rete sottostanti i diversi servizi. Riteniamo tuttavia opportuno che ARERA dia come direttiva a Terna quella della massima partecipazione delle risorse aggregate al bilanciamento (non solo sulle piattaforme UE ma anche a livello nazionale) e alla modulazione straordinaria del carico, in particolare evitando barriere ingiustificate legate a requisiti di abilitazione; l'aggregazione, infatti, è essenziale per abilitare la partecipazione delle risorse diffuse al dispacciamento attivo della rete.

Spunto 14.5.1 Vi sono ulteriori informazioni che si ritiene debbano essere messe a disposizione dei BSP?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

Accogliamo con favore la pubblicazione delle informazioni al mercato previste alla sezione 14.5.5. Tuttavia, evidenziamo come, per poter essere utili ai BSP per la formulazione delle offerte, le tempistiche di pubblicazione dovrebbero essere riviste come segue:

- Almeno 60 minuti prima del termine di presentazione delle offerte per la prima sottofase di MSD per ciascun ISP oggetto della medesima sottofase (in luogo dei proposti 30 minuti).
- Almeno 30 minuti prima del termine di presentazione delle offerte per ciascun ISP su MB (in luogo dei proposti 5 minuti).

Inoltre, sarebbe utile che Terna rendesse disponibile, in concomitanza con la prima pubblicazione di queste informazioni, anche i dati storici relativi alle immissioni e ai prelievi di potenza attiva e reattiva in ciascun nodo del modello della rete rilevante al fine di avere un riferimento significativo in merito all'andamento dei flussi di energia nei diversi nodi della rete.

Infine, riteniamo essenziale che le informazioni siano pubblicate in formati facilmente consultabili al fine di garantire la fruibilità a tutti le tipologie di BSP (indipendentemente dalla loro expertise). Terna dovrebbe prevedere la pubblicazione di tutti i dati e informazioni previste dal TIDE utilizzando un formato aperto e standardizzato (per esempio .xml). Inoltre, i dati devono essere resi disponibili con modalità che permettano di avere la lista dei file ed effettuare il download in modo automatizzato da parte degli operatori, in maniera da poter svolgere quest'attività direttamente via software, (tramite l'implementazione delle API per consentire il download dei file).

Spunto 14.5.2 Vi sono ulteriori aspetti inerenti l'Integrated Scheduling Process da specificare nel TIDE?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

Con particolare riferimento agli intervalli di fattibilità definiti da Terna nell'attuale MSD ex-ante, riteniamo opportuno, a valle di quasi un anno e mezzo di applicazione, introdurre una remunerazione esplicita per la capacità vincolata dagli intervalli stessi. Riteniamo infatti che, poiché il mantenimento del programma all'interno dell'intervallo di fattibilità è un servizio che l'operatore offre al sistema, sia necessaria una opportuna remunerazione in quanto i volumi oggetto degli intervalli di fattibilità non possono essere scambiati su XBID.

In particolare, l'imposizione degli intervalli di fattibilità:

- riduce le possibilità di bilanciare il portafoglio di unità ed evitare sbilanciamenti dovuti ad avarie, variazione dei dati tecnici, aleatorietà FRNP, ecc;
- impedisce di riprogrammare la produzione per tener conto di variazioni nei costi operativi di breve termine;
- riduce la possibilità di competere su piattaforme europee: i vincoli di fattibilità si traducono in quantità riservate che Terna non invia verso le piattaforme estere. Quindi, un uso eccessivo da parte del TSO nell'applicazione degli intervalli di fattibilità può limitare la possibilità delle di competere su tali piattaforme.

Dato l'impatto significativo degli intervalli di fattibilità in termini di volumi e a fronte di un servizio effettivamente offerto dagli operatori a Terna, chiediamo all'Autorità di introdurre una remunerazione ad hoc associata a tali vincoli. Più nel dettaglio, si dovrebbe prevedere una nuova tipologia di offerta sull'Integrated Scheduling Process (per la sola fase di MSD) che remunerati la capacità disponibile sottesa all'intervallo di fattibilità approvigionata su ciascun impianto (in €/MW) in modo da coprire il costo opportunità legato all'impossibilità di disporre su XBID della capacità riservata (e quindi vincolata). Tale capacità riservata potrebbe essere valida per le ore di programmazione successive alla sotto-fase di MSD considerata. L'offerta dovrebbe essere costituita:

- Da uno o più prezzi, mentre le quantità verrebbero definite da Terna sulla base della capacità disponibile dell'impianto (analogamente a quanto previsto per la Piattaforma RR) o in alternativa;
- Da una o più coppie quantità/prezzo;

La selezione di questa nuova tipologia di offerta deve essere effettuata secondo l'ordine di merito economico, andando ad allocare, compatibilmente con i vincoli di rete, la riserva (ossia la quantità sottesa all'intervallo di fattibilità) sulle unità che risultano maggiormente economiche per il sistema, ed evitando forme di assegnazioni "pro-quota". In ogni caso, l'eventuale attivazione di volumi sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento dovrà poi essere remunerata al prezzo dell'energia offerto dall'operatore in fase di definizione delle offerte.

In alternativa all'approvvigionamento e remunerazione degli intervalli di fattibilità tramite un meccanismo di mercato, si potrebbero introdurre meccanismi di remunerazione di tipo regolato ed applicati alla capacità vincolata dall'intervallo di fattibilità che non può essere offerta in MI.

In primo luogo, la capacità vincolata andrebbe remunerata per rispondere ai costi indotti in termini di sbilanciamento sull'operatore soggetto al vincolo e, indirettamente sugli operatori terzi a causa

della riduzione della liquidità di MI. Proponiamo pertanto che le bande di potenza interessate da tali intervalli di fattibilità, siano remunerate secondo la seguente logica:

$$[Quantità \text{ «vincolata»}] \times [max(0; P_{sbil \text{ negativo}} - P_{mgp}) \text{ per quantità vincolata a salire e } max(0; P_{mgp} - P_{sbil \text{ positivo}}) \text{ per quantità vincolata a scendere}] \times K$$

In cui:

- Quantità vincolata a salire: è la differenza tra la potenza massima del più grande assetto di funzionamento presente in RUP dinamico per il periodo rilevante oggetto di intervallo e il valore dell'intervallo massimo di fattibilità;
- Quantità vincolata a scendere: è la differenza tra il valore dell'intervallo minimo di fattibilità e zero (Valore negativo della Potenza minima per i sistemi di accumulo)
- K è un coefficiente finalizzato a tener conto dell'accidentalità del parco (driver che fattorizza la necessità di rinegoziazione per evitare sbilanciamenti). Tale parametro potrebbe essere asimmetrico a salire/scendere, specifico per UP.

