

**Allegato A**

**RELAZIONE RELATIVA ALLA FORMAZIONE DEI PREZZI DI  
SBILANCIAMENTO, A SEGUITO DELL'AVVIO  
DELL'OPERATIVITÀ DI TERNA SULLA PIATTAFORMA  
EUROPEA "PICASSO" PER LO SCAMBIO DI AFRR**

*27 febbraio 2024*

## INDICE

<b>1 CONTESTO REGOLATORIO: LINEE GUIDA PER IL BILANCIAMENTO E OBBLIGHI DI IMPLEMENTAZIONE.....</b>	<b>3</b>
1.1 Principi per la valorizzazione degli sbilanciamenti .....	4
1.2 Piattaforme PICASSO e Imbalance Netting: principi di funzionamento e criticità emerse.....	7
1.3 Partecipazione di Terna.....	16
1.4 Prezzi marginali sulla piattaforma: criticità emerse e possibili impatti in Italia	17
<b>2 IMPATTI DELLA PARTECIPAZIONE ALLA PIATTAFORMA PICASSO SUI PREZZI DI SBILANCIAMENTO.....</b>	<b>25</b>
<b>3 OPERATIVITÀ SULLA PIATTAFORMA PICASSO NEI PRIMI MESI DI PARTECIPAZIONE.....</b>	<b>31</b>
3.1 Analisi degli esiti del mercato aFRR .....	35
3.2 Analisi del fabbisogno di aFRR e dimensionamento delle riserve .....	39
<b>4 OSSERVAZIONI CONCLUSIVE.....</b>	<b>44</b>
4.1 Possibili misure di mitigazione .....	46

## **1 CONTESTO REGOLATORIO: LINEE GUIDA PER IL BILANCIAMENTO E OBBLIGHI DI IMPLEMENTAZIONE**

Il regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione, del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (di seguito: Regolamento Balancing o abbreviato EBGL) è entrato in vigore il 17 dicembre 2017. Il suo obiettivo principale è quello di favorire l'integrazione dei mercati di bilanciamento dei paesi europei, attraverso la definizione di principi e regole comuni per l'approvvigionamento, l'attivazione e il *settlement* dei servizi di bilanciamento, nonché per l'allocazione della capacità di scambio tra zone di mercato ai fini del bilanciamento.

Attraverso la sua implementazione, il Regolamento Balancing intende assicurare che l'approvvigionamento dei servizi di bilanciamento sia equo, obiettivo, trasparente, basato su meccanismi di mercato e che promuova la liquidità evitando distorsioni nel mercato interno dell'energia.

I contenuti principali del Regolamento sono riconducibili a:

- Principi e contenuti minimi per termini e condizioni nazionali per *Balance Responsible Party* (BRP) e *Balancing Service Provider* (BSP);
- Principi e metodologie per lo sviluppo di piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento, attraverso prodotti standard da attivare secondo ordine di merito economico e remunerati a prezzo marginale;
- Regole per l'approvvigionamento e lo scambio di capacità di bilanciamento (di seguito anche *balancing capacity*) tra TSO mediante meccanismi di mercato;
- Regole per il calcolo, l'allocazione e la valorizzazione della capacità di scambio transfrontaliera;
- Principi per il *settlement* di tutti gli scambi di energia (intenzionali e non intenzionali) tra TSO;
- Regole per l'armonizzazione di alcuni aspetti della valorizzazione degli sbilanciamenti.

Gli elementi sopra elencati sono implementati attraverso disposizioni dirette del Regolamento Balancing, quindi di diretta applicazione in tutti gli Stati Membri, oppure attraverso specifiche metodologie, sviluppate dai TSO e approvate dalle Autorità di regolazione nazionali coinvolte, oppure da ACER, qualora l'ambito di applicazione della metodologia sia pan-europeo, secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo e del Consiglio, che istituisce un'Agenzia Europea per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER).

Ad oggi, il processo di sviluppo e approvazione delle metodologie previste dal Regolamento Balancing può considerarsi pressoché concluso, almeno per quanto riguarda il quadro regolatorio relativo alle piattaforme di scambio di energia di bilanciamento, delle regole di prezzo e del relativo *settlement*. Restano escluse alcune metodologie regionali relative al calcolo della capacità nell'orizzonte temporale del bilanciamento (in fase di completamento), nonché futuri emendamenti alle metodologie esistenti, che richiederanno un nuovo processo di approvazione. Per ulteriori dettagli sullo stato di

avanzamento di approvazione e sviluppo dei contenuti del Regolamento, si rimanda ai rapporti sullo stato di integrazione dei mercati di bilanciamento, elaborati da ENTSO-E ai sensi dell'articolo 59.2 del Regolamento Balancing<sup>1</sup>.

Nei successivi paragrafi si entrerà nel dettaglio delle disposizioni e delle metodologie maggiormente correlate ai temi oggetto della indagine conoscitiva avviata dall'Autorità con deliberazione 475/2023/R/eel del 17 ottobre 2023.

### **1.1 Principi per la valorizzazione degli sbilanciamenti**

Il Regolamento Balancing e il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 - rifusione (di seguito: Regolamento Elettrico) stabiliscono principi comuni per l'armonizzazione delle regole di valorizzazione degli sbilanciamenti che i singoli TSO sono tenuti ad implementare a livello nazionale. Considerando che il prezzo di sbilanciamento è uno degli elementi principali che concorrono a definire l'operatività dei soggetti nei vari mercati e che tali mercati sono sempre maggiormente integrati, risulta cruciale prevedere principi comuni per la valorizzazione degli sbilanciamenti, in modo da fornire segnali di prezzo coerenti a tutti gli operatori del mercato, evitando il più possibile distorsioni tra i vari sistemi nazionali.

In particolare, l'articolo 52(2) del Regolamento Balancing prevede lo sviluppo di una metodologia pan-europea finalizzata ad armonizzare alcuni elementi della valorizzazione degli sbilanciamenti, tra cui, almeno: i) il calcolo dei volumi di sbilanciamento, ii) le componenti principali usate per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento, iii) l'uso del meccanismo single pricing e iv) i criteri per applicare il meccanismo dual pricing. Inoltre, l'articolo 53(1) del medesimo regolamento stabilisce che entro tre anni dall'entrata in vigore (cioè entro il 18 dicembre 2020), tutti i TSO debbano applicare un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti a tutte le unità di produzione e consumo, a meno che non venga concesso un periodo di deroga dall'Autorità competente; la deroga non può essere concessa oltre il 31 dicembre 2024. Con la deliberazione 474/2020/R/eel, l'Autorità ha concesso a Terna una deroga a tali obblighi, stabilendo quindi il nuovo termine per l'applicazione del periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti alle unità non abilitate al 1 gennaio 2025.

La metodologia di cui all'articolo 52(2) del Regolamento Balancing è stata finalizzata ed approvata da ACER con la decisione 18/2020 del 15 luglio 2020 (di seguito: metodologia ACER) e ogni TSO è stato tenuto ad implementarla a livello nazionale entro 18 mesi dalla sua approvazione, ovvero entro il 15 gennaio 2022. Tale metodologia include gli ambiti di armonizzazione richiesti dall'articolo 52(2) del Regolamento Balancing, nonché le disposizioni generali sul tema della valorizzazione degli sbilanciamenti, stabilite dal

---

<sup>1</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/)

Regolamento Balancing e dal Regolamento Elettrico; i principi di armonizzazione inclusi nella metodologia ACER riguardano:

- l'area di sbilanciamento, ovvero l'area entro cui è calcolato lo sbilanciamento del *Balance Responsible Party* (BRP), che deve essere uguale alla zona di mercato, tranne che nei sistemi central dispatching, come quello italiano, dove può essere più piccola;
- l'area di prezzo di sbilanciamento, ovvero l'area per la quale viene definito e calcolato un prezzo di sbilanciamento, che deve essere pari ad una o più aree di sbilanciamento ed inoltre, in linea con l'art. 6(6) del Regolamento Elettrico, deve essere uguale alla zona di offerta, fatta eccezione per i sistemi central dispatching, per i quali può essere anche più piccola della zona di offerta;
- il segno dello sbilanciamento di ciascuna area di prezzo di sbilanciamento, che, in generale, deve essere calcolato come differenza tra la somma di tutti i volumi di energia di bilanciamento a scendere e la somma di tutti i volumi a salire, attivati per soddisfare il fabbisogno del TSO;
- l'applicazione, come soluzione standard, del meccanismo single pricing per tutte le risorse e in ciascuna area di prezzo di sbilanciamento, determinato a partire dal segno dello sbilanciamento di ciascuna area; ogni TSO può comunque avanzare una proposta di applicazione del dual pricing, nel rispetto di determinate condizioni;
- il prezzo di sbilanciamento, che deve essere determinato a partire dai prezzi e dai volumi per le attivazioni di energia di bilanciamento per il soddisfacimento della domanda del TSO, nel rispetto delle condizioni limite (intese come valori minimi e massimi), definite dall'articolo 55 del Regolamento Balancing, pari alla media pesata dei prezzi delle attivazioni di energia di bilanciamento da Frequency Restoration Reserve (FRR) e Replacement Reserve (RR); il prezzo di sbilanciamento può includere componenti incentivanti o di scarsità, definite a livello nazionale;
- il valore delle attivazioni evitate, che ogni TSO è tenuto a definire, utilizzando solamente i prezzi delle offerte di energia di bilanciamento a lui disponibili.

In attuazione del quadro derivante dalla regolazione europea, l'Autorità ha riformato la disciplina nazionale di valorizzazione degli sbilanciamenti, dapprima consultando pubblicamente i principi attraverso il documento di consultazione 292/2021/R/eel, e successivamente approvando la nuova disciplina con la deliberazione 523/2021/R/eel.

Nello specifico, i contenuti del provvedimento hanno riguardato:

- **Ridefinizione dell'area di prezzo di sbilanciamento**, definendola pari alla zona di mercato, in linea con le disposizioni del quadro europeo. È stato introdotto tuttavia un meccanismo per l'identificazione degli aggregati di zone di mercato liberi da congestione ("zone dinamiche"), all'interno dei quali il prezzo sarebbe il medesimo per tutte le zone. Nelle more dell'adozione dell'aggregazione in zone

dinamiche, è stata mantenuta una configurazione statica allineata con le attuali macrozone Nord e Sud, in quanto a suo tempo definite da Terna secondo i profili di congestioni zonali più ricorrenti nell'operatività quotidiana.

- **Estensione del meccanismo single pricing a tutte le unità**, indipendentemente dalle caratteristiche, superando pertanto il meccanismo di prezzo duale applicato alle unità abilitate e il regime di perequazione applicato alle unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.
- **Applicazione di un prezzo medio pesato** dell'energia di bilanciamento attivata per il soddisfacimento del fabbisogno di Terna, allineato alle condizioni limite fissate dagli articoli 55(4)(a) e 55(5)(a) del Regolamento Balancing, secondo i quali il prezzo di sbilanciamento, comprensivo anche delle componenti aggiuntive, per sbilanciamenti negativi (positivi) deve essere non inferiore (non superiore) alla media pesata dei prezzi delle attivazioni di energia di bilanciamento positiva (negativa) da Frequency Restoration Reserve e Replacement Reserve. Tali requisiti hanno comportato la reintroduzione nel calcolo della media pesata del prezzo delle attivazioni di riserva secondaria (o aFRR), escluse da luglio 2012 con la deliberazione 342/2012/R/eel, poi annullata dal Consiglio di Stato, e in via definitiva da agosto 2016 con la deliberazione 444/2016/R/eel, in quanto tale servizio è attivato in modo automatico in tempo reale con dinamiche più veloci dei periodi rilevanti per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi e, di conseguenza, il suo valore è ritenuto, almeno nel sistema elettrico italiano, poco rappresentativo del valore dell'energia nel tempo reale di cui il prezzo di sbilanciamento dovrebbe essere espressione.
- **Mandato a Terna per la definizione del valore delle attivazioni evitate**, che sia rappresentativo del prezzo dello sbilanciamento marginale, qualora non vi siano attivazioni di energia di bilanciamento. L'Autorità ha identificato tali situazioni come riconducibili ai casi in cui il segno dell'aggregato zonale è nullo, oppure il segno è diverso da zero ma il fabbisogno è interamente soddisfatto dal processo di imbalance netting con i TSO esteri interconnessi.
- **Estensione del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale anche alle unità abilitate**, per neutralizzare i vantaggi economici che gli utenti del dispacciamento potrebbero trarre, con effetti potenzialmente distorsivi e ulteriori oneri per il sistema.
- **Applicazione di ulteriori corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento**, calcolati a livello di portafoglio dell'utente del dispacciamento di ciascuna area, per prevenire strategie combinate tra più unità, che si possono verificare, ad esempio, non rispettando un ordine di dispacciamento di una unità per favorire la chiamata più onerosa di un'altra unità del medesimo utente.

I principi stabiliti dalla deliberazione 523/2021/R/eel sono stati successivamente integrati e implementati da Terna nel proprio Codice di Rete, verificato positivamente dall’Autorità con la deliberazione 123/2022/R/eel e 115/2023/R/eel.

In particolare, le nuove regole di valorizzazione prevedono:

- per sbilanciamenti di macrozona positivi, un prezzo pari alla media dei prezzi calcolati dall’algoritmo di ciascuna piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento (RR, aFRR, mFRR), pesati sulle rispettive quantità approvvigionate da Terna a scendere (se presenti) per ciascuna zona appartenente alla macrozona, e dei prezzi delle offerte di acquisto accettate nelle medesime zone nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderati per le relative quantità;
- per sbilanciamenti di macrozona negativi, un prezzo pari alla media dei prezzi calcolati dall’algoritmo di ciascuna piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento, pesati per le rispettive quantità approvvigionate da Terna a salire (se presenti) per ciascuna zona appartenente alla macrozona, e dei prezzi delle offerte di vendita accettate nelle medesime zone nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderati per le relative quantità;

Poiché il fabbisogno di energia di bilanciamento da aFRR è formulato per Load Frequency Control area (LFC area) e non per zona, si è reso necessario ripartire in maniera convenzionale il fabbisogno di aFRR su ciascuna zona, considerando che la riserva secondaria viene attivata istante per istante per correggere le deviazioni del tempo reale, in maniera diffusa sul territorio, e che le attivazioni non sono funzionali a ripristinare il bilanciamento di una singola zona ma, in generale, dell’intero sistema. Data la natura aleatoria e geograficamente diffusa degli sbilanciamenti nel tempo reale e delle attivazioni di riserva secondaria, con la deliberazione 115/2023/R/eel, l’Autorità ha ritenuto più corretto attribuire il fabbisogno in parti uguali per ciascuna zona.