Il coefficiente K potrebbe essere offerto dall'operatore, entro un cap tarato su un opportuno percentile del coefficiente accidentalità). In tal modo, K diventerebbe una ulteriore leva con cui il TSO potrebbe individuare le unità da vincolare di volta in volta.

Un ulteriore approccio alla remunerazione degli intervalli di fattibilità potrebbe basarsi sul prezzo offerto su MSD a salire o a scendere relativo alle quantità riservate da Terna al momento della definizione degli intervalli di fattibilità. Più nel dettaglio:

- Nel caso di definizione di intervalli di fattibilità a salire: il corrispettivo, erogato da Terna al BSP, dovrebbe essere pari al prodotto tra:
 - La differenza, se positiva, tra il suddetto prezzo MSD per quantità a salire offerto dalla singola unità e il prezzo zonale formatosi su MGP nella zona in cui è localizzata l'unità stessa.
 - La differenza tra la potenza massima del più grande assetto di funzionamento presente a RUP dinamico e il valore dell'intervallo massimo di fattibilità.
 - Un coefficiente riduttivo, determinato da ARERA e pari a una quota dei volumi riservati e non attivati.
- Nel caso di definizione di intervalli di fattibilità a scendere, il corrispettivo erogato da Terna al BSP dovrebbe essere pari al prodotto tra:
 - La differenza, se positiva, tra il prezzo zonale formatosi su MGP nella zona in cui è localizzata l'unità e il prezzo MSD per quantità a scendere offerto dalla singola unità.
 - La differenza tra il valore dell'intervallo minimo di fattibilità e la potenza minima del più piccolo assetto di funzionamento presente a RUP dinamico.

- Un coefficiente riduttivo, determinato da ARERA e pari a una quota dei volumi riservati e non attivati.

Qualunque sarà l'approccio alla remunerazione di questi intervalli, data la rilevanza dei volumi oggetto degli intervalli di fattibilità da parte di Terna (come precedentemente ribadito), è essenziale che la definizione di tali intervalli da parte di Terna per singola unità e per ogni singolo intervallo temporale sia effettuata nel modo più trasparente possibile, fornendo agli operatori tutte le motivazioni sottostanti a tale scelta. È necessario inoltre verificare che gli intervalli complessivi applicati siano coerenti con i fabbisogni di riserva complessivi di sistema per evitare un uso inappropriato di tale strumento

In relazione alla sezione 14.4.4 ("Prezzi minimi e massimi"), accogliamo con favore la rimozione del limite massimo di prezzo sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento attualmente pari a 3.000 €/MWh. Per quanto riguarda invece il mantenimento del *floor* di prezzo a 0 €/MWh per le offerte per il mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, rimandiamo alle singole osservazioni degli associati.

Da ultimo, è necessario che si chieda a Terna la maggiore segmentazione possibile nella definizione dei prodotti negoziati sull'Integrated Scheduling Process, in corrispondenza dei diversi servizi definiti nella sezione 6, superando l'attuale distinzione esclusiva tra riserva secondaria e altri servizi. Terna dovrebbe essere tenuto a pubblicare, con riferimento ai suddetti prodotti, i fabbisogni specifici ex ante. Un tale approccio darebbe segnali chiari agli operatori e trasparenza al mercato, oltre a favorire la concorrenza tra gli operatori (ogni risorsa avrà più chance di partecipare e aggiudicarsi la fornitura di servizi) e minimizzare i costi per il sistema.

Spunto 14.6.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti le piattaforme di bilanciamento da specificare nel TIDE?

SI	NO
-----------	-----------

In caso affermativo specificare quali.

Evidenziamo che sulle Piattaforme europee di bilanciamento Terna può accettare anche offerte presentate da operatori esteri relative a risorse estere e, analogamente, le offerte relative a risorse nazionali possono essere accettate per soddisfare fabbisogni di TSO esteri. Pertanto, risulta essenziale pubblicare, oltre alle quantità complessivamente approvvigionate da Terna su ciascuna piattaforma per soddisfare il proprio fabbisogno anche la quota di offerte accettate nelle zone di mercato italiane per soddisfare il fabbisogno di TSO esteri (su ciascuna Piattaforma).

Spunto 14.7.1 Vi sono ulteriori informazioni che si ritiene debbano essere messe a disposizione come esito del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento?

SI	NO
-----------	-----------

In caso affermativo specificare quali.

Coerentemente a quanto indicato in risposta allo spunto 14.5.2 riguardo all'approccio di segmentazione dei prodotti, Terna dovrebbe essere tenuta a pubblicare anche le offerte selezionate ex-post per ciascun prodotto. Ammettendo, eventualmente, raggruppamenti minimi di prodotti per servizi simili, sarebbe opportuno che Terna indicasse, per ogni quantità accettata, anche la motivazione di dettaglio sottostante l'accettazione, senza limitarsi ad una generica indicazione "ridispacciamento". Infatti, come previsto alla sezione 14.1, Terna ridispaccia le unità sull'Integrated Scheduling Process per più finalità (attivare le risorse per prodotti specifici di bilanciamento, garantire in servizio le risorse necessarie per l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza – controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva, potenza di corto circuito e inerzia –, e per risolvere le congestioni presenti sulla rete rilevante). Tale indicazione sarebbe utile anche per indirizzare gli operatori a effettuare opportuni investimenti per un determinato servizio.

SEZIONE 0–15: PROCEDURE SPECIFICHE DI APPROVVIGIONAMENTO PER I SERVIZI ANCILLARI NAZIONALI GLOBALI

Spunto 15.2.1 Si condivide l'approvvigionamento a regime della FCR esclusivamente tramite procedure di mercato a pronti?

SI	NO, occorre mantenere nel Codice di Rete un obbligo di erogazione per tutte le risorse abilitate, senza alcuna remunerazione in e/MW	IN PARTE, occorre prevedere una modalità ibrida con parte del fabbisogno coperto con un obbligo di erogazione nel Codice di Rete e parte del fabbisogno approvvigionato a mercato, sia con procedure a termine sia con procedure a pronti
-----------	---	--

Motivare la risposta.

Condividiamo il passaggio ad un approvvigionamento a mercato della FCR tramite procedure di mercato a pronti.

In un'ottica di corretto funzionamento del mercato, solo la capacità selezionata per riserva primaria (ante-MGP) andrà esclusa dall'offerta sul mercato spot (MGP/MI/MSD), e dalla possibilità di nomina nel Capacity Market.

Sempre con riferimento al Capacity Market segnaliamo inoltre che la CDP calcolata da Terna è già calcolata al netto dell'attuale semibanda di regolazione primaria. Pertanto, non ravvediamo incongruenze tra la partecipazione al mercato della capacità e l'approvvigionamento a mercato della FCR. Contestualmente potrebbe essere consentito all'operatore di mettere a disposizione, ad esempio a livello di mercato secondario della capacità, anche la porzione di capacità non considerata nel calcolo della CDP per le aste ma poi effettivamente disponibile in quanto non asservita alla fornitura della semibanda di riserva primaria per scelta dell'operatore.

Spunto 15.2.2 Si condivide a regime il superamento della metodologia di cui alla Deliberazione 231/2013/R/eel [55] per tutte le UFCR indipendentemente che avessero o meno optato per la remunerazione volontaria della riserva primaria?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Riteniamo non corretto superare la metodologia di determinazione dell'energia erogata per FCR prevista dalla deliberazione 231/2013/R/eel in quanto diversi operatori hanno già investito nei dispositivi UVRP (Unità per la Verifica della Regolazione Primaria) necessari alla misura del contributo alla FCR di ciascuna unità di produzione. Per le unità che si sono adeguate a tali dispositivi, la remunerazione €/MW prevista dal TIDE per tutte le unità che saranno selezionate per FCR, andrà accompagnata da una valorizzazione a prezzo MGP (e non a prezzo di sbilanciamento) del contributo di primaria misurato, provvedendo anche ad aggiustare il relativo sbilanciamento dell'unità.

Spunto 15.2.3 Eventualmente si ritiene utile prevedere delle deroghe a regime per le UP dotate dei dispositivi previsti dalla Deliberazione 231/2013/R/eel [55]?

SI	NO
-----------	-----------

In caso affermativo specificare quali.

Come riportato nella risposta allo spunto 15.2.2, riteniamo che, per le UFCR che hanno già installato i dispositivi UVRP (o che lo faranno in futuro, sulla base di analisi condotte dai BSP, potenzialmente interessati alla valorizzazione del contributo alla FCR, o dai BRP, potenzialmente interessati, invece, alla sterilizzazione degli sbilanciamenti), i medesimi dispositivi possano continuare ad essere utilizzati per misurare il contributo alla FCR, permettendo di escludere tale

energia dal calcolo dello sbilanciamento del BRP e valorizzandola al prezzo di vendita registrato su MGP nella zona in cui è localizzata l'UFCR.

Spunto 15.2.4 La FCR, non dando luogo ad alcun aggiustamento dello sbilanciamento non consente l'introduzione di una specifica compensazione fra BSP e BRP. Può tale scelta dare adito a effetti distorsivi?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta, proponendo eventuali soluzioni per mitigare le potenziali distorsioni.

Lo sbilanciamento del BRP dovrebbe poter essere calcolato al netto dell'energia movimentata per la FCR (analogamente a quanto previsto per l'aggiustamento dello sbilanciamento e l'energia di modulazione complessiva ai fini del settlement del servizio) per assicurare la sterilizzazione del BRP. A tal fine, si dovrebbe mantenere la misurazione facoltativa del contributo alla FCR prevista dalla deliberazione 231/2013/R/eel: qualora il BRP volesse escludere il contributo alla FCR dal calcolo dello sbilanciamento delle unità di cui è responsabile potrebbe, infatti, provvedere all'installazione del dispositivo UVRP.

Spunto 15.3.1 Si condivide la facoltà di prevedere l'approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria tramite procedure di mercato o tramite obbligo di asservimento in funzione della tipologia di modulazione richiesta?

SI	NO
-----------	-----------

In caso di risposta negativa, fornire suggerimenti per modalità alternative di approvvigionamento.

Condividiamo la facoltà proposta da ARERA di prevedere l'approvvigionamento a termine del servizio di modulazione straordinaria tramite procedure di mercato. Riteniamo, infatti, che l'approvvigionamento tramite procedure di mercato sia sempre preferibile, ove possibile, in quanto garantisce trasparenza e permette agli operatori di indirizzare correttamente gli opportuni investimenti. Tale previsione è altresì coerente con quanto previsto dall'articolo 40 della Direttiva (UE) 2019/944, la quale prevede che l'approvvigionamento dei servizi ancillari (di bilanciamento ma anche non relativi alla frequenza) sia basato, in linea generale, su procedure di mercato.

Il servizio andrebbe approvvigionato in base a meccanismi di mercato con partecipazione volontaria, aperta anche agli aggregatori di risorse, lasciando gli obblighi come intervento di last resort. L'attivazione deve essere di ultima istanza (cfr. TIDEBOX pag. 31). Proponiamo la realizzazione di aste annuali con remunerazione della potenza disponibile €/MW/anno ed €/MWh per l'energia di modulazione acquistata/venduta in caso di attivazione. Per la modulazione a scendere fornita dagli impianti di generazione alimentati da FRNP è necessario consentire il

riacquisto ad un prezzo che consenta all'operatore di remunerare a valori di mercato la produzione che non è stato possibile eseguire, nonché di recuperare l'eventuale incentivo.

In alternativa proponiamo di prevedere di base, per tutte le risorse incentivate che partecipano al servizio, il riconoscimento della mancata produzione di energia e di richiedere una remunerazione ulteriore; entrambe le soluzioni sono finalizzate a far emergere il maggior costo di sistema del ricorso alla modulazione straordinaria (sia da fonti rinnovabili che da domanda), assegnandogli anche economicamente la giusta posizione nel processo di selezione.

Per le medesime ragioni, alle risorse di domanda va consentito di competere in sede d'asta richiedendo una remunerazione €/MWh non vincolata da tetti non coerenti con i propri costi (in linea con le regole odierne tali risorse dovrebbero poter ricevere fino ad almeno 3000 €/MWh (o fino al massimo limite tecnico su MSD). I contratti per le risorse selezionate per modulazione straordinaria a scendere dovrebbero prevedere infine un limite massimo di attivazioni annue che consenta di definire in maniera appropriata l'offerta e limitare l'impatto sulle attività prevalenti di produzione e consumo.

Spunto 15.3.2 Quali potrebbero essere le tipologie di modulazione approvvigionabili tramite procedure di mercato? E quali tramite asservimento obbligatorio?

Riteniamo l'approvvigionamento tramite procedure di mercato sempre preferibile, in quanto, come riportato nella risposta allo spunto 15.3.1, è l'unica modalità che garantisce trasparenza ed un'equa remunerazione per il servizio offerto, permettendo l'emergere di segnali di prezzo per i servizi ancillari interessati che possono essere utilizzati dagli operatori per indirizzare gli investimenti.

In particolare, riteniamo che almeno il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire ed il servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere dovranno essere prioritariamente approvvigionati tramite procedure di mercato a termine. In tali servizi confluiranno gli attuali servizi di interrompibilità, i servizi di distacco delle UP non abilitate (es. produzione eolica) e di distacco della produzione rinnovabile con procedura RIGEDI nonché il servizio di telescatto, come già richiesto nelle risposte alla sezione 6.

Spunto 15.3.3 Si ritiene adeguata per il servizio di modulazione straordinaria approvvigionato a mercato una remunerazione binomia (remunerazione della potenza distaccabile e remunerazione per il singolo evento di distacco)?