## 1.2 Piattaforme PICASSO e Imbalance Netting: principi di funzionamento e criticità emerse

Tra gli obiettivi principali del Regolamento Balancing, vi è quello di istituire piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento e per il processo di netting degli sbilanciamenti, al fine di armonizzare e integrare i singoli mercati di bilanciamento nazionali, storicamente eserciti dai TSO nazionali in modo indipendente gli uni dagli altri e con poche iniziative di cooperazione per lo scambio transfrontaliero di energia nel tempo reale. In particolare, il Regolamento Balancing prevede l’implementazione di 4 piattaforme distinte, per lo scambio di prodotti di bilanciamento standard e per l’esecuzione del netting degli sbilanciamenti:

- **Piattaforma per lo scambio di *Replacement Reserve* (RR)**, ai sensi dell’articolo 19 EBGL; tale piattaforma è stata sviluppata nell’ambito del progetto implementativo TERRE e coinvolge un numero ridotto di TSO, dal momento che

il servizio di replacement reserve non è obbligatorio e è utilizzato da un ristretto numero di TSO europei;

- **Piattaforma per lo scambio di *manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)***, ai sensi dell'articolo 20 EBGL; tale piattaforma è stata sviluppata nell'ambito del progetto implementativo MARI ed ha un ambito di applicazione pan-europeo;
- **Piattaforma per lo scambio di *automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)***, ai sensi dell'articolo 21 EBGL; tale piattaforma è stata sviluppata nell'ambito del progetto implementativo PICASSO ed ha un ambito di applicazione pan-europeo;
- **Piattaforma per il processo di *netting degli sbilanciamenti (IN)***, ai sensi dell'articolo 22 EBGL; tale piattaforma è stata sviluppata nell'ambito del progetto implementativo IGCC ed ha un ambito di applicazione pan-europeo;

Nel prosieguo si descrivono con maggior dettaglio i principi di funzionamento, l'implementazione e le criticità emerse per la piattaforma aFRR (o PICASSO) e la piattaforma IN, poiché quelle con maggiori impatti nell'ambito della istruttoria conoscitiva.

Ai sensi dei rispettivi articoli del regolamento, le piattaforme europee devono essere basate su un modello multilaterale TSO-TSO, ovvero i Balancing Service Providers (BSP, ossia i soggetti responsabili per la presentazione delle offerte relative ai servizi di bilanciamento) dovranno interagire solamente con il proprio TSO nazionale e tutti gli scambi di energia di bilanciamento o il netting transfrontaliero dovranno avvenire attraverso un processo centralizzato tra TSO. Il Regolamento stabilisce inoltre che le piattaforme per lo scambio di energia di bilanciamento applichino un modello di selezione e attivazione delle offerte tramite ordine di merito comune, con valorizzazione al prezzo marginale, secondo i principi dell'asta a prezzo uniforme.

### ***1.2.1 Processo aFRR e modello merit order***

Il processo di *automatic Frequency Restoration Reserve* (equivalente al processo di riserva secondaria, secondo la nomenclatura tradizionalmente adottata anche in Italia), è per sua natura un processo di controllo in anello chiuso con una granularità pressoché continua nel tempo<sup>2</sup> (tipicamente nel range di 3-5 secondi); ciò significa che la selezione delle risorse richieste dal sistema può variare con la medesima granularità. Inoltre, storicamente, il processo di aFRR veniva eseguito secondo una logica di ripartizione *pro-rata* delle attivazioni di energia: un certo numero di risorse è asservito con una determinata banda di regolazione ad un regolatore centrale; in base allo scarto di frequenza, il regolatore centrale richiede l'erogazione di una determinata percentuale

---

<sup>2</sup> Il sistema elettrico richiede il costante equilibrio fra generazione e carico; ogni deviazione da questo equilibrio si traduce in una deviazione della frequenza di rete che, se non opportunamente corretta, può portare a severe conseguenze. Il ruolo della riserva secondaria è proprio quello di agire istante per istante per ripristinare la frequenza di rete attraverso variazioni delle immissioni e dei prelievi di potenza attiva nella rete, riallineando gli scambi con l'estero al relativo valore di set point.



della banda a tutte le risorse asservite, in egual misura e senza considerare il costo marginale dell'energia erogata.

L'applicazione delle disposizioni del regolamento Balancing sui principi di selezione e valorizzazione dell'energia di bilanciamento, ha portato i TSO a proporre e sviluppare una piattaforma che coniugasse le necessità di granularità molto fine tipica del processo aFRR, con il modello di selezione a ordine di merito comune e valorizzazione dell'energia a prezzo marginale. Il risultato è l'attuale schema di funzionamento della piattaforma PICASSO, che prevede un ciclo di ottimizzazione ogni 4 secondi, svolto da un algoritmo centrale e inserito nel processo di controllo della frequenza di ciascun TSO collegato alla piattaforma, come mostra la Figura 1:

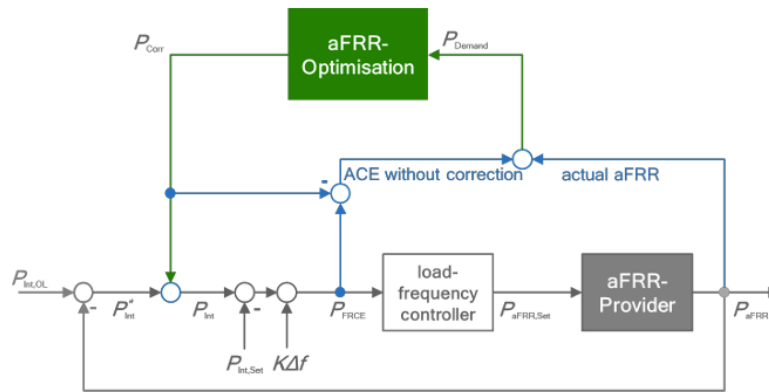


Figura 1 Schema di controllo e attivazione della aFRR con la piattaforma PICASSO

- ciascun TSO calcola il proprio fabbisogno di aFRR ( $P_{\text{Demand}}$  in Figura 1) ad ogni ciclo di ottimizzazione, per la propria LFC Area, come somma della aFRR già attivata e dell'errore di rete, ovvero il proprio sbilanciamento verso le altre aree di controllo (Frequency Restoration Control Error, che nell'area sincrona europea coincide con l'Area Control Error - ACE);
- il fabbisogno di aFRR è fornito in input all'algoritmo della piattaforma, che lo utilizza per determinare il valore di correzione aFRR per ciascuna LFC area, in base alle offerte incluse nell'ordine di merito comune e alla capacità di scambio disponibile tra le aree. La correzione del fabbisogno di aFRR per ciascun TSO viene inclusa direttamente nello schema di controllo nazionale;
- attraverso questo segnale, il controllore di ciascuna LFC area tiene conto dei risultati della piattaforma. La somma del fabbisogno di aFRR e della correzione rappresenta il fabbisogno corretto e riflette il volume di aFRR che ciascun TSO deve effettivamente erogare.

La Figura 2 mostra lo schema di alto livello di come le diverse aree di controllo dei TSO interagiscono con la piattaforma e gli esiti dell'algoritmo<sup>3</sup>.

Si fa notare come, a differenza di quanto avviene in altre sessioni di mercato, ad esempio nel mercato del giorno prima o nelle piattaforme per lo scambio di mFRR o RR, in cui l'algoritmo determina in maniera esplicita i fabbisogni soddisfatti e le offerte dei BSP selezionate, l'esito dell'algoritmo centralizzato della piattaforma PICASSO non restituisca in forma diretta le quantità selezionate, bensì un segnale di correzione alla quantità di aFRR che ciascun TSO deve attivare attraverso il controllore locale. Questo segnale tiene conto implicitamente del valore delle offerte disponibili nell'ordine di merito comune e richiede teoricamente l'attivazione di un volume corrispondente alle offerte selezionate dall'algoritmo. Ad esempio, se un TSO ha un fabbisogno di aFRR positivo (a salire) di 100 MW e l'algoritmo determina che 20 MW possono essere soddisfatti tramite l'attivazione di risorse più economiche di un altro TSO, il valore di  $P_{corr}$  sarà di -20 MW, in modo che il controllore locale del TSO attivi i restanti 80 MW.

Lo schema di funzionamento della piattaforma PICASSO è stato proposto e implementato dai TSO per essere teoricamente in linea con i principi stabiliti dal Regolamento Balancing (selezione tramite ordine di merito comune e valorizzazione a prezzo marginale), ma presenta tuttavia delle criticità a cui i TSO devono far fronte. Innanzitutto, il modello proposto presuppone che anche a livello di controllore locale, le attivazioni di aFRR avvengano secondo ordine di merito (solo le risorse più economiche sono attivate, fino a concorrenza del fabbisogno richiesto), in modo da mantenere coerenza tra le selezioni dell'algoritmo e le effettive attivazioni in ciascuna LFC area. Questo aspetto ha comportato per la maggior parte dei TSO, la necessità di cambiare da un meccanismo di attivazione delle risorse pro-rata (cioè proporzionale e indipendente dal valore dell'energia) ad un meccanismo *merit-order*.

---

<sup>3</sup> Per ulteriori informazioni sui principi di funzionamento della piattaforma si rimanda alla sezione dedicata del sito web di ENTSO-E [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/picasso/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/) e al materiale condiviso nell'ambito del *Balancing Stakeholder group* [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/esc/#balancing-stakeholders-group](https://www.entsoe.eu/network_codes/esc/#balancing-stakeholders-group)

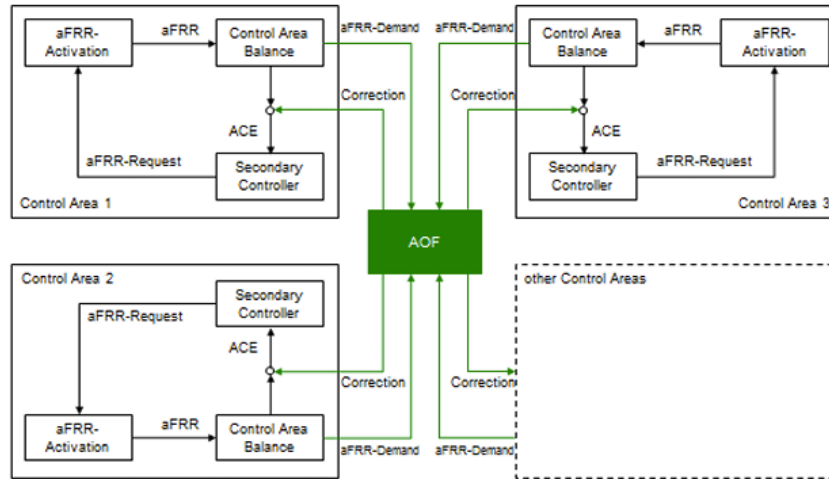


Figura 2 Schema di alto livello dell'interazione tra aree di controllo e algoritmo della piattaforma PICASSO

La Figura 3, estratta da uno studio<sup>4</sup> svolto per ENTSO-E appositamente per valutare gli impatti dell'applicazione del modello *merit order* all'attivazione di aFRR, mostra come nel 2015 la maggior parte dei TSO avesse uno schema di attivazione pro-rata. Il medesimo studio riporta inoltre come l'attivazione secondo ordine di merito possa peggiorare la qualità del processo di ripristino della frequenza, in assenza di ulteriori misure di mitigazione che i TSO devono considerare nel passaggio allo schema *merit order*.

4

[https://docstore.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/balancing\\_ancillary/160229\\_Report\\_aFRR\\_study\\_merit\\_order\\_and\\_harmonising\\_FAT\\_%28vs\\_1.2%29.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/balancing_ancillary/160229_Report_aFRR_study_merit_order_and_harmonising_FAT_%28vs_1.2%29.pdf)

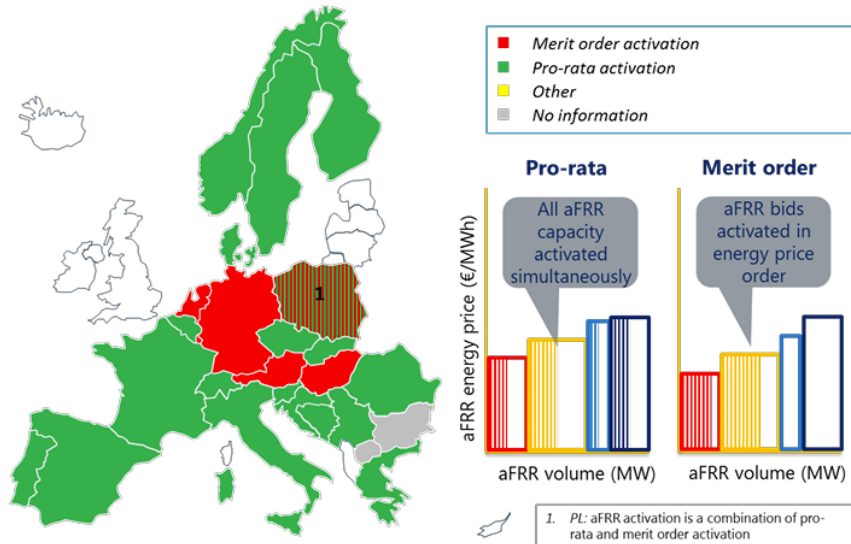


Figura 3 Mappa dei TSO che al 2015 applicavano lo schema di attivazione pro-rata o merit order [fonte ENTSO-E]

Un'altra criticità dovuta allo schema implementativo della piattaforma PICASSO, e in particolare all'applicazione dei principi di un mercato ad asta ad un processo con granularità temporale molto ristretta, è il costante disallineamento tra la soluzione dell'algoritmo e i volumi di aFRR effettivamente erogati.

Per via del modello implementativo scelto dai TSO (il cosiddetto "control demand"), si verifica un disallineamento sistematico tra le quantità selezionate corrispondenti all'output dall'algoritmo della piattaforma e i volumi effettivamente erogati fisicamente dalle risorse. Questo è dovuto al fatto che l'algoritmo stabilisce gli scambi di aFRR e le attivazioni sulla base dell'ordine di merito comune, ma senza considerare i vincoli di rampa e le dinamiche temporali proprie dell'erogazione del servizio.

In questo modo, lo scambio di aFRR tra TSO impatta sul processo locale di controllo della frequenza solamente come input e i controllori di ciascuna LFC Area possono non essere armonizzati e rimanere tarati sulle specifiche dei BSP locali.

Il disallineamento tra scambio di aFRR (segnale a gradino) e le quantità attivate dai controllori locali ha tuttavia impatti sui volumi oggetto di *settlement* tra TSO e sui volumi liquidati ai BSP, come mostra la Figura 4. In particolare, in caso di forte variabilità della selezione dell'algoritmo tra un ciclo di ottimizzazione e l'altro, può accadere che una risorsa selezionata non faccia in tempo ad erogare prima che l'algoritmo determini la sua deattivazione in un ciclo successivo. Viceversa, può anche accadere che una risorsa continui ad erogare anche dopo che l'algoritmo ha cessato la sua attivazione, per via della dinamica più lenta.