SI	NO
-----------	-----------

In caso di risposta negativa, fornire indicazioni su modalità di remunerazione

alternative.

Spunto 15.4.1 Si condivide la possibilità di approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali di cui alla Sezione 14 in aggiunta all'approvvigionamento sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Condividiamo la possibilità di approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali. Riteniamo che l'introduzione di un segmento di mercato per l'approvvigionamento a termine di servizi ancillari aperto a tutti gli operatori sia un'evoluzione auspicabile del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Reputiamo, infatti, che un tale meccanismo potrà garantire in futuro a Terna la disponibilità delle riserve necessarie alla gestione del sistema elettrico con un mix energetico che vedrà una sempre minor presenza di capacità termoelettrica programmabile. L'introduzione di questo nuovo segmento di mercato contribuirebbe a stabilizzare e rendere più prevedibili le prospettive di remunerazione degli operatori, contribuendo anche ad orientare gli investimenti necessari al corretto funzionamento del sistema elettrico.

Tuttavia, l'attuale formulazione dell'articolo 15.4 è inadeguata a garantire che il nuovo segmento di mercato possa essere un utile strumento per assicurare la disponibilità delle riserve necessarie alla gestione del sistema elettrico, garantendo allo stesso tempo l'adeguata remunerazione degli impianti che si impegnano a garantire questa disponibilità. L'eventuale approvvigionamento a termine dovrà, infatti, essere aperto a tutte le unità in grado di fornire i servizi ancillari nazionali globali oggetto di approvvigionamento, seguendo il principio di neutralità tecnologica. Tale meccanismo dovrà inoltre prevedere la creazione di un mercato primario in cui i servizi siano approvvigionati, anche su orizzonti pluriennali, e l'operatore sia remunerato per la messa a disposizione di tale capacità (es. in €/MW), mentre l'energia legata all'attivazione delle riserve continuerà ad essere offerta e valorizzata sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (in €/MWh). Per questo motivo riteniamo che l'Articolo 15.4 vada ampliato, definendo già a livello di quadro regolatorio i principi di funzionamento, la compatibilità di approvvigionamento tra i vari servizi e l'organizzazione di massima di questo nuovo segmento di mercato, limitando quindi la discrezionalità di Terna ed evitando che il meccanismo si limiti ad una semplice forma di contrattualizzazione bilaterale tra Terna ed alcuni operatori.

È pertanto opportuno che siano svolte aste a termine per i servizi, quali, a titolo di esempio, la riserva terziaria a scendere, riserva ultrarapida (per cui si propone la continuazione dell'approccio pluriennale Fast Reserve), e altri servizi approvvigionati nell'ambito del ridispacciamento, come la riserva secondaria (prodotto specifico nazionale), risorse per risoluzione delle congestioni e

per i servizi non di frequenza, in primis la disponibilità alla fornitura di regolazione di tensione. Tali contratti dovrebbero essere cumulabili tra di loro, rispettando il criterio generale di non remunerazione della medesima capacità per due servizi mutualmente esclusivi in un medesimo periodo rilevante. Il cumulo andrebbe quindi consentito su bande distinte di capacità e/o periodi distinti di fornitura e/o servizi che possono essere forniti in contemporanea. La segmentazione dei servizi approvvigionati dovrebbe favorire la partecipazione dell'operatore ai servizi per i quali ha un maggior vantaggio comparato.

Evidenziamo, inoltre, come sia necessario che Terna specifichi la metodologia per la dimostrazione del beneficio economico (che dovrà basarsi su un'analisi di tipo *what if ex-ante*) prima di un eventuale ricorso a tale possibilità per garantire trasparenza verso tutti gli stakeholders. Su questo aspetto riteniamo che la valutazione della convenienza economica dell'introduzione di un approvvigionamento a termine dei servizi ancillari globali debba assumere la forma di una vera propria analisi costi benefici che quantifichi anche i rischi e i costi associati alla mancata disponibilità di capacità in grado di fornire tali servizi (es. in termini di qualità del servizio e/o rischio di interruzione delle forniture).

Spunto 15.4.2 In quali situazioni potrebbero essere attivato l'approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali di cui alla Sezione 14?

In Italia, un mercato MSD con procurement ibrido di prodotti spot e forward, permetterebbe al TSO di avere maggiore visibilità delle risorse disponibili non solo vicino al tempo di consegna, ma anche su orizzonti temporali più lunghi (mesi, anni). Tale necessità appare peraltro dimostrata anche dalla recente introduzione della Riserva preliminare al MGP. I segnali di prezzo forniti da prodotti a termine permetterebbero inoltre agli investitori e operatori di mercato di avere maggiore visibilità sulle marginalità attese, con conseguenti benefici sulla stabilità finanziaria dei progetti.

Spunto 15.5.1 Si condivide la possibilità di introdurre corrispettivi forfettari a copertura delle perdite di energia attiva incorse durante l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Con particolare riferimento al servizio di regolazione di tensione (di cui al punto 1. della sezione 6.3), riteniamo che Terna possa, con alcuni interventi, sostituirsi agli operatori non regolati. In particolare, non concordiamo con l'attuale approccio di Terna di procedere all'installazione di infrastrutture (quali, ad esempio, i compensatori sincroni) che, invece, potrebbero, già ad oggi, essere forniti dagli operatori tramite mercato.

È fondamentale, come già sottolineato in altre occasioni, una migliore integrazione del Piano di Sviluppo di Terna con il Piano di Difesa (ed una maggiore trasparenza, verso tutti gli stakeholders, sui contenuti di quest'ultimo) e che Terna, congiuntamente ad ARERA, pubblichi uno studio dettagliato circa la necessità di nuovi interventi infrastrutturali quali, ad esempio, reattori, compensatori sincroni e STATCOM funzionali alla regolazione di tensione nelle aree interessate. Successivamente alla pubblicazione di tale studio, finalizzato anche alla quantificazione dei relativi fabbisogni, si dovrebbe procedere all'organizzazione di una procedura di gara aperta a tutti gli operatori non regolati con asset esistenti o di nuova costruzione. Alla gara pubblica, pertanto, dovrebbero poter partecipare, oltre a operatori interessati ad acquisire asset nuovi, anche operatori con impianti termoelettrici dismessi che potrebbero essere resi disponibili al sistema elettrico nazionale per la fornitura di potenza reattiva – e altri servizi come inerzia e contributo alla potenza di corto circuito – in assetto da compensatore sincrono, a seguito di alcuni interventi tecnici (considerando, quindi, i potenziali benefici tecnico-economici derivanti dall'utilizzo di impianti "rigenerati" piuttosto che procedere con l'acquisto di nuove macchine). Solamente in caso di esito negativo, e a valle di un'adeguata analisi costi-benefici dettagliata e pubblicata per ciascun progetto, Terna potrebbe procedere allo sviluppo delle risorse per la fornitura di questi servizi.