Per semplificare le operazioni di *settlement*, i TSO hanno stabilito fin dall'inizio di basare il *settlement* tra loro sui risultati "teorici" dell'algoritmo e di assumere quindi come volumi i blocchi a gradino e come prezzi quelli stabiliti dalle offerte selezionate. Il *settlement* con

i BSP è invece materia dei termini e condizioni nazionali, definiti di ciascun TSO a livello nazionale.

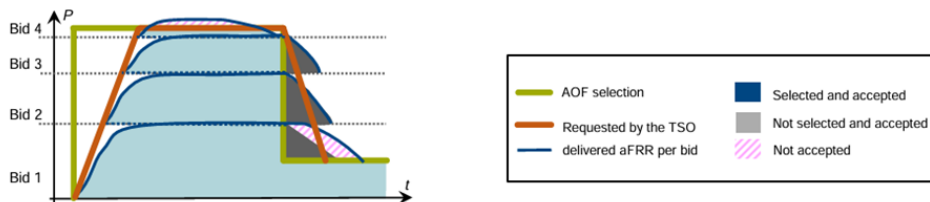


Figura 4 Esempio di disallineamento tra selezioni dell'algorithm e volumi effettivamente erogati [fonte ENTSO-E]

Questo disallineamento è noto ai TSO fin dalla definizione del modello della piattaforma ed è soggetto a costante monitoraggio, per valutare in futuro soluzioni alternative, in linea con la decisione ACER 2/2020 con la quale è stato approvato il quadro implementativo della piattaforma.

### 1.2.2 Interazioni tra piattaforma aFRR e IN

A complemento della descrizione dello schema di funzionamento della piattaforma PICASSO, si riporta anche il processo di imbalance netting svolto dalla piattaforma dedicata, presentando le relazioni tra le due piattaforme.

A differenza dei processi di scambio di energia di bilanciamento, l'imbalance netting segue un approccio di massimizzazione dei volumi compensati e di condivisione dei benefici, ovvero, il netting non avviene tenendo in considerazione il valore dell'energia, ma solamente i volumi che possono essere compensati tra loro nel rispetto delle capacità di scambio. Il *settlement* tra TSO avviene secondo un valore delle attivazioni evitate comunicato da loro e i benefici attesi dalla attivazione evitata di aFRR sono socializzati tra i TSO, qualora in fase di *settlement* risultino benefici negativi per qualche TSO. Fino al go-live della piattaforma PICASSO, l'imbalance netting era considerato un processo a sé stante e indipendente, che opera nel tempo reale, modificando il fabbisogno istantaneo di aFRR dei TSO partecipanti in modo da evitare attivazioni di riserva secondaria in direzioni opposte, risparmiando quindi sui costi di bilanciamento dei TSO. La Figura 5 mostra attraverso un esempio il principio di funzionamento della piattaforma IN.

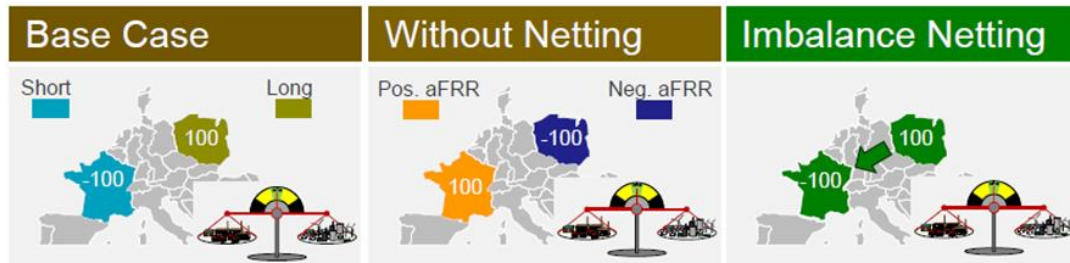


Figura 5 Principio di compensazione degli sbilanciamenti tramite la piattaforma IN [fonte ENTSO-E]

Prima dell'avvento della piattaforma PICASSO, l'imbalance netting era l'unico processo ad avere un impatto sul fabbisogno istantaneo di aFRR nel tempo reale, mentre in seguito al go-live della piattaforma PICASSO, si è reso necessario coordinare opportunamente i due processi per evitare incongruenze e disottimizzazioni, dal momento che, risolvendo il mercato della aFRR, la piattaforma PICASSO svolge implicitamente anche una funzione di netting tra i fabbisogni opposti dei TSO, attivando risorse di aFRR solamente per coprire il fabbisogno residuo. Lo schema di Figura 6 mostra il principio di alto livello di come avviene l'ottimizzazione coordinata tra le due piattaforme.

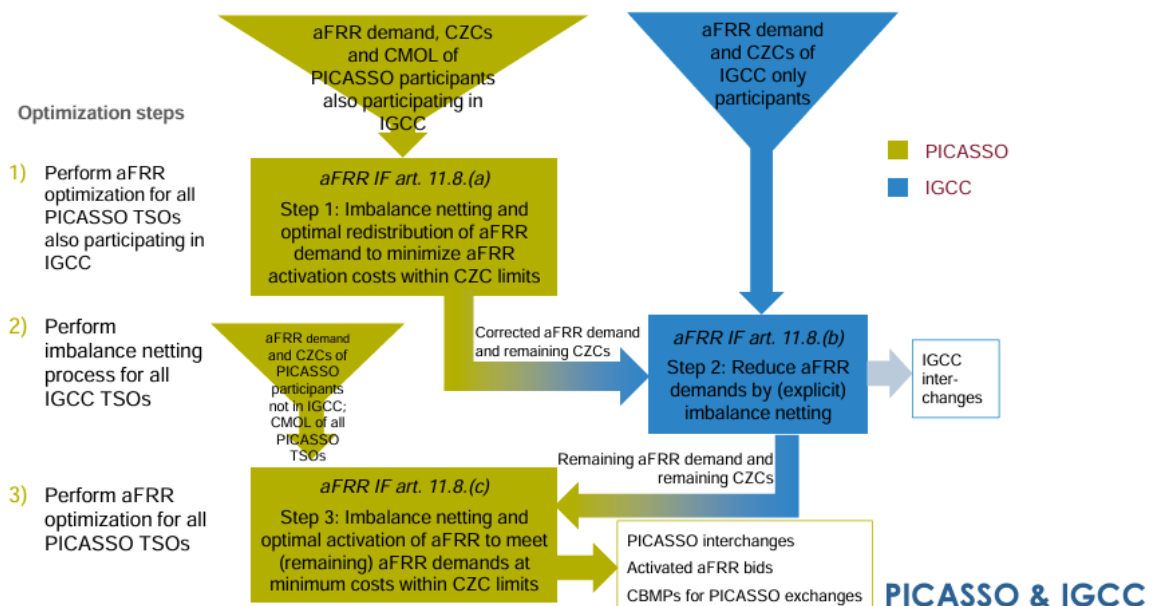


Figura 6 Schema di coordinamento e ottimizzazione tra piattaforma PICASSO e IN [fonte ENTSO-E]

Il processo si compone di 3 passi principali: i) viene svolta l'ottimizzazione per i TSO partecipanti in PICASSO, determinando il netting implicito e il fabbisogno di aFRR residuo per ciascun TSO, ii) la piattaforma IN compensa, se possibile, il fabbisogno aFRR corretto dei TSO partecipanti in PICASSO con il fabbisogno aFRR di tutti i TSO rimanenti, iii) ottimizzazione finale in PICASSO per determinare le attivazioni ottimali di aFRR.

Per un TSO che opera in PICASSO, la partecipazione alla piattaforma IN ha ancora un valore aggiunto, perché consente un'opportunità di netting ulteriore con gli altri TSO non ancora connessi alla piattaforma aFRR. La coesistenza di entrambe le piattaforme sarà quindi garantita finché tutti i TSO che partecipano in IN non avvieranno la partecipazione anche in PICASSO; a quel punto le opportunità di netting saranno esaurite implicitamente dall'algoritmo di PICASSO e la piattaforma IN diventerà inutile.

Nella piattaforma PICASSO il perimetro minimo per la definizione del prezzo è l'LFC Area. Le regioni non congestionate sono costituite da più LFC area collegate da confini non congestionati. Pertanto, una regione non congestionata è formata al minimo da una singola LFC area, quando tutti i suoi confini sono congestionati, oppure è formata al massimo da tutte le LFC area, quando ad esempio non c'è alcuna congestione.

### ***1.2.3 Determinazione del prezzo marginale***

In linea con le disposizioni della metodologia per la determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento, sviluppata ai sensi dell'articolo 30(1) del EBGL, viene calcolato un prezzo per ciascun periodo temporale (pari al ciclo di ottimizzazione di 4 secondi) e per ciascuna regione non congestionata. Nell'implementazione attuale della piattaforma, le controattivazioni puramente economiche sono inibite, pertanto in ciascuna regione non congestionata le offerte di aFRR possono essere selezionate solo a salire o a scendere, ma mai in entrambe le direzioni. Si ricorda che le controattivazioni a cui si fa riferimento qui sono selezioni da parte dell'algoritmo su base puramente economica, ovvero che migliorano il social welfare complessivo, ma che non portano alcun soddisfacimento del fabbisogno. Tali controattivazioni avvengono, ad esempio, nel caso in cui nella stessa area non congestionata sia presente un'offerta a salire a prezzo più basso di un'offerta a scendere. Senza ulteriori vincoli, l'algoritmo consentirebbe l'accettazione di entrambe le offerte, al solo scopo di migliorare il valore della funzione obiettivo.

Alla luce di quanto detto, possono verificarsi solamente tre situazioni per la definizione del prezzo:

- 1) Nella regione non congestionata sono selezionate offerte a salire (di seguito anche offerte SELL); in questo caso il prezzo è il massimo tra quelli delle offerte selezionate offerta selezionata;
- 2) Nella regione non congestionata sono selezionate offerte a scendere (di seguito anche offerte BUY); in questo caso il prezzo è il minimo tra quelli delle offerte selezionate;
- 3) Nella regione non congestionata non sono selezionate offerte aFRR; ciò può accadere quando la domanda è interamente coperta dalle offerte provenienti da altre regioni non congestionate o quando si verifica una netting completo. In questo caso, il prezzo viene definito come la media tra il prezzo della prima offerta a salire e il prezzo della prima offerta a scendere disponibili nella regione non congestionata.

La definizione del prezzo marginale per ciascun ciclo di ottimizzazione e per ciascuna regione non congestionata è affidata ad una post-ottimizzazione che definisce le frontiere congestionate, identifica le regioni non congestionate e calcola un singolo prezzo per ciascuna di esse. Per maggiori informazioni riguardo alla definizione del prezzo marginale, si rimanda al documento di descrizione dell’algoritmo, pubblicato da ENTSO-E<sup>5</sup>.

Ai sensi del Regolamento Balancing e delle relative metodologie, il prezzo marginale stabilito dall’algoritmo è utilizzato per il *settlement* tra TSO e per la valorizzazione delle offerte dei BSP, secondo le regole definite a livello nazionale da ciascun TSO.

### 1.3 Partecipazione di Terna

Le regole di coordinamento tra MSD e la piattaforma aFRR incluse nel Codice di Rete di Terna e approvate dall’Autorità con deliberazione 115/2023/R/eel, prevedono un processo di conversione delle offerte sottomesse in MSD per il servizio di riserva secondaria, funzionale a definire una curva di offerta costituita da 3 blocchi di quantità e prezzi, per la partecipazione alla piattaforma aFRR. L’obiettivo della conversione è quello di includere in ciascun blocco, condiviso poi sulla piattaforma, una porzione della semibanda di tutte le unità asservite al servizio di riserva secondaria, in modo tale che, qualora uno o più blocchi (o una porzione di essi) fossero selezionati in tempo reale dall’algoritmo della piattaforma in base all’ordine di merito, l’attivazione a livello nazionale produca una risposta in parallelo di tutte le unità, garantendo di fatto il meccanismo *pro-rata*. In Figura 7 è rappresentato schematicamente il processo di conversione e l’effetto di un’ipotetica attivazione.

Con la deliberazione 115/2023/R/eel, l’Autorità ha ritenuto che le regole di conversione delle offerte fossero un valido approccio prudenziale per l’avvio della partecipazione alla piattaforma di scambio europeo, consentendo di coniugare gli obblighi di partecipazione alla piattaforma aFRR tramite un modello *merit order* con l’esigenza di mantenere le prestazioni assicurate dal modello di attivazione *pro-rata* a livello locale. Nella medesima deliberazione venivano tuttavia identificati dei potenziali aspetti negativi; in particolare i) un effetto di offerte paradossalmente rifiutate dovute alla riassegnazione del prezzo durante il processo di conversione e ii) la mancata opportunità per le risorse non selezionate per la fornitura del servizio di partecipare comunque alla piattaforma e soddisfare eventuali fabbisogni addizionali dei TSO partecipanti (nell’esempio di Figura 7, la quarta offerta a destra nel primo riquadro). Terna ha ricevuto un mandato di monitorare gli effetti della conversione sull’operatività dei BSP, proponendo anche eventuali soluzioni alternative.