Il processo descritto appare coerente con quanto previsto dall'Autorità nella Delibera 675/2018/R/eel, con la quale l'Autorità stessa ha evidenziato che la soluzione preferibile per poter disporre di risorse per la regolazione di tensione in una specifica area critica (Brindisi) è rappresentata da una procedura concorsuale. In caso di contrattualizzazione, si riporta inoltre nella medesima deliberazione, la durata del periodo contrattuale deve essere correlata da un lato alle esigenze sistemiche e dall'altro alla necessità di contenere i costi della misura riducendo i rischi per gli investitori.

In relazione all'introduzione di corrispettivi forfettari a copertura delle perdite di energia attiva per l'erogazione di servizi ancillari non relativi alla frequenza, non concordiamo con l'Autorità nel prevedere tale possibilità. Riteniamo invece che gli asset esistenti che già forniscono obbligatoriamente il servizio debbano essere remunerati in funzione del valore dello stesso. A tendere, coerentemente anche con gli indirizzi regolamentari comunitari, che prevedono la remunerazione tramite prodotti di mercato dei servizi non frequency, l'energia reattiva scambiata in esecuzione del servizio dovrebbe essere remunerata ad un prezzo offerto dall'operatore. In prima applicazione, si potrebbe stabilire una remunerazione forfettaria tarata sul valore del servizio offerto per il sistema elettrico inteso come costo che altrimenti il sistema medesimo dovrebbe sostenere (a titolo di esempio, in funzione dei costi di investimento in nuovi compensatori sincroni o altri dispositivi di rifasamento che Terna o gli operatori di mercato

dovrebbero installare per soddisfare le esigenze di potenza reattiva e supplire alla mancata disponibilità della capacità di regolazione oggi assicurata gratuitamente dalle unità di generazione obbligate alla fornitura. Richiediamo ad ARERA di svolgere una consultazione ad hoc per definire i dettagli di tale meccanismo.

In aggiunta, riteniamo opportuno valutare l'introduzione di forme di remunerazione anche per gli altri servizi non relativi alla frequenza, oggi offerti gratuitamente dalle unità di produzione, come la potenza di corto circuito, l'inerzia, la stabilizzazione delle oscillazioni dinamiche, il rifiuto del carico ed i servizi alla riaccensione del sistema elettrico (es. black start e funzionamento in isola).

SEZIONE 0-17: REGISTRAZIONE DELLE NOMINE

Spunto 17.2.1 Si ritiene corretto attribuire ai BSP la responsabilità della nomina per le UAS e le UVN?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Condividiamo con la proposta di ARERA di affidare al BSP la responsabilità di nomina per le UAS e le UVN in quanto tali nomine rappresentano il programma base per l'Integrated Scheduling Process (avente perimetro nodale).

Spunto 17.2.2 Si ritiene corretto attribuire ai BRP la responsabilità della nomina per le UnAP, le UVZ, le UVI e le UVE?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Condividiamo che sia il BRP il soggetto responsabile delle nomine delle unità non abilitate all'Integrated Scheduling Process (UnAP, UVZ non di saldo, UVI e UVE).

Spunto 17.2.3 Si condivide l'approccio che garantisce la coerenza fra le nomine delle unità di un BRP e la posizione complessiva maturata dallo stesso su MPE?

SI	NO, si preferisce lasciare la possibilità di deviare rispetto alla posizione netta assunta su MPE
-----------	--

Motivare la risposta.

Condividiamo la proposta di ARERA di garantire coerenza fra le nomine delle unità di un BRP e la posizione commerciale complessiva maturata dallo stesso BRP su MPE in quanto, con l'applicazione del single pricing per i prezzi di sbilanciamento, il BRP rimane complessivamente neutro.

Segnaliamo, infine, che nella formula di cui alla sezione 17.2.6 (“Nomina per le UVZ con finalità di saldo”) il termine Prg_u andrebbe sostituito con il termine Nom_u in quanto il primo non risulta essere mai definito all'interno del documento.

Spunto 17.2.4 Al fine di assicurare la coerenza fra le nomine e la posizione netta assunta su MPE è efficace il ruolo di saldo attribuito alle UVZ di immissione della tipologia 1 della Sezione 2.3.2 e alle UVZ di prelievo?

SI	NO
----	----

In caso negativo, fornire modalità alternative per garantire la suddetta coerenza.

SEZIONE 0-18: PROGRAMMI DI IMMISSIONE E PRELIEVO

Spunto 18.4.1 Si concorda con questa divisione dei ruoli tra BRP e BSP?

SI	NO	IN PARTE
----	----	----------

In coerenza con le risposte precedenti, concordiamo con la divisione dei ruoli tra BRP e BSP proposta da ARERA, anche se ciò comporta una complessità aggiuntiva che determinerà maggiori costi di transazione e maggiore necessità di trasparenza e disponibilità dei dati, in quanto, anche secondo noi, il BSP dovrebbe essere il soggetto responsabile per la definizione dei programmi delle unità abilitate partecipanti all'Integrated Scheduling Process (UAS e UVN, queste ultime tramite l'UVAN).

Spunto 18.4.2 Si ritiene che l'impostazione proposta compatibile con le citate direttive e regolamenti europei?

SI	NO	IN PARTE
----	----	----------

SEZIONE 0-19: PARTITE ECONOMICHE

Spunto 19.4.1 Vi sono ulteriori corrispettivi o partite economiche da menzionare nell'elenco di cui alla presente Sezione 19?

SI	NO
-----------	-----------

In caso affermativo specificare quali.

SEZIONE 0-20: SCAMBI E MOVIMENTAZIONI DI ENERGIA

Spunto 20.2.1 Si condivide l'utilizzo delle misure in tempo reale per la determinazione dell'energia di modulazione?

SI	NO	In parte
-----------	-----------	-----------------

Motivare la risposta.

Condividiamo la previsione che lo sbilanciamento del BRP sia calcolato al netto dell'energia di modulazione. Poiché per diversi servizi attualmente previsti che potrebbero essere inclusi nel servizio di modulazione straordinaria (ad esempio, l'interrompibilità del carico, la mancata produzione eolica e RIGEDI) non è possibile calcolare il contributo rispetto al programma base (in quanto non è definito un programma base per singolo punto di connessione ma per l'unità di immissione o di prelievo come definita nel TIDE), condividiamo l'utilizzo delle misure in tempo reale per la determinazione dell'energia di modulazione. Tuttavia, riteniamo necessario prevedere una tempistica di comunicazione della quantità di energia di modulazione da Terna al BRP entro 60 minuti dal termine dell'ISP in cui la medesima modulazione è stata effettuata (o, al più tardi, il giorno successivo, come meglio specificato alla risposta 20.3.3). Tali tempistiche di comunicazione permetterebbero al BRP di migliorare il forecasting delle unità nella loro responsabilità e, conseguentemente, di minimizzarne lo sbilanciamento.

Fermo restando che le specifiche modalità di determinazione della baseline potranno essere definite solo dopo la definizione delle modalità di remunerazione del servizio, in linea di principio evidenziamo quanto segue.

La misura real time può essere rappresentativa per la modulazione istantanea e di breve durata. Per la modulazione con preavviso e in caso di richieste di modulazione di lunga durata – la cui attivazione va comunque considerata come ipotesi estremamente remota per risolvere problematiche non altrimenti gestibili – riteniamo più opportuno definire dei criteri di stima più precisi tramite algoritmi applicati dal TSO, salvo possibilità del produttore di presentare proprie stime aventi livello di accuratezza comparabile a quello del TSO. Le modalità di dettaglio andranno definite in un'apposita consultazione.

Spunto 20.2.2 Quali criteri generali potrebbero essere definiti nel TIDE per la determinazione della energia di modulazione a partire dalle misure in tempo reale?

Riteniamo più opportuno definire dei criteri di stima più precisi tramite algoritmi applicati dal TSO, salvo possibilità del produttore di presentare proprie stime aventi livello di accuratezza comparabile a quello del TSO.

Riteniamo inoltre che le modalità di calcolo dell'energia di modulazione possano essere definite diversamente per le unità di produzione e le unità di consumo. Per le prime, infatti e in continuità con quanto già previsto per la mancata produzione eolica, l'energia di modulazione potrebbe essere calcolata a partire dalla differenza tra l'energia elettrica producibile dall'unità di produzione e l'energia effettivamente immessa.

Spunto 20.3.1 Quali criteri generali potrebbero essere definiti nel TIDE per la determinazione della baseline a partire dalle misure in tempo reale?

In merito al calcolo della baseline condividiamo l'approccio proposto nel DCO, che prevede che sia il TSO a calcolare la baseline secondo una metodologia statistica esplicitata nel CdR (es. metodologia del tipo drop by con aggiustamento della baseline sulla base di misure in near real time). Accanto a tale opzione dovrebbe essere comunque mantenuta la possibilità per il BSP di fornire autonomamente la baseline, purché questa garantisca gli stessi standard di correttezza e affidabilità di quella calcolata dal TSO per la medesima UVAZ o classe di UVAZ.

Al fine di permettere la partecipazione effettiva delle UVAZ riteniamo comunque essenziale che la baseline venga definita da Terna a priori, e non invece a posteriori come proposto nel TIDE. Infatti, anche se Terna pubblicasse (a valle di un'apposita consultazione) la metodologia per la determinazione della baseline (e quindi il BSP potesse costruirla in anticipo rispetto all'invio della baseline da parte di Terna post tempo reale), vi sarebbero comunque delle possibili differenze dovute ai misuratori di campo che non sono identici punto per punto. Pertanto, chiediamo che la baseline definitiva venga trasmessa da Terna prima del termine di presentazione delle offerte sulle piattaforme di bilanciamento oppure contestualmente all'invio dell'ordine di dispacciamento (già oggi, per le unità obbligatoriamente abilitate, Terna comunica sia la quantità accettata sia il programma vincolante a cui essa si riferisce).

Segnaliamo un possibile rifiuto in fondo alla sezione 20.3.1 (*"Baseline di riferimento per le movimentazioni in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento"*): il riferimento alla sezione 19.4.2 andrebbe probabilmente sostituito con la sezione 19.3 (qualora, come non auspicato, rimanessero le tempistiche proposte dall'Autorità).

Spunto 20.3.2 Si concorda con la ripartizione delle movimentazioni a cura dei BSP?

SI	NO, preferibile una ripartizione a cura di TERNA tramite apposite convenzioni
-----------	--

Motivare la risposta.

Concordiamo con la proposta di lasciare al BSP la ripartizione delle movimentazioni in quanto soggetto che gestisce l'aggregato. Infatti, riteniamo che la proposta di ARERA sia in grado di sterilizzare correttamente il BRP, ad eccezione di alcuni casi particolari riportati allo spunto 20.3.3.

Segnaliamo un possibile refuso nella definizione del termine E_u^{corr} in quanto esso dovrebbe considerare anche l'energia di modulazione a salire fornita da ciascuna UP, come indicato nella sezione 20.2.1 ("Modulazione nell'ambito delle singole UP o UC).

Spunto 20.3.3 Vi sono ulteriori aspetti inerenti le movimentazioni da specificare nel TIDE?

SI	NO
-----------	-----------

In caso affermativo specificare quali.

Riteniamo opportuno che l'articolo 20.3.4 preveda in maniera esplicita che la ripartizione delle movimentazioni eseguite dall'UVA tra le UVnA venga fatta dal BSP con cadenza almeno giornaliera e comunicata a Terna (e di conseguenza al BRP, sfruttando lo scambio dati previsto dalla Delibera 540/2021/R/eel) con la stessa frequenza relativamente alle movimentazioni avvenute nel giorno precedente. Qualora il rispetto di tale tempistica non fosse fattibile, in ottica di semplificazione dei flussi informativi, la ripartizione delle movimentazioni andrebbe comunicata dal BSP a Terna, e da Terna al BRP, il giorno successivo a quello di riferimento o, al limite, con una cadenza settimanale.

Tempistiche di comunicazione più rapide permetterebbero sia al BSP che al BRP di migliorare il forecasting delle unità nella loro responsabilità e, conseguentemente, di minimizzare sia la mancata movimentazione sia lo sbilanciamento (a differenza delle tempistiche attualmente previste per la comunicazione a Terna del fattore di ripartizione percentuale nell'ambito del progetto pilota UVAM, ossia entro il decimo giorno del mese successivo). I flussi informativi tra tutte le parti coinvolte (Terna, BSP, BRP e DSO) devono necessariamente velocizzarsi per permettere una corretta programmazione ed un'efficace partecipazione al mercato delle risorse distribuite.

Infine, segnaliamo che si potrebbero verificare alcuni casi in cui il BRP potrebbe non essere totalmente sterilizzato, soprattutto nel caso in cui il BSP effettuasse una movimentazione maggiore rispetto a quanto richiesto da Terna (poiché l'energia eccedentaria verrebbe considerata come sbilanciamento del BRP).

SEZIONE 0-21: CORRISPETTIVI DI SBILANCIAMENTO

Spunto 21.3.1 Si condivide la nuova modalità di calcolo dello sbilanciamento di ciascuna unità con lo storno dei contributi relativi all'aggiustamento dello sbilanciamento E^{adj}_u e alla modulazione complessiva ai fini del settlement E^{mod}_u

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Riteniamo che la modalità di calcolo dello sbilanciamento proposta da ARERA, basata sullo storno dei contributi relativi all'aggiustamento dello sbilanciamento e alla modulazione complessiva ai fini del settlement, sia corretta per sterilizzare il BRP da movimentazioni che non sono nella sua responsabilità.