---

5

[https://www.entsoe.eu/documents/nc/NC%20EB/2022/20220406\\_PICASSO\\_Public\\_Algorithm\\_descripti on\\_v1.0.pdf](https://www.entsoe.eu/documents/nc/NC%20EB/2022/20220406_PICASSO_Public_Algorithm_descripti on_v1.0.pdf)



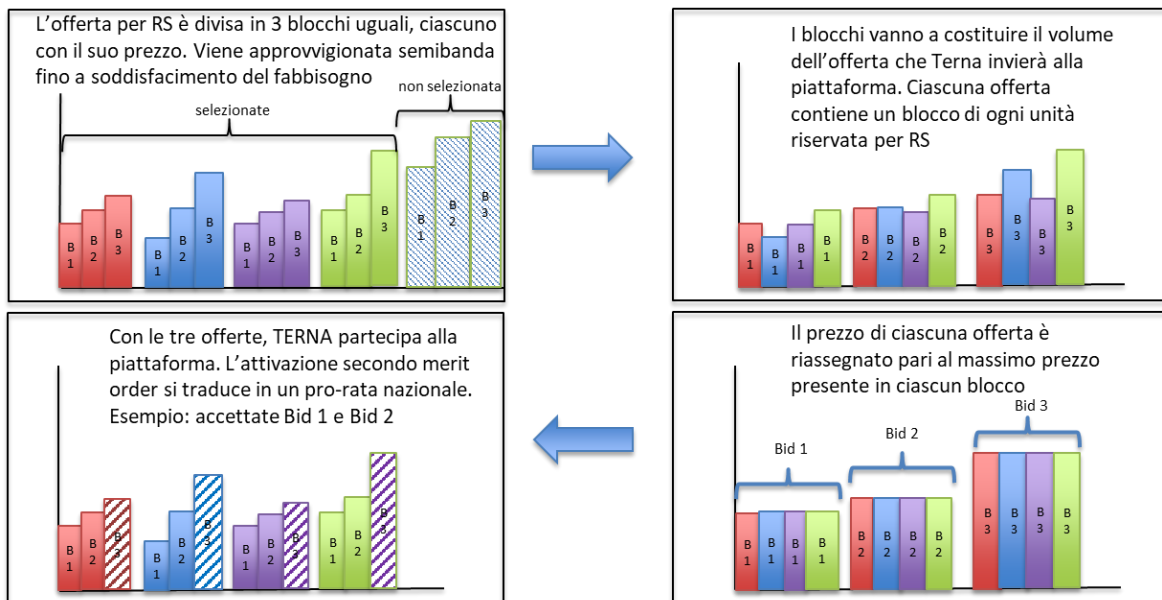


Figura 7 Schema del processo di conversione delle offerte tra MSD e piattaforma aFRR

#### 1.4 Prezzi marginali sulla piattaforma: criticità emerse e possibili impatti in Italia

Prima ancora dell'avvio ufficiale della piattaforma, i TSO europei avevano manifestato preoccupazioni riguardo al limite di prezzo per le offerte di bilanciamento previsto dalla regolazione europea, fissato a +/- 99'999 €/MWh dalla decisione ACER 01/2020, e agli effetti congiunti della sua applicazione insieme al principio di valorizzazione a prezzo marginale in un mercato di bilanciamento integrato a livello europeo. Secondo i TSO vi era il rischio concreto di formazione di prezzi di bilanciamento potenzialmente distorti dai BSP, con il conseguente trasferimento di un segnale fittizio di criticità nel sistema, anche quando tale criticità è inesistente. In disparte il fatto che le suddette condotte potrebbero costituire una violazione del Regolamento (UE) 1227/2011 (c.d. REMIT), i TSO, già prima dell'entrata in vigore di tale metodologia ravvisavano, a livello nazionale, offerte sottomesse dagli operatori prossime al cap di mercato nazionale; la loro preoccupazione risiedeva nel fatto che, innalzando il limite tecnico a cui poter offrire, le offerte prossime al cap di mercato sarebbero state sottomesse vicino ai nuovi limiti e, unitamente alla regola del prezzo marginale, avrebbero comportato ulteriori oneri per il sistema e prezzi di sbilanciamento non sostenibili.

Per tale ragione, nel corso del 2021 i TSO europei, hanno elaborato congiuntamente una proposta di emendamento<sup>6</sup> per ridurre i limiti di prezzo del mercato del bilanciamento e

<sup>6</sup> <https://consultations.entsoe.eu/markets/proposal-for-amendment-of-pricing-methodology/>

mitigare i rischi derivanti dall'accettazione di offerte a prezzi prossimi al cap, considerando anche gli elementi di novità nel mercato di bilanciamento quali una nuova piattaforma per le negoziazioni cross-border e la valorizzazione al prezzo marginale. Nel loro processo di consultazione e di invio della proposta di emendamento, i TSO hanno fatto leva sugli elementi di novità del mercato di bilanciamento europeo, sulla necessità di un periodo di adattamento da parte degli operatori per adeguare l'operatività nel nuovo contesto e sulla potenziale assenza di concorrenza che avrebbero potuto portare ad un'alta probabilità di prezzi esageratamente alti (bassi) per le offerte di bilanciamento a salire (scendere), con potenziali rischi di prezzi di sbilanciamento sproporzionati per i BRP.

Nel suo processo decisionale, conclusosi con la decisione ACER 3/2022, ACER non ha accettato la proposta di rivedere il limite tecnico di +/- 99'999 €/MWh, poiché andrebbe contro i principi del Regolamento Elettrico, ma ha introdotto un limite di prezzo transitorio di +/- 15'000 €/MWh fino al 2026, che dovrebbe mitigare i rischi durante il periodo di avvio del nuovo mercato di bilanciamento europeo.

A partire dall'avvio della piattaforma, su disposizione della decisione ACER che ha introdotto il limite di prezzo transitorio, i TSO hanno l'obbligo di monitorare e riportare determinati indicatori relativi alla composizione dell'ordine di merito di mercato, nonché tutti i casi in cui il prezzo ha superato il 50% del limite tecnico transitorio. Nell'ambito di questa attività di monitoraggio, tali casi sono definiti "incidenti di prezzo"; definizione che comunque non rileva ai fini dell'attuazione del regolamento REMIT. Sempre ai sensi della decisione ACER, i TSO sono tenuti a pubblicare un report trimestrale con le principali analisi e indicatori stabiliti dalla decisione. Tali report sono disponibili sul sito di ENTSO-E<sup>7</sup>.

Dalle analisi svolte dai TSO, emerge come il problema sia riconducibile agli ordini di merito condivisi dai TSO tedeschi e austriaci, caratterizzati da una forma cosiddetta "hockey stick", ovvero con un considerevole quantitativo di volumi offerti ad un prezzo lievemente monotono crescente e un ridotto insieme di volumi offerti a prezzi esageratamente più alti per le offerte a salire (o più bassi, per le offerte a scendere), creando una notevole discontinuità di prezzo.

Quando i fabbisogni di aFRR dei TSO inviati alla piattaforma sono sufficientemente alti, tali offerte vengono selezionate, propagando il proprio prezzo a tutte le zone contigue non separate da congestione. I report periodici di ENTSO-E analizzano per ogni incidente di prezzo la concentrazione del mercato di bilanciamento, confermando come in ciascun incidente sia presente almeno un operatore pivotale.

Stando ai rapporti ENTSO-E, da giugno 2023 a ottobre 2023 si sono verificati 223 incidenti a prezzi positivi (superamento del 50% del limite positivo) e 534 incidenti negativi (superamento del 50% del limite negativo); tutti gli eventi che si verificano

---

<sup>7</sup> [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/quarterly-pricing-reporting/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/quarterly-pricing-reporting/)

all'interno di un intervallo di 15 minuti vengono raggruppati in un singolo incidente; pertanto, un incidente può avere una durata variabile tra 4 secondi e 15 minuti.

Nei primi due trimestri di funzionamento della piattaforma, la maggior parte degli incidenti si è verificata con l'Austria che formava da sola l'area non congestionata interessata o con una combinazione di due o tutti e tre i paesi collegati (Austria, Germania e Rep. Ceca). Questa situazione è cambiata a partire dal primo trimestre del 2023, con la Repubblica Ceca che ha innescato un incidente di prezzo come singola regione non congestionata in una percentuale di casi variabile tra il 4 e il 35% (si vedano Figura 8, Figura 9 e Figura 10). Dai grafici emerge come l'Austria sia stata coinvolta in un numero rilevante di casi (oltre il 70% fino al secondo trimestre del 2023), singolarmente o come regione non congestionata con gli altri paesi.

La Figura 10 mostra i risultati del terzo trimestre, includendo anche l'operatività del sistema italiano. Dal grafico emerge come la partecipazione in incidenti di prezzo avvenga sempre all'interno di una regione non congestionata con 2 o più paesi; il 21% dei casi totale la vede interessata da un incidente di prezzo in *coupling* con l'Austria.

Si riporta infine il grafico riassuntivo della media pesata dei prezzi del 5% delle offerte più onerose inviate alla piattaforma da ciascun sistema connesso alla piattaforma, per il terzo trimestre del 2023, come pubblicato da ENTSO-E (Figura 11). Si nota chiaramente come nei paesi esteri connessi alla piattaforma siano presenti nell'ordine di merito offerte inviate a prezzi molto elevati in valore assoluto; questo non è indice diretto della formazione di incidenti di prezzo, poiché questi dipendono dalla liquidità dell'ordine di merito e dal rapporto tra domanda e offerta, ma fornisce comunque un'indicazione del rischio di selezionare offerte a prezzi molto elevati.

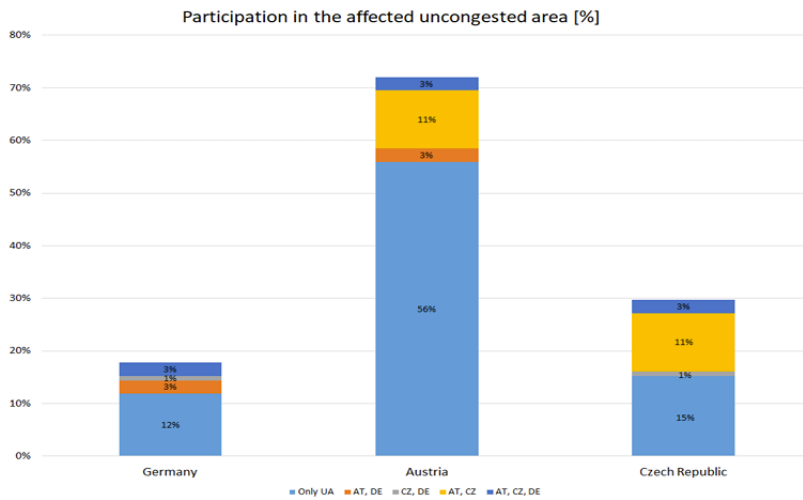


Figura 8 Partecipazione in regioni non congestionate durante gli incidenti di prezzo - Q1 2023 [fonte ENTSO-E]

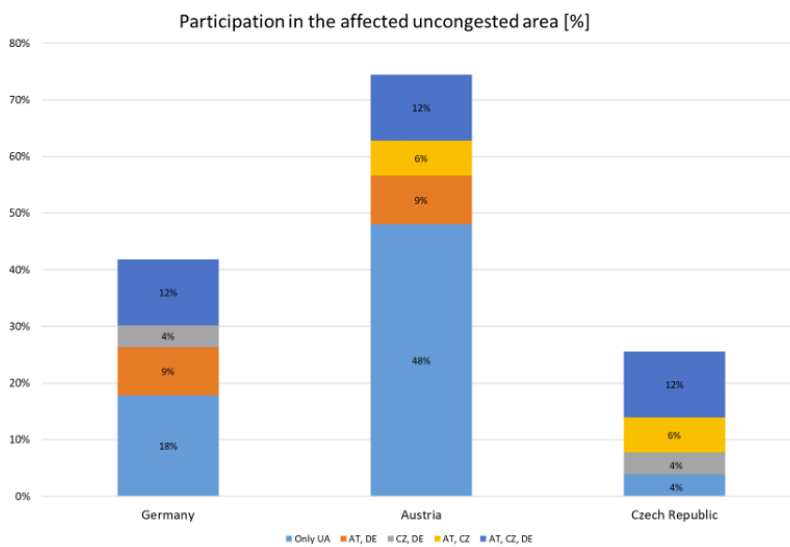


Figura 9 Partecipazione in regioni non congestionate durante gli incidenti di prezzo - Q2 2023 [fonte ENTSO-E]

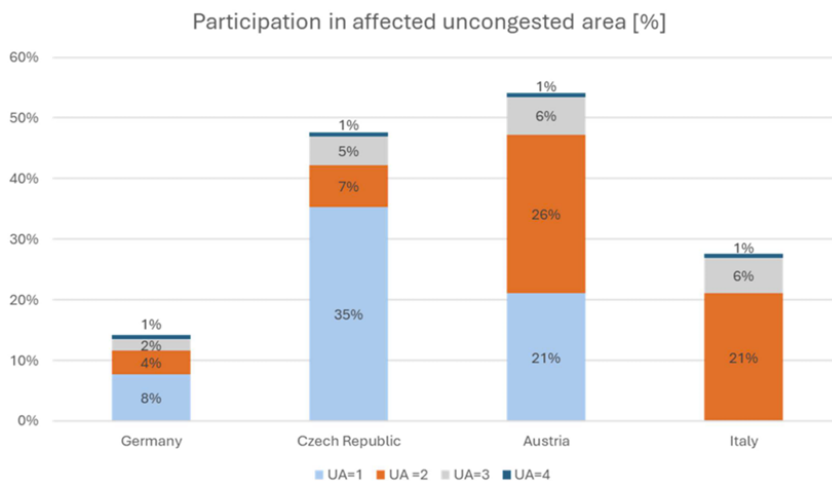


Figura 10 Partecipazione in regioni non congestionate durante gli incidenti di prezzo - Q3 2023 [fonte ENTSO-E]

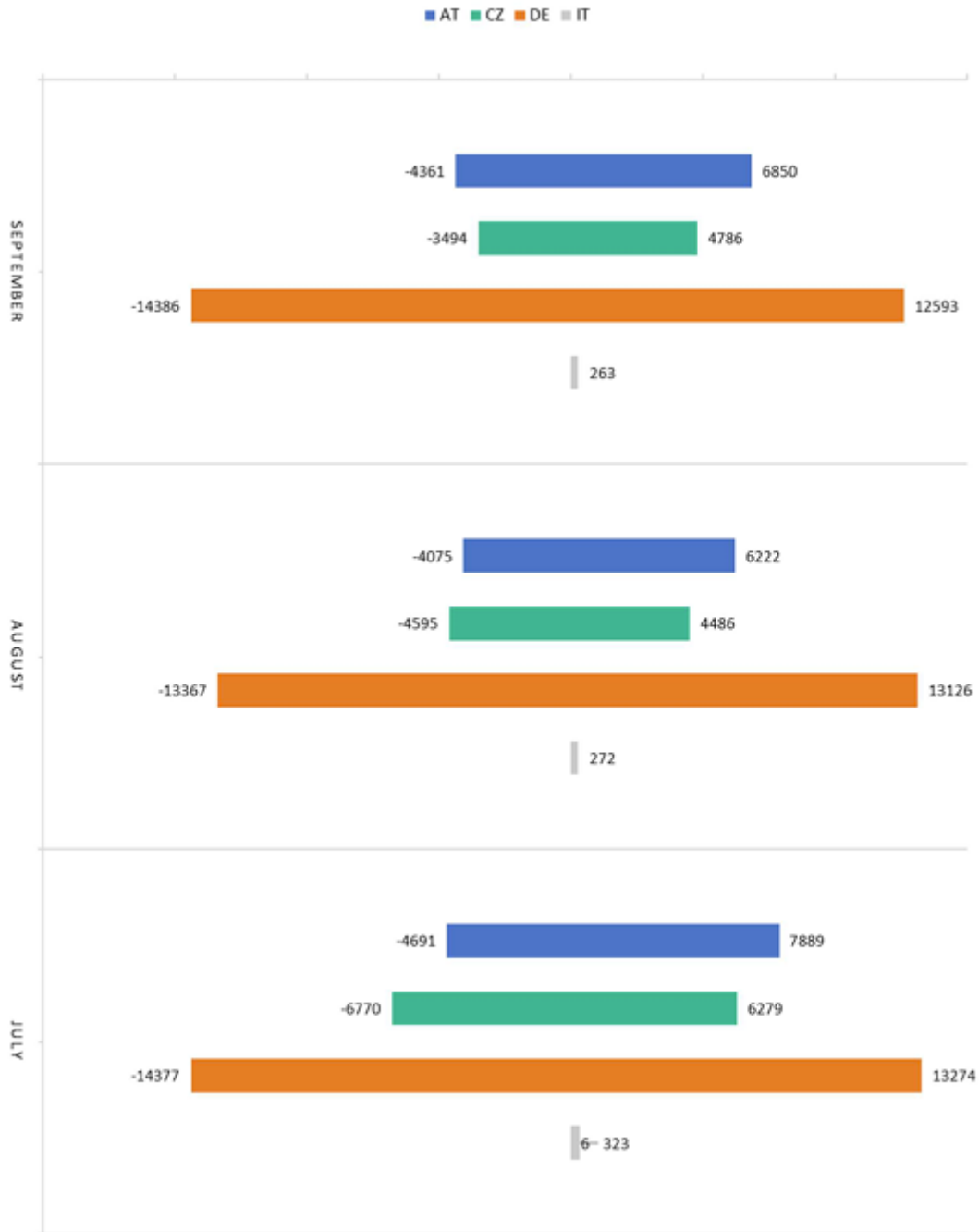


Figura 11 media pesata dei prezzi del 5% delle offerte più onerose sottomesse in ciascun paese [fonte ENTSO-E]