Come dettagliato nel quesito 15.2.2. per le unità che si sono già dotate (o che si doteranno in futuro) del dispositivo UVRP, dovrebbe rimanere la possibilità di continuare ad utilizzare il dispositivo e, quindi, a misurare il contributo alla FCR. In tal modo, si potrebbe procedere a dedurre dallo sbilanciamento del BRP anche l'energia movimentata (e misurata) per la FCR, analogamente a quanto proposto da ARERA per l'aggiustamento dello sbilanciamento e l'energia di modulazione complessiva ai fini del settlement del servizio nella sezione 21.3.1 ("Quantificazione dello sbilanciamento").

Spunto 21.4.1 Vi sono controindicazioni nell'includere nel calcolo dello sbilanciamento macrozonale S_{mz} il termine relativo alla modulazione complessiva ai fini del settlement E^{mod}_u ?

SI	NO
-----------	-----------

Motivare la risposta.

Spunto 21.6.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti i corrispettivi di sbilanciamento da specificare nel TIDE?

SI	NO
-----------	-----------

In caso affermativo specificare quali.

SEZIONE 0-22: CORRISPETTIVI PER LE MOVIMENTAZIONI

Spunto 22.1.1 Si condivide la formulazione del corrispettivo di mancata movimentazione come duale dei corrispettivi di sbilanciamento dei BRP?

SI	NO
----	----

Motivare la risposta.

Spunto 22.2.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti i corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento da specificare nel TIDE?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

Spunto 22.3.1 Si condivide la formulazione dei corrispettivi di compensazione con introduzione di una specifica compensazione per le modulazioni straordinarie a salire e a scendere?

SI	NO
----	----

Motivare la risposta.

Concordiamo con l'introduzione di una specifica compensazione per le modulazioni straordinarie che garantisce un'effettiva neutralità del BRP dagli effetti della modulazione delle UP e delle UC di cui è responsabile.

Spunto 22.3.2 Si condivide la semplificazione dei corrispettivi di compensazione con per le UAS per le quali la qualifica di BRP e di BSP è assunta dallo stesso soggetto giuridico o da due soggetti giuridici appartenenti allo stesso gruppo societario?

SI	NO
----	----

Motivare la risposta.

Riteniamo preferibile che due soggetti giuridici appartenenti allo stesso gruppo societario, in qualità di BRP e BSP distinti per le UAS, possano decidere se aderire alla semplificazione relativa ai corrispettivi di compensazione.

SEZIONE 0-23: CORRISPETTIVI DI NEUTRALITÀ

Spunto 23.5.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti i corrispettivi di neutralità da specificare nel TIDE?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

SEZIONE 0-24: CORRISPETTIVO DI DISPACCIAMENTO

Spunto 24.2.1 Vi sono controindicazioni nella nuova formulazione del corrispettivo di dispacciamento con corrispettivi unitari applicati alla medesima base imponibile coincidente con l'energia prelevata da ciascuna unità di prelievo?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

Riteniamo più efficiente continuare ad applicare i corrispettivi di dispacciamento unicamente all'energia prelevata con finalità di consumo.

Sottolineiamo che il valore assunto dalle diverse componenti che concorrono al calcolo del corrispettivo di dispacciamento non dovrebbe variare in funzione delle diverse tipologie di utente, per effetto ad esempio di incentivi dedicati a specifiche categorie di clienti finali. Eventuali forme di incentivazione corrispondenti a sconti sul corrispettivo di dispacciamento dovrebbero quindi essere veicolate al cliente finale tramite corrispettivi separati in modo da non appesantire le procedure di settlement delle partite economiche e fatturazione.

Spunto 24.2.2 Si condivide l'enucleazione delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento dal corrispettivo unitario uplift e la loro inclusione nel corrispettivo dedicato other?

SI	NO
----	----

Suggeriamo per l'UPLIFT di consuntivo di mantenere un dettaglio informativo almeno analogo a quello garantito oggi.

Spunto 24.8.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti il corrispettivo di dispacciamento da specificare nel TIDE?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

Spunto 24.8.2 Con riferimento al corrispettivo other si ritiene opportuno dare separata evidenza di tutte le partite elencate alla Sezione 24.8.2?

SI	NO, è sufficiente limitarsi a fornire il dettaglio sulle sole partite economiche più importanti
-----------	--

In caso di risposta negativa, indicare le partite economiche più importanti delle quali si ritiene opportuno avere separata evidenza.

SEZIONE 0-25: SETTLEMENT IN CASO DI INADEGUATEZZA DEL SISTEMA

Spunto 25.5.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti l'attivazione del PESSE da specificare nel TIDE?

SI	NO
-----------	-----------

In caso affermativo specificare quali.

Per quanto riguarda la determinazione dell'energia prelevata in condizioni di inadeguatezza (sezione che confluirà nel TIS), sottolineiamo che la regolazione del settlement a cui si fa riferimento (determinazione e ripartizione del PRA) dovrebbe essere probabilmente superata già al momento della prima entrata in vigore del TIDE, il 1° gennaio 2025. ARERA stessa ha infatti indicato nella Delibera 698/2022/R/eel che: *“il superamento del regime di tutela di prezzo per i clienti domestici a partire dal mese di gennaio 2024 comporta la necessità di modificare la vigente regolazione del settlement nell'ottica di superare il ruolo di Acquirente Unico come soggetto residuale del sistema e, conseguentemente, di prevedere per tale data il superamento del meccanismo di profilazione convenzionale basato sull'utilizzo dei CRPP e dei CRPU nell'ottica di operare una revisione complessiva e integrata della disciplina del settlement;”*. Riteniamo quindi opportuno che ARERA fornisca già oggi indicazioni sulle modalità di determinazione dell'energia prelevata in condizioni di inadeguatezza in vista della prevista revisione della disciplina del settlement.

Infine, evidenziamo la discrepanza tra la definizione del VENF pari a 3.000 €/MWh nella sezione 25.2 (“Prezzo di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza”) e la rimozione del limite superiore di prezzo sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento nella sezione 14.4.4 (“Prezzi minimi e massimi”).

SEZIONE 0-26: INADEMPIMENTI E GARANZIE

Spunto 26.2.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti i sistemi di garanzie di GME e TERNA da specificare nel TIDE?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

SEZIONE 0-27: OBBLIGHI INFORMATIVI

Spunto 27.2.1 Vi sono ulteriori aspetti inerenti gli obblighi informativi da specificare nel TIDE?

SI	NO
----	----

In caso affermativo specificare quali.