#### ***1.4.1 Misure di mitigazione in discussione a livello europeo***

Per mitigare il problema della formazione di spike di prezzo (sia positivi che negativi) sulla piattaforma aFRR, nel mese di febbraio 2024, i TSO hanno inviato ad ACER una proposta di emendamenti alla metodologia di determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento e al quadro di implementazione della piattaforma aFRR, dopo aver svolto una consultazione pubblica<sup>8</sup>. Tali emendamenti introducono delle misure volte a mitigare il rischio di formazione di incidenti di prezzo e prevedono:

- **Introduzione di un fabbisogno elastico sulla piattaforma aFRR:** attraverso questo strumento i TSO hanno la facoltà di esprimere un prezzo entro il quale il fabbisogno può essere soddisfatto dalla piattaforma aFRR, tenendo quindi in considerazione il costo opportunità di provvedere al ripristino della frequenza entro i termini stabiliti con altre tipologie di riserva. Questa facoltà sarebbe consentita solamente per la quota parte di fabbisogno eccedente la quantità di aFRR dimensionata ai sensi dell'articolo 157 del Regolamento (EU) 2017/1485 del 2 agosto 2017, che stabilisce linee guida per l'esercizio del sistema (Regolamento SOGL).

Questa misura nasce dal fatto che, attualmente, sulla piattaforma aFRR i TSO hanno pieno accesso all'ordine di merito, anche per volumi superiori alle quantità condivise da ciascuno, in deroga alle disposizioni del Regolamento Balancing. Questo garantisce una migliore performance nel ripristino della frequenza, ma comporta anche il fatto che tutti i fabbisogni di aFRR vengano soddisfatti ad ogni prezzo, indipendentemente dagli obblighi dei TSO per il dimensionamento delle riserve. Tale disegno può portare all'attivazione di offerte estremamente costose, anche in situazioni in cui tale attivazione non è necessaria per garantire la qualità della frequenza, con il risultato (direttamente o indirettamente) di costi inutilmente elevati a carico del sistema e dei BRP.

- **Determinazione del prezzo in base alle offerte realmente attivate:** come descritto in precedenza, l'attuale implementazione delle regole di determinazione dei prezzi non tiene conto della dinamica di attivazione dei controllori locali e delle risorse asservite, con il risultato che, in caso di forte volatilità dei fabbisogni, il prezzo della aFRR scambiata in un ciclo di ottimizzazione venga determinato da un'offerta che a livello locale non è effettivamente attivata. La proposta dei TSO è quindi quella di determinare il prezzo di ciascun ciclo di ottimizzazione in base al segnale in uscita dal controllore locale della LFC Area, ovvero l'input di attivazione delle risorse. In pratica, per ciascuna regione non congestionata, il prezzo per le attivazioni a salire è stabilito dal minimo tra:
  - il massimo prezzo marginale locale, ovvero il massimo fra i prezzi individuati dall'intersezione tra l'ordine di merito locale e il segnale locale (LFC output) inviato alle risorse e

---

<sup>8</sup> <https://consultations.entsoe.eu/markets/all-tsos-proposal-amendments-afrr-if-pricing-metho/>

- il prezzo determinato dalle selezioni dell'algoritmo, secondo l'attuale approccio.

Per le attivazioni a scendere vale invece il viceversa.

La Figura 12 mostra un esempio della nuova metodologia proposta per la determinazione del prezzo in una regione non congestionata formata da due TSO. Si nota come durante il tempo di attivazione (gradino rosso) il prezzo marginale nei cicli di ottimizzazione sottesi vari in funzione del profilo di reale attivazione da parte dei TSO, mentre per la deattivazione il prezzo segue la regola attuale (determinazione in base alla selezione istantanea dell'algoritmo). In base a simulazioni svolte dai TSO, questa nuova regola dovrebbe ridurre l'accadimento di incidenti di prezzo di breve durata.

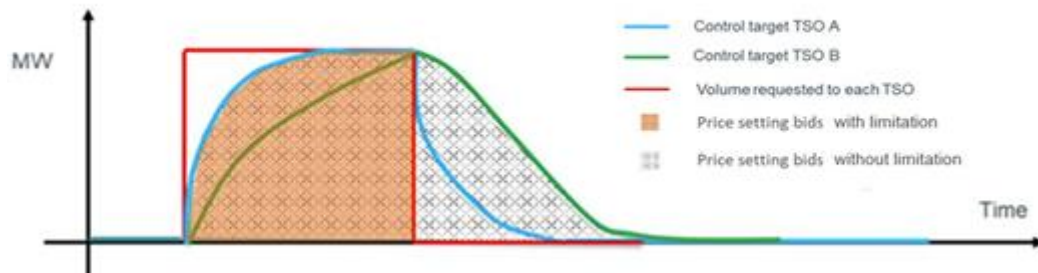


Figura 12 Esempio di determinazione del prezzo marginale per una regione non congestionata secondo le nuove regole proposte [fonte ENTSO-E]

#### 1.4.2 Impatti sul sistema italiano

Come già mostrato dai rapporti trimestrali di ENTSO-E, con l'avvio della partecipazione alla piattaforma PICASSO da parte di Terna, il sistema italiano è diventato parte del mercato integrato transfrontaliero della aFRR, i cui esiti dipendono dalle condizioni di mercato complessive in termini di offerte dei BSP, fabbisogni dei TSO e capacità di scambio, esponendosi anche al rischio di propagazione degli spike di prezzo identificati sulla piattaforma, nonostante a livello locale non siano presenti offerte sottomesse dagli operatori a prezzi esageratamente elevati (o bassi, nel caso di offerte a scendere).

In un contesto di mercato integrato risolto tramite asta a prezzo marginale, esiste sempre la possibilità che il prezzo di una zona di mercato sia stabilito da offerte di zone adiacenti, purché sia disponibile sufficiente capacità di transito da non congestionare il collegamento tra di esse. In presenza di sufficiente capacità di transito si possono identificare due casi per cui il prezzo marginale è fissato da offerte estere: i) le offerte estere sono (tutte o in parte) più economiche delle offerte nazionali e quindi l'algoritmo ne predilige l'attivazione fino a concorrenza dei fabbisogni da soddisfare, oppure ii) le offerte nazionali sono più economiche del prezzo marginale fissato, ma per il soddisfacimento dei fabbisogni nella regione non congestionata è necessario selezionare offerte estere più costose. Il secondo caso è quello rilevante per quanto riguarda il rischio di propagazione dei picchi di prezzo che si verificano sulla piattaforma PICASSO a prezzi

molto superiori (inferiori) alle offerte a salire (a scendere) sottomesse a livello nazionale. Tali condizioni possono concretizzarsi in seguito a:

- Esportazione di offerte (BUY o SELL): il fabbisogno di TERNA è inferiore ai volumi italiani offerti e condivisi sulla piattaforma, ma il fabbisogno complessivo della regione non congestionata è tale da selezionare tutte le offerte italiane e fissare il prezzo marginale con un'offerta estera;
- Importazione di offerte (BUY o SELL): il fabbisogno di TERNA è superiore ai volumi italiani offerti e condivisi sulla piattaforma, perciò per il suo soddisfacimento è necessario importare a FRR ad un prezzo minore, in caso di offerte BUY (maggiore in caso di offerte SELL), stabilito da offerte estere nella medesima regione non congestionata;

Tali condizioni si manifestano sotto l'ipotesi che la capacità di scambio tra sistemi adiacenti sia sufficiente da garantire la convergenza delle aree nella medesima regione non congestionata. A tal proposito si fa notare che l'esportazione di offerte SELL o l'importazione di offerte BUY corrispondono ad un flusso in export; viceversa, l'importazione di offerte SELL o l'esportazione di offerte BUY corrispondono ad un flusso in import.

Queste casistiche saranno utilizzate nel capitolo 3 per caratterizzare le condizioni di mercato di ciascun ciclo di ottimizzazione e valutare gli eventi con una formazione di prezzi marginali al di fuori dei range di offerta degli operatori italiani.



## 2 IMPATTI DELLA PARTECIPAZIONE ALLA PIATTAFORMA PICASSO SUI PREZZI DI SBILANCIAMENTO

In base alle disposizioni della deliberazione 475/2023/R/eel, l’Autorità ha svolto delle analisi quantitative per approfondire la natura degli eventi che interessano la formazione dei prezzi di sbilanciamento, concentrandosi su un intervallo temporale dal 1° gennaio 2023 al 31 ottobre 2023.

La Figura 13 e la Figura 14 mostrano rispettivamente l’andamento temporale dei prezzi di sbilanciamento quartorari e orari, risultanti per ciascuna macrozona, nell’intervallo temporale osservato. Per ciascun grafico è riportato anche il valore massimo e il valore minimo raggiunti dal relativo prezzo, nel periodo precedente all’avvio della partecipazione alla piattaforma PICASSO da parte di Terna (avvenuta il 19 luglio 2023). L’analisi qualitativa delle serie temporali conferma come a partire dall’ingresso nella piattaforma per lo scambio di aFRR, si siano verificati eventi che hanno portato alla formazione di prezzi di sbilanciamento anomali, rispetto ai valori massimi e minimi registrati nel periodo pre-PICASSO<sup>9</sup>.

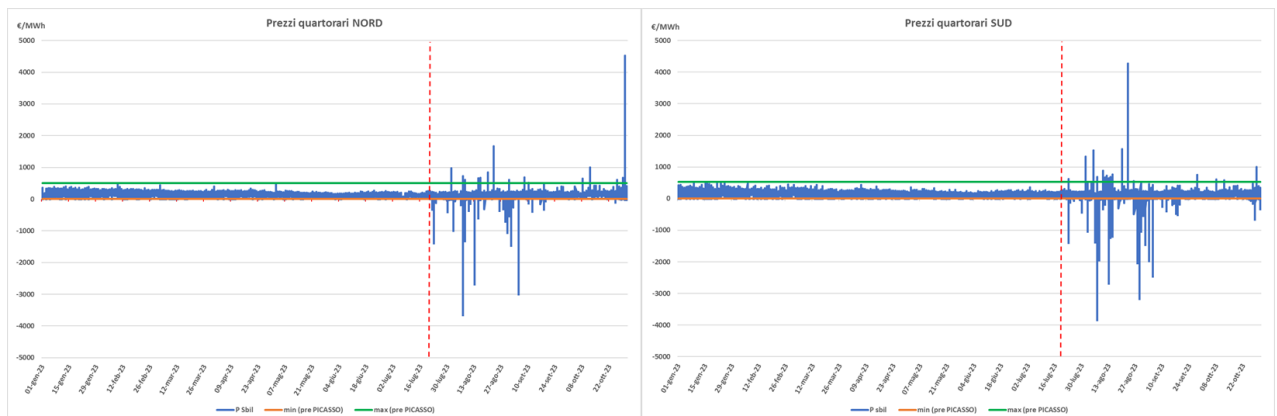


Figura 13- Prezzi di sbilanciamento quartorari per macrozona – [gennaio-ottobre 2023]

<sup>9</sup> Questo criterio di individuazione dei prezzi “anomali” non deve essere confuso con l’approccio di cui alle Linee-guida di ACER (*ACER Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency*) del 22 Luglio 2021 per identificare potenziali casi di manipolazione del mercato elettrico o di inadeguatezza del sistema elettrico. Pertanto, non è possibile inferire dall’aumento della frequenza di questi prezzi “anomali” un parallelo aumento dei casi di manipolazione del mercato elettrico e/o di inadeguatezza del sistema elettrico né tantomeno l’assenza di tali casi nel periodo pre-PICASSO.



Figura 14- Prezzi di sbilanciamento orari per macrozona - [gennaio - ottobre 2023]

Prendendo come riferimento i valori massimi e minimi del periodo 2023 pre-PICASSO, sono stati analizzati per ciascuna macrozona i periodi temporali con segno dello sbilanciamento aggregato macrozonale positivo (zona lunga) e negativo (zona corta), individuando gli eventi in cui il relativo prezzo ha superato il limite inferiore, in caso di zona lunga, e superiore, nel caso di zona corta. La Tabella 1 e la Tabella 2 mostrano, rispettivamente per i prezzi orari e quattorari, per ciascuna macrozona una sintesi con la ripartizione dei periodi rilevanti in base al segno dello sbilanciamento e il numero di eventi in cui il prezzo ha superato i limiti convenzionalmente stabiliti per l'analisi, nonché l'incidenza percentuale rispetto al numero di periodi rilevanti di riferimento.

I dati mostrano come il numero di eventi con superamento del limite inferiore, che portano alla formazione di un prezzo di sbilanciamento negativo, sia sensibilmente maggiore del numero di eventi con superamento del limite superiore, sia per i prezzi orari che per i prezzi quattorari. Sebbene l'incidenza degli eventi eccedenti i limiti considerati sia piuttosto contenuta, non si può trascurare l'impatto che tali eventi possono avere sulla valorizzazione degli sbilanciamenti per gli utenti del dispacciamento, il quale dipende dall'entità del picco di prezzo raggiunto.

Tabella 1 - Prezzi di sbilanciamento orari - eventi con superamento dei limiti inferiore e superiore (19 luglio - 31 ottobre)

	Macrozona NORD	Macrozona SUD
<b>Periodi rilevanti con zona lunga</b>	1239	1228
<b>Periodi rilevanti con zona corta</b>	1281	1292
<b>N. eventi a prezzo negativo fuori soglia (% rispetto al totale dei periodi con zona lunga)</b>	39 - (3,04%)	65 - (5,03%)
<b>N. eventi a prezzo positivo fuori soglia (% rispetto al totale dei periodi con zona corta)</b>	9 - (0,73%)	14 - (1,14%)

Tabella 2 - Prezzi di sbilanciamento quattorari - eventi con superamento dei limiti inferiore e superiore (19 luglio - 31 ottobre)

	Macrozona NORD	Macrozona SUD
<b>Periodi rilevanti con zona lunga</b>	5030	5112
<b>Periodi rilevanti con zona corta</b>	5054	4972
<b>N. eventi a prezzo negativo fuori soglia (% rispetto al totale dei periodi con zona lunga)</b>	126 - (2,49%)	209 - (4,09%)
<b>N. eventi a prezzo positivo fuori soglia (% rispetto al totale dei periodi con zona corta)</b>	27 - (0,54%)	54 - (1,09%)

La Figura 15 mostra la curva di durata<sup>10</sup> dei prezzi di sbilanciamento orari e quattorari, per ciascuna macrozona, sia nel caso di prezzi negativi che nel caso di prezzi positivi superiori al valore soglia stabilito convenzionalmente per questa analisi.

<sup>10</sup> La curva di durata indica la percentuale degli eventi in cui un determinato livello di prezzo è stato superato

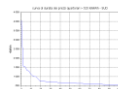
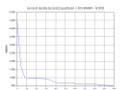
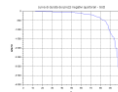
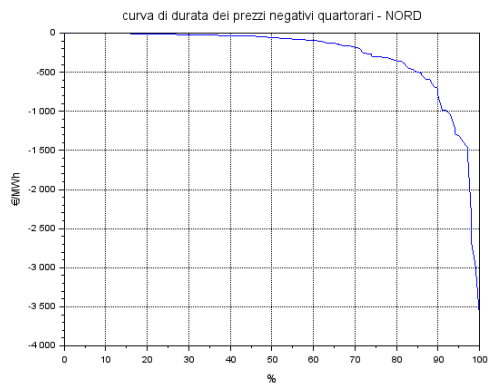
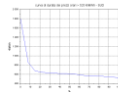
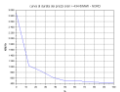
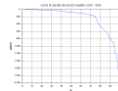
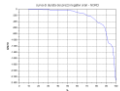


Figura 15 Curve di durata dei prezzi di sbilanciamento orari e quartorari, eccedenti le soglie stabilite, in ciascuna macrozona (luglio 2023 – ottobre 2023)

I grafici indicano come gli eventi al di fuori dei limiti convenzionali assunti abbiano portato a rilevanti picchi di prezzo, sia positivi che negativi, tanto per i prezzi di sbilanciamento quartorari, quanto per quelli orari. A complemento dei grafici, la Tabella 3 riporta i principali indicatori statistici relativi ai prezzi di sbilanciamento nei periodi rilevanti in cui sono stati superati i limiti assunti convenzionalmente per l'analisi.

*Tabella 3 – principali indicatori relativi ai prezzi di sbilanciamento negli eventi eccedenti i limiti assunti [valori in €/MWh]*

	Prezzi orari				Prezzi quartorari			
	NORD		SUD		NORD		SUD	
	Negativi	Positivi	Negativi	Positivi	Negativi	Positivi	Negativi	Positivi
<b>max</b>	-0,37	2888,76	-0,17	1812,43	-0,17	4519,67	-0,07	4280,82
<b>min</b>	-2382,64	434,60	-1950,78	525,280	-3655,10	507,00	-3838,62	529,20
<b>media</b>	-257,36	859,96	-251,01	699,70	-284,10	891,94	-332,86	796,81
<b>mediana</b>	-42,57	503,55	-72,37	612,46	-57,10	672,19	-69,18	654,98

Per meglio identificare le cause dei valori anomali dei prezzi, sono stati separati e analizzati i differenti contributi delle grandezze che concorrono alla media pesata del prezzo di sbilanciamento, ai sensi del Capitolo 7 del Codice di Rete di Terna, separando la quota riconducibile alle attivazioni sul mercato di bilanciamento nazionale, alle attivazioni tramite la piattaforma TERRE e alle attivazioni tramite la piattaforma PICASSO. Da questa ulteriore analisi emerge che il contributo più rilevante per la definizione del prezzo di sbilanciamento durante gli eventi eccedenti i limiti considerati è quello relativo al fabbisogno soddisfatto tramite la piattaforma PICASSO. A titolo esemplificativo, si riportano i dati relativi ai prezzi di sbilanciamento quartorari più estremi per la macrozona SUD. In particolare, i dati corrispondono al 10° percentile degli eventi con prezzo di sbilanciamento quartorario negativo, Tabella 4, e prezzo di sbilanciamento maggiore di 525 €/MWh, Tabella 5.

*Tabella 4 Componenti del prezzo di sbilanciamento e relativo periodo rilevante, per i valori corrispondenti al 10° percentile degli eventi con prezzo negativo [valori in €/MWh]*

<b>Periodo rilevante</b>	<b>P Sbil</b>	<b>Quota MB</b>	<b>Quota RR</b>	<b>Quota aFRR</b>
07/08/2023 21:45	-3838.62	0.00	0.00	-3838.62
07/08/2023 17:00	-3295.60	17.87	0.00	-3313.47
29/08/2023 00:45	-3157.08	8.30	3.96	-3169.33
07/08/2023 17:15	-3061.70	16.32	0.00	-3078.01
13/08/2023 10:45	-2675.54	0.00	0.00	-2675.54
07/08/2023 22:45	-2496.50	0.00	0.00	-2496.50
05/09/2023 05:00	-2458.74	6.62	0.00	-2465.36
28/08/2023 21:45	-2039.27	34.85	0.00	-2074.12
07/08/2023 03:15	-2024.08	10.92	0.00	-2035.00
03/09/2023 09:30	-1972.96	0.00	0.00	-1972.96
08/08/2023 18:00	-1946.55	0.00	0.00	-1946.55
07/08/2023 15:15	-1613.74	0.09	0.00	-1613.83
01/09/2023 06:00	-1458.81	0.00	0.00	-1458.81
28/08/2023 21:30	-1435.84	33.37	0.00	-1469.21
07/08/2023 02:15	-1400.40	7.04	0.00	-1407.44
23/07/2023 16:00	-1383.08	0.30	0.00	-1383.39
06/08/2023 17:00	-1380.07	0.00	0.00	-1380.07
08/08/2023 05:00	-1311.46	0.12	0.00	-1311.57
07/08/2023 01:45	-1277.35	7.17	0.00	-1284.51
14/08/2023 09:45	-1229.46	0.00	0.00	-1229.47
13/08/2023 09:45	-1208.43	0.00	0.00	-1208.43

*Tabella 5 Componenti del prezzo di sbilanciamento e relativo periodo rilevante, per i valori corrispondenti al 10° percentile degli eventi con prezzo positivo superiore a 525 €/MWh [valori in €/MWh]*

<b>Periodo rilevante</b>	<b>P Sbil</b>	<b>Quota MB</b>	<b>Quota RR</b>	<b>Quota aFRR</b>
02/08/2023 08:45	529.19	0.00	0.00	529.20
10/08/2023 06:00	545.61	20.09	0.00	525.52
14/08/2023 00:00	547.06	59.30	0.00	487.77
12/10/2023 14:45	550.22	90.55	0.00	459.67
12/08/2023 18:15	550.27	33.69	0.00	516.58
12/08/2023 14:15	555.92	0.00	0.00	555.92

Nei capitoli seguenti si analizzano i dati relativi alla partecipazione di Terna alla piattaforma PICASSO per indagare le ragioni della formazione di tali prezzi e identificare possibili misure di mitigazione, da applicare alle modalità di partecipazione alla piattaforma aFRR o alla disciplina del calcolo dei prezzi di sbilanciamento.

### 3 OPERATIVITÀ SULLA PIATTAFORMA PICASSO NEI PRIMI MESI DI PARTECIPAZIONE

A partire dal 19 luglio 2023 Terna ha avviato la partecipazione alla piattaforma PICASSO. Nei primi mesi di operatività oggetto d'analisi nella presente istruttoria (luglio – ottobre), il tasso di partecipazione<sup>11</sup> alla piattaforma è stato superiore al 90%, fatta eccezione per il mese di agosto, dove si è verificato un aumento delle disconnessioni (si veda Figura 16).

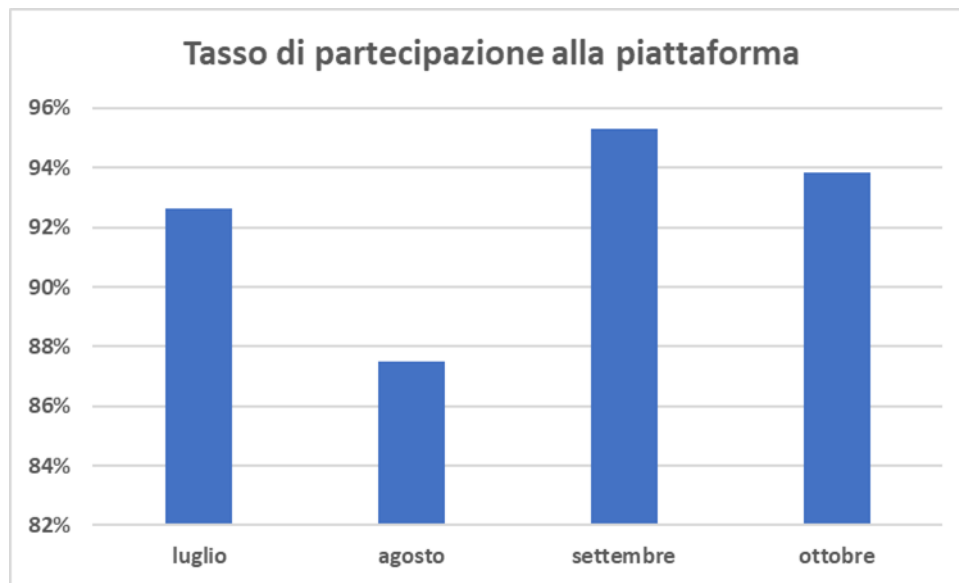


Figura 16 Tasso di partecipazione alla piattaforma nei primi mesi di operatività

Nei mesi oggetto di analisi, Terna ha sottomesso alla piattaforma un fabbisogno di energia di bilanciamento da aFRR pari a 361 GWh a salire e circa 617 GWh a scendere. La Figura 17 mostra la ripartizione del fabbisogno nei diversi mesi oggetto di analisi. Si fa notare come, in base alla descrizione del funzionamento delle piattaforme aFRR e IN fornita al capitolo 1.2, il fabbisogno inviato alla piattaforma può essere soddisfatto, tutto o in parte, attraverso:

- il netting implicito con gli altri TSO che partecipano alla piattaforma aFRR;
- l'imbalance netting con i TSO che partecipano alla piattaforma IN ma non alla piattaforma aFRR;
- l'attivazione di risorse dall'ordine di merito comune della piattaforma aFRR, che possono quindi essere nazionali o estere, compatibilmente con i vincoli di transito tra LFC area.

<sup>11</sup> Il tasso di partecipazione è calcolato come il rapporto tra il numero di cicli di ottimizzazione in cui Terna è risultata connessa alla piattaforma e il numero totale di cicli di ottimizzazione del mese (fatta eccezione per il mese di luglio, dove il conteggio avviene a partire dal giorno 19)

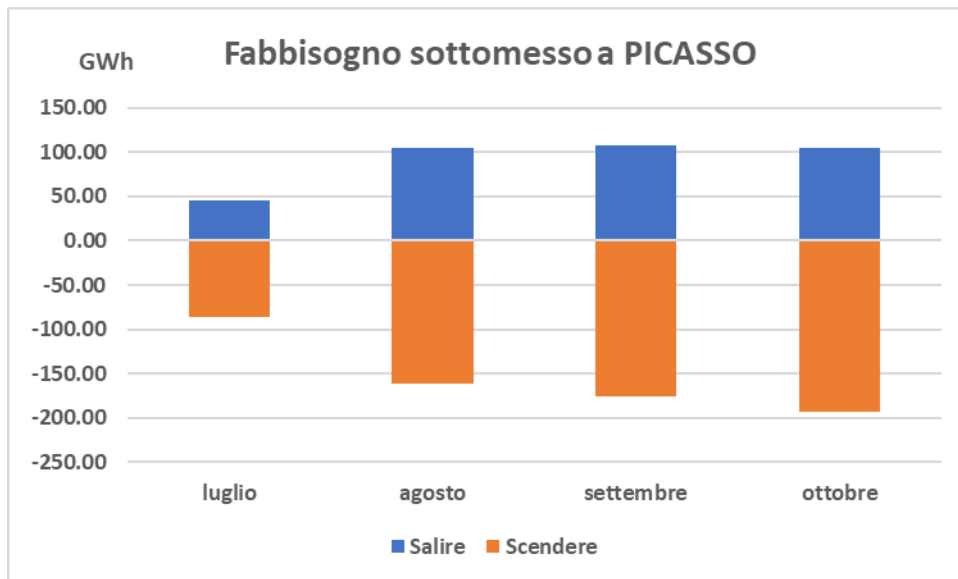


Figura 17 Fabbisogno di aFRR sottomesso alla piattaforma a salire e a scendere in ciascun mese analizzato

Complessivamente sono stati scambiati con l'estero circa 74 GWh in export e 17 GWh in import, tutti tramite l'unica frontiera che interconnette il sistema Italia con gli altri sistemi attualmente operativi sulla piattaforma, ovvero la frontiera Italia-Austria. La Figura 18 mostra come si è ripartito lo scambio nei diversi mesi oggetto di analisi. Si fa notare che i volumi di scambio in esito a PICASSO riportati includono il netting implicito, lo scambio di attivazione di aFRR, ma non i volumi scambiati attraverso il processo di imbalance netting.