Come già riportato alla risposta allo spunto 14.6.1, in merito alle Piattaforme europee di bilanciamento è necessario introdurre una maggiore trasparenza. In particolare, occorre dare evidenza delle curve di domanda e di offerta relative a ciascuna Piattaforma, nonché della ripartizione dei volumi attivati distinti per collocazione delle unità (italiana o estera) e dare indicazione se i volumi accettati di unità italiane sono stati destinati al soddisfacimento di fabbisogni nazionali o esteri. Inoltre, chiediamo di uniformare le informazioni presenti nelle offerte pubbliche GME con le informazioni delle offerte di queste Piattaforme (quantità e prezzo delle offerte accettate per ciascuna unità).

Infine, come specificato alla risposta allo spunto 10.3.1, in caso di partecipazione per portafogli su MPE è preferibile prevedere una pubblicazione più tempestiva da parte di Terna delle informazioni sulle nomine preliminari e definitive per UAS, UVN e UnAP (cioè per le unità per le quali Terna richiede un programma esplicito da utilizzare come input), anticipandola al D+1 (rispetto alla tempistica attuale week+1).

SEZIONE 0-28: DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI

Spunto 28.2.1 Si condivide la modalità di gestione del transitorio previsto per l'approvvigionamento della riserva ultrarapida di frequenza al fine di dare continuità a quanto già approvvigionato nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel?

SI	NO
----	----

In base alle previsioni proposte nella consultazione TIDE, viene meno l'attuale approvvigionamento pluriennale del servizio di riserva ultrarapida, a favore di un approvvigionamento unicamente su base spot. Considerato il carattere "capital intensive" delle risorse in grado di erogare tale servizio, evidenziamo che il venir meno della contrattualizzazione

pluriennale ne inibirà i rispettivi investimenti, insostenibili su base unicamente spot. Come indicato allo spunto 15.4.1, per la Riserva ultrarapida si propone la continuazione dell'approccio pluriennale Fast Reserve.

Approfittiamo inoltre per evidenziare che la Fast Reserve con contratti pluriennali non dovrebbe, di principio, essere escludente per la partecipazione al Capacity Market: potrebbero essere previsti, ad esempio, dei tassi di derating per il Capacity Market specifici per tali dispositivi, calcolati sulla base del grado di coincidenza tra ore di delivery Fast Reserve ed ore di punta del Capacity Market.

Spunto 28.3.1 Si condividono le modalità e le tempistiche del transitorio previsto per l'approvvigionamento della FCR al fine di assicurare una transizione morbida dall'obbligo di fornitura del servizio previsto nel quadro regolatorio antecedente all'adozione del TIDE ad un approvvigionamento esclusivamente tramite procedure di mercato a pronti?

SI	NO
----	----

Auspichiamo un passaggio immediato ad un approvvigionamento tramite procedure di mercato a pronti per l'intero fabbisogno di FCR già con la prima entrata in vigore del TIDE il 1° gennaio 2025. Al fine di assicurare la disponibilità per Terna delle risorse necessarie per coprire il fabbisogno di FCR in un primo periodo transitorio, si potrebbe valutare l'introduzione di un obbligo di offerta sul nuovo mercato a pronti per le unità ad oggi obbligatoriamente abilitate alla fornitura di questo servizio.

ALTRO

- Risorse di stoccaggio 210/21: riteniamo prematuro inserire, all'interno del TIDE, previsioni di dettaglio relative alle risorse di stoccaggio sviluppate ai sensi dell'art 18 del dlgs. 210/2021 in quanto, ad oggi, non vi è ancora un quadro regolatorio definito e alcune proposte contenute nel DCO 393/2022/R/eel potrebbero essere oggetto di evoluzione nella formulazione finale della disciplina. Inoltre, con particolare riferimento alla sezione 17.2.4, dal momento che l'art. 18, comma 3, lettera a del Decreto Legislativo 210/2021 prevede la contrattualizzazione della "capacità" di stoccaggio (e dunque non dell'intera unità cui la capacità di stoccaggio afferisce), riteniamo indispensabile precisare che la nomina registrata da Terna sulla piattaforma di nomina per le UAS relative alle risorse di stoccaggio 210/2021 debba riferirsi esclusivamente alla quota di capacità delle risorse di stoccaggio 210/2021 che saranno contrattualizzate nel sistema di approvvigionamento a termine. Pertanto, proprio in coerenza con il Dlgs. 210/2021 e con quanto emerso nel DCO 393/2022/R/eel, eventuali quote di capacità afferenti alle UAS relative alle risorse

di stoccaggio 210/2021 non contrattualizzate nell'ambito del meccanismo a termine, dovrebbero rimanere nella disponibilità del titolare della risorsa e essere quindi nominabili dal relativo BSP indipendentemente dalla nomina registrata da Terna.

- Articolo 2.7.2: chiediamo che l'aggiornamento del valore K_{up}^{max} da parte del BRP possa essere effettuato automaticamente da Terna ogni qual volta il BRP responsabile aggiorni lo stato di disponibilità ai fini REMIT, in modo da evitare una doppia comunicazione (relativa alla medesima informazione) da parte del BRP.
- Articolo 15.2.3: nella TIDEbox a pagina 126, si riporta che “*le risorse riservate per la FCR non possono erogare la riserva ultrarapida di frequenza e viceversa*”. Chiediamo conferma che con il termine “*risorsa*”, l'Autorità intenda la medesima capacità. Riteniamo, infatti, che la stessa unità debba poter fornire entrambi i servizi con semibande di capacità diverse al fine di evitare una doppia remunerazione per la medesima capacità.
- Articoli 18 e 20 (Programmi di immissione e prelievo - Scambi e movimentazioni di energia): chiediamo che Terna si renda disponibile a mettere a disposizione dei BRP un flusso dati relativo alle movimentazioni delle risorse nel loro dispacciamento in tempo reale, come maggiormente precisato e argomentato nella sezione introduttiva di queste osservazioni.
- Revisione del TIDME: con riferimento alla revisione del TIDME, prevista come effetto dell'approvazione del TIDE (28.8), si segnala all'autorità l'opportunità di
 - valutare se aumentare il numero massimo di offerte (coppie energia/prezzo) che si possono inviare per i mercati MGP e CRIDA
 - valutare l'introduzione di prodotti complessi, che i commenti presenti nel testo del TIDE in consultazione (Box relativo all'Art. 17.2) sembrano escludere.

Avanziamo le presenti considerazioni (relative quindi al recepimento del TIDE nel TIDME, e non direttamente al TIDE in consultazione) perché la partecipazione ai mercati tramite portafoglio potrebbe avvantaggiarsi da una modifica dei mercati ad asta che permetta all'operatore di mercato di inviare una maggiore quantità e tipologia di offerte.



Elettricità Futura è la principale associazione delle imprese elettriche che operano nel settore dell'energia elettrica in Italia. Rappresenta e tutela produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, trader, distributori, venditori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e per rispondere alle sfide del futuro.

www.elettricitafutura.it