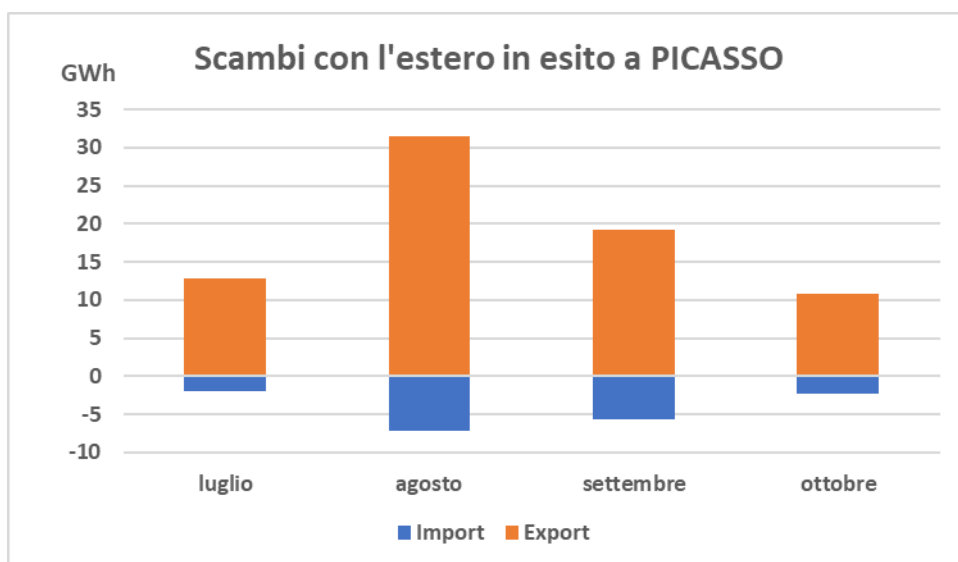


Figura 18 Scambi con l'estero in esito a PICASSO

La grande differenza tra i volumi in export e quelli in import è riconducibile sia alla tipologia di fabbisogno inviato da Terna alla piattaforma, sia ai valori di capacità di



interconnessione (ATC) disponibili nel tempo reale per lo scambio di aFRR, a valle dei mercati dell'energia. Essendo la frontiera Italia-Austria interessata da flussi prevalentemente in importazione verso l'Italia in esito ai mercati dell'energia, la capacità residua in import per il bilanciamento risulta spesso limitata o nulla, mentre risulta maggiore la capacità in esportazione, idealmente pari alla ATC in export definita, più la quantità allocata in importazione, che teoricamente è disponibile in controflusso. La Figura 19 conferma questa lettura, mostrando come la capacità media disponibile in export sia anche 4 volte maggiore di quella in import. La notevole riduzione di capacità in entrambe le direzioni nei mesi di settembre e ottobre è riconducibile al fuori servizio delle linee Lienz – Soverzene (manutenzione periodica programmata) e Greuth – Tarvisio (fuori servizio prolungato a seguito di guasto), che ha di fatto azzerato la ATC in entrambe le direzioni tra il 19 settembre e il 20 ottobre 2023<sup>12</sup>.

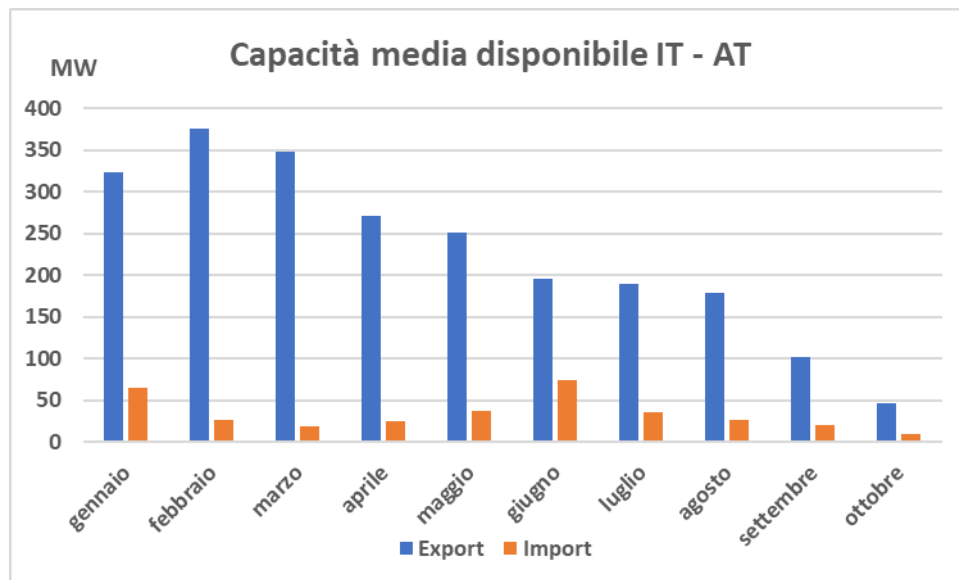


Figura 19 ATC media disponibile in import e in export sulla frontiera Italia-Austria

Nel periodo luglio – ottobre, in esito all'ottimizzazione della piattaforma, sono state selezionate offerte italiane per un totale di 215 GWh a salire e 202 GWh a scendere (vedi Figura 21); tale selezione può essere avvenuta indistintamente per soddisfare il fabbisogno di Terna o dei TSO esteri connessi alla piattaforma, in linea con i principi di un mercato integrato. Si fa notare che le quantità selezionate dall'algoritmo di PICASSO per soddisfare la domanda dei TSO non corrispondono esattamente alle quantità effettivamente attivate ed erogate dalle risorse nazionali, per via delle dinamiche del regolatore di riserva secondaria e della risposta effettiva delle risorse al segnale, come spiegato al capitolo 1.2.

Infine la Figura 21 riporta la differenza tra il fabbisogno sottomesso alla piattaforma da Terna e i volumi corrispondenti alle offerte italiane selezionate dall'algoritmo; tale

<sup>12</sup> Per il dettaglio sulle capacità disponibili si veda la transparency platform di ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu>)

differenza è compensata dal netting implicito sulla piattaforma aFRR, dal netting con i TSO che partecipano alla piattaforma IN ma non a PICASSO e in ultimo dall'importazione di offerte condivise dai TSO esteri. I maggiori volumi nella direzione a scendere sono spiegabili con la maggior ATC disponibile in export rispetto all'import; infatti, sia il netting del fabbisogno a scendere sia l'accettazione di offerte estere a scendere corrispondono ad un flusso in export.

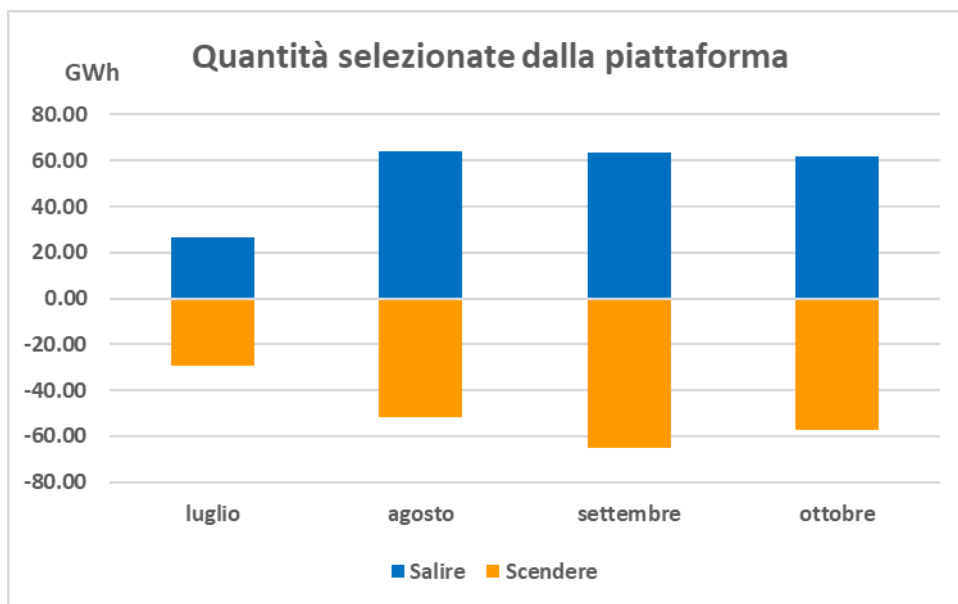


Figura 20 Volumi corrispondenti alle offerte italiane selezionate dalla piattaforma a salire e a scendere

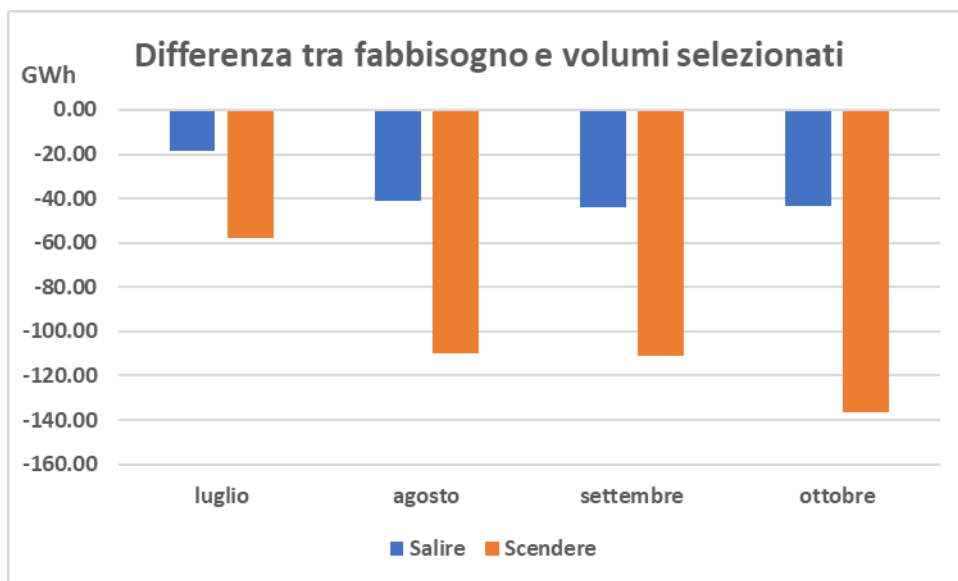


Figura 21 differenza tra fabbisogno di aFRR inviato alla piattaforma e offerte selezionate dall'algoritmo

### 3.1 Analisi degli esiti del mercato aFRR

#### 3.1.1 Prezzi marginali in esito alla piattaforma

Sono stati analizzati i prezzi marginali in esito alla piattaforma, focalizzandosi sulle situazioni in cui il prezzo è risultato al di fuori dell'intervallo di offerta massimo (a salire) e minimo (a scendere), relativo alle offerte convertite e condivise sulla piattaforma da Terna. Nel periodo luglio – ottobre tale intervallo è risultato essere [0 – 445] €/MWh.

Nei cicli di ottimizzazione in cui Terna è stata connessa alla piattaforma (un totale di 2'083'665 intervalli di 4 secondi ciascuno), nel 38% degli intervalli il prezzo è stato fissato da selezioni BUY, nel 40% da selezioni SELL e nel 22% dalla condizione di netting<sup>13</sup>.

Nell'arco temporale analizzato si sono verificati 42'887 intervalli con un prezzo negativo, corrispondente al 5,3% degli intervalli con selezioni BUY. La Figura 22 mostra la curva di durata dei prezzi negativi che si sono formati per l'area LFC italiana in esito a PICASSO. Il valor medio è -470,87 €/MWh mentre il minimo raggiunto è -9'994 €/MWh. I valori -16 €/MWh, -50,8 €/MWh, -161 €/MWh, -950 €/MWh corrispondono rispettivamente al 75°, 50°, 25° e 10° percentile<sup>14</sup>.

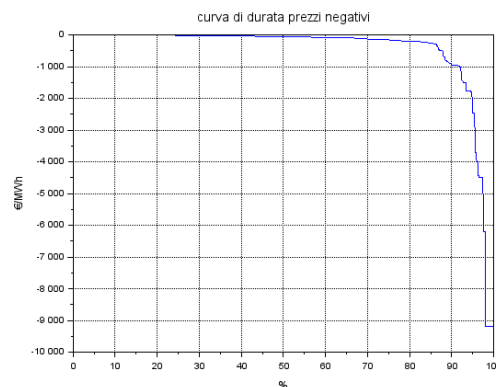


Figura 22 Curva di durata dei prezzi negativi in esito a PICASSO

In 1635 occorrenze i prezzi negativi sono stati dei casi isolati (ovvero si sono verificati per un solo ciclo di 4s), mentre i restanti casi sono concentrati in 2564 eventi che raggruppano più cicli di ottimizzazione consecutivi, la cui media è 16 intervalli (circa 64 secondi), mentre l'evento più lungo comprende 1183 intervalli (circa 78 minuti) e si è verificato il 7 agosto alle 1:42. La Figura 23 mostra la curva di durata degli eventi relativi a intervalli multipli con un prezzo negativo (la scala delle ordinate è limitata per semplicità di lettura del grafico).

<sup>13</sup> Per maggiori dettagli si veda la descrizione dei principi di funzionamento della piattaforma e le relative regole per la determinazione del prezzo

<sup>14</sup> Si ricorda che il percentile è il valore tale per cui una data percentuale degli elementi sotto osservazione è minore del valore stesso. Pertanto, rispetto alla percentuale riportata in ascissa della curva di durata, il percentile risulta essere il complemento a 100.



Figura 23 Curva di durata degli eventi a prezzo negativo con durata superiore a 4 secondi

Analisi analoga è stata svolta per la formazione di prezzi positivi, superiori alla soglia stabilita (pari al prezzo massimo delle offerte a salire condivise da Terna sulla piattaforma, nel periodo luglio – ottobre).

In questo caso si sono verificati 3'057 intervalli con prezzo superiore a 445 €/MWh, corrispondenti allo 0,4% degli intervalli con selezioni SELL. La Figura 24 mostra la curva di durata dei prezzi maggiori di 445 €/MWh, che si sono formati per l'area LFC italiana in esito a PICASSO. Il valor medio è 3'108 €/MWh mentre il massimo raggiunto è 15'000 €/MWh. I valori 5'857 €/MWh, 5'070 €/MWh, 1'450 €/MWh, 560 €/MWh, €/MWh corrispondono rispettivamente al 90°, 75°, 50° e 25° percentile.

In 384 occorrenze i prezzi positivi e superiori a 445 €/MWh sono stati validi per un solo ciclo di 4 secondi, mentre i restanti casi sono concentrati in 371 eventi che raggruppano più cicli di ottimizzazione consecutivi, la cui media è di 7 intervalli (circa 30 secondi), mentre l'evento più lungo comprende 56 intervalli (circa 3 minuti e mezzo) e si è verificato il 12 settembre alle 6:43. La Figura 25 mostra la curva di durata degli eventi relativi a intervalli multipli con un prezzo positivo e superiore a 445 €/MWh.

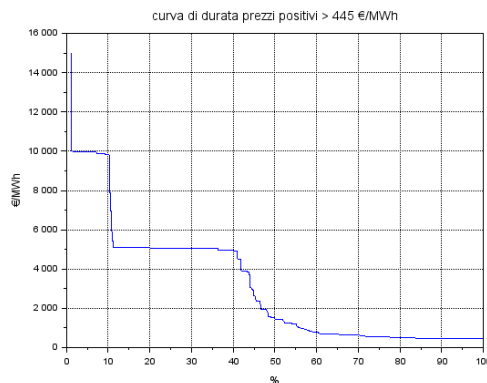


Figura 24 Curva di durata dei prezzi maggiori di 445 €/MWh in esito a PICASSO

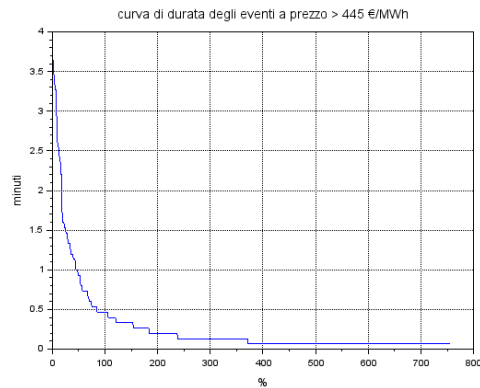


Figura 25 Curva di durata degli eventi a prezzo > 445 €/MWh e con durata superiore a 4 secondi

### 3.1.2 Analisi delle opportunità di coupling

Per tutto l'orizzonte temporale oggetto di analisi, sono state analizzate le possibilità di *coupling* con le LFC area adiacenti per individuare gli intervalli in cui il prezzo marginale può essere potenzialmente fissato da un'offerta estera, ad un livello superiore (inferiore) rispetto al prezzo delle offerte a salire (a scendere) condivise sulla piattaforma da Terna, in base alle condizioni descritte al capitolo 1.4. In particolare, per ciascun ciclo di ottimizzazione in cui Terna è risultata operativa sulla piattaforma PICASSO si è confrontato il fabbisogno di aFRR istantaneo inviato alla piattaforma con il dato di semibanda approvvigionata da Terna in MSD ex-ante<sup>15</sup>, per valutare il margine residuo (sia a salire che a scendere) disponibile per l'esportazione o il deficit di riserva da importare per soddisfare il fabbisogno. Confrontando poi il margine residuo con l'ATC disponibile in entrambe le direzioni è possibile ricondurre ogni ciclo di ottimizzazione ad una delle cinque condizioni seguenti: import di offerte SELL, export di offerte SELL, import di offerte BUY, export di offerte BUY, "No coupling", nel senso che le condizioni non consentono teoricamente di includere il sistema italiano in una regione non congestionata in cui il prezzo marginale è fissato a un prezzo superiore (inferiore) dell'ultima offerta a salire (scendere) condivisa da Terna. La Tabella 6 mostra i risultati delle analisi descritte.

E' opportuno ricordare che questa caratterizzazione degli intervalli è svolta sulla base dei dati in input alla piattaforma PICASSO e non tiene conto delle opportunità di netting realizzate con i TSO non ancora connessi alla piattaforma aFRR ma operativi sulla piattaforma IN (RTE, Swissgrid, Eles), la cui ottimizzazione avviene nello step intermedio dell'algoritmo di PICASSO (vedi capitolo 1.2), e che potrebbe cambiare il fabbisogno effettivamente soddisfatto dal mercato aFRR e quindi la caratterizzazione

<sup>15</sup> In questa analisi, con il termine semibanda approvvigionata in MSD si fa riferimento al dato di fabbisogno di riserva secondaria da approvvigionare in input a MSD ex-ante, che può essere diverso dalle quantità effettivamente riservate, a causa dell'ottimizzazione di MSD e di eventi accidentali (es. perdita di un gruppo)

finale del ciclo di ottimizzazione. Si ritiene tuttavia che quest'analisi fornisca una buona indicazione sulle possibilità di *coupling* nel mercato aFRR.

*Tabella 6 Possibilità di coupling in una regione non congestionata con prezzo marginale al di fuori del range offerto sulla piattaforma da Terna sulla base dei dati in input a PICASSO*

<b>Tipo</b>	<b>Percentuale di intervalli analizzati</b>
Export offerte SELL	6,6%
Export offerte BUY	1,3%
Import offerte SELL	13,6%
Import offerte BUY	25,2%
No coupling	53,3%

Incrociando questi dati con gli eventi a prezzo negativo è emerso che circa il 2% degli intervalli in cui si è formato un prezzo negativo in Italia è riconducibile ad una condizione di esportazione di offerte BUY, mentre il restante 98% è riconducibile alla condizione di importazione di offerte BUY, il che significa che Terna si è presentata in input alla piattaforma PICASSO con un fabbisogno superiore alla semibanda procurata in MSD ex-ante e che vi era sufficiente capacità di scambio sulla frontiera austriaca per importare offerte di aFRR per soddisfare il proprio fabbisogno (trascurando la potenziale compensazione nel processo di imbalance netting, che potrebbe ridurre il fabbisogno di aFRR effettivamente richiesto all'ultimo step di ottimizzazione di PICASSO).

Analizzando gli scambi alla frontiera Italia – Austria in esito alla piattaforma (relativi al solo scambio di aFRR o al netting implicito che avviene nel primo step dell'ottimizzazione di PICASSO) negli intervalli in cui si forma un prezzo negativo, emerge come nel 93,6 % dei casi il transito sia in export, confermando la condizione prevalente di “import di offerte BUY”<sup>16</sup>, mentre nel 3% dei casi sia in import.

Per quanto riguarda invece gli intervalli in cui si sono formati prezzi positivi maggiori di 445 €/MWh, il 3% dei casi è riconducibile alle condizioni di export di offerte SELL, il 47% alle condizioni di import di offerte SELL e il restante 50% alle condizioni di “no coupling”. Nella maggior parte di questi ultimi intervalli in condizione di potenziale “no coupling”, il prezzo è stato determinato in base alla situazione di perfect netting, descritta al capitolo 1.2, ovvero all'interno della regione non congestionata non sarebbero state selezionate né offerte a salire né offerte a scendere; pertanto il prezzo dovrebbe essere fissato dalla media tra i prezzi della prima offerta a salire e della prima offerta a scendere, disponibili nella regione non congestionata. Gli esiti della piattaforma sembrano in

<sup>16</sup> Importazione di offerte a scendere si traduce in uno scambio in export alla frontiera

contrasto con le regole di determinazione del prezzo approvate e pubblicate e non è chiaro come in condizione di netting possa determinarsi un prezzo superiore alle offerte potenzialmente disponibili che teoricamente non sono state accettate dall’algoritmo della piattaforma.

Analogamente a quanto fatto per gli intervalli con prezzo negativo, sono stati analizzati i transiti in esito alla piattaforma, per valutare la coerenza tra formazione dei prezzi e determinazione delle congestioni. Il 36% degli intervalli hanno visto un transito in export, il 33% un transito in import e il 31% un transito nullo. Rispetto al caso dei prezzi negativi, la casistica in cui il prezzo italiano viene fissato da un’offerta estera in presenza di transito nullo è decisamente maggiore, confermando la necessità di ulteriori approfondimenti sui meccanismi di formazione del prezzo.

### 3.2 Analisi del fabbisogno di aFRR e dimensionamento delle riserve

Alla luce del fatto che la quasi totalità degli eventi a prezzo negativo e buona parte degli eventi a prezzo positivo superiore al prezzo massimo offerto in Italia sono riconducibili ad una situazione in cui Terna invia alla piattaforma PICASSO un fabbisogno di aFRR superiore alla semibanda approvvigionata in MSD ex-ante, sono stati analizzati gli eventi in cui ciò avviene, identificando l’ampiezza dello scarto e la durata nel tempo. Lo scarto in ciascun ciclo di ottimizzazione è calcolato come differenza tra il valore assoluto del fabbisogno e la semibanda.

Nell’orizzonte temporale analizzato, nel 43% degli intervalli in cui il fabbisogno di aFRR è negativo, tale fabbisogno è risultato superiore alla semibanda approvvigionata (Figura 26). Il valor medio dello scarto positivo è 307 MW e il valore massimo è 2165 MW. Per quanto riguarda gli intervalli in cui il fabbisogno di aFRR è positivo, si è verificato un superamento della semibanda approvvigionata in MSD ex-ante nel 33% dei casi. Il valor medio dello scarto positivo è 260 MW e il valore massimo è 1871 MW.

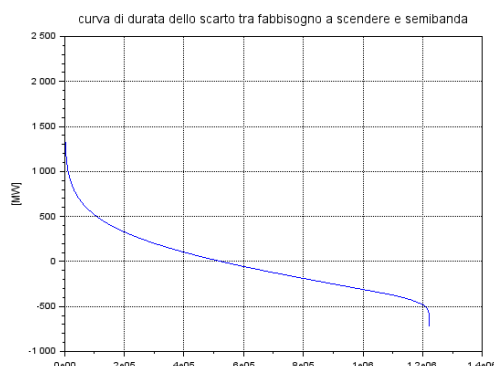


Figura 26 Curva di durata dello scarto tra fabbisogno a scendere e relativa semibanda



Figura 27 Curva di durata dello scarto tra fabbisogno a salire e relativa semibanda

Analizzando gli eventi (un evento è costituito da un singolo intervallo di 4 secondi o da un insieme di intervalli consecutivi), in cui il fabbisogno negativo eccede la semibanda, sono stati identificati 21'547 eventi di cui 7'384 intervalli singoli e 14'163 eventi con intervalli multipli; la durata media degli eventi con intervalli multipli è di circa 2 min, mentre la durata massima è di circa 157 minuti, avvenuta il 4/08/2023 a partire dalle 21:27. In totale, nei mesi oggetto di analisi, si sono verificati 246 eventi con una durata superiore a 30 minuti (durata media degli eventi 45 minuti).

Analogamente, per le situazioni in cui il fabbisogno è positivo, sono stati identificati un 33% di casi in cui il fabbisogno inviato da Terna ha superato la semibanda, raggruppati in 13'991 eventi tra cui 5'043 eventi con intervalli singoli e 8'948 eventi con intervalli multipli, la cui durata media è di circa 2 minuti e la durata massima di 75 minuti, il 4/08/2023 dalle 14:03. Sono stati identificati 69 eventi con durata superiore a 30 minuti (durata media degli eventi 38 minuti).

Focalizzandosi sulle situazioni in cui il fabbisogno inviato alla piattaforma è negativo, non è stata identificata alcuna correlazione specifica tra il valore dei prezzi negativi determinati sulla piattaforma e il valore dello scarto tra fabbisogno e semibanda, a conferma che l'esito del mercato dipende da molti fattori esterni, tra cui i fabbisogni degli altri TSO, le offerte disponibili, le ATC disponibili e le opportunità di netting.

Considerato l'elevato numero di casi in cui il fabbisogno di aFRR è superiore al valore di semibanda in input a MSD, si ritiene opportuno approfondire le modalità di dimensionamento della riserva secondaria e, più in generale, delle riserve finalizzate al bilanciamento, per verificare che siano rispettati i requisiti minimi stabiliti dal Regolamento SOGL e dal documento *LFC Block Operational Agreement (LFCBOA)* di cui all'articolo 119 del Regolamento SOGL. Da un'analisi preliminare svolta sui fabbisogni dichiarati da Terna in input al processo di approvvigionamento di MSD ex-ante, emerge come, almeno negli ultimi tre anni, vi sia stata una generale riduzione delle riserve medie approvvigionate, almeno per quanto riguarda la riserva secondaria (Figura 28) e la riserva complessiva (riserva terziaria + riserva secondaria) a salire (Figura 29).



Questo aspetto non è di per sé negativo e potrebbe essere conseguenza dell’ottimizzazione dei costi del dispacciamento messa in atto a seguito dello schema di incentivazione di cui alla deliberazione 597/2021/R/eel, purché i margini di riserva dimensionati e approvvigionati siano in linea con i criteri del Regolamento SOGL. A tal proposito, sembra comunque opportuno procedere ad approfondire le ragioni di tale tendenza e a verificare l’ottemperanza con il quadro regolatorio.

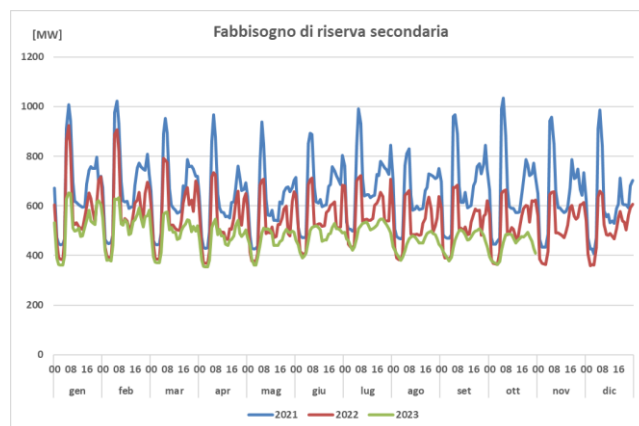


Figura 28 Fabbisogno medio orario mensile di riserva secondaria negli ultimi tre anni

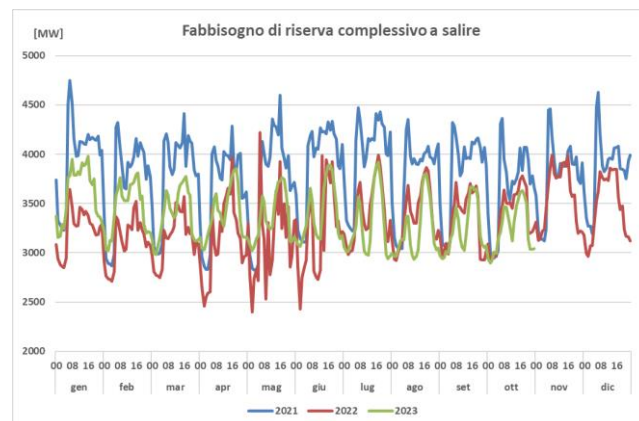


Figura 29 Fabbisogno medio orario mensile di riserva a salire negli ultimi tre anni

Ai sensi dell’articolo 157 del Regolamento SOGL, i TSO di un LFC *block* devono stabilire, all’interno del LFC Block Operation Agreement (LFCBOA), i criteri di dimensionamento dei margini di riserva complessiva di FRR (che include aFRR e mFRR) e il rapporto tra riserva automatica e manuale tali per cui:

- siano rispettati i parametri target di qualità della frequenza, definiti dall’articolo 128 del Regolamento Balancing;
- i margini di riserva FRR siano almeno pari all’incidente di riferimento (sia positivo che negativo);
- siano sufficienti a coprire lo sbilanciamento del blocco nel 99% del tempo;

Ai sensi dell'articolo 160 del Regolamento SOGL, i TSO di un LFC *block* possono stabilire criteri di dimensionamento per la riserva RR, qualora sia previsto l'uso di tale processo. La riserva RR deve essere tale per cui:

- ci sia sufficiente margine per ripristinare la FRR richiesta;
- ci sia sufficiente margine per rispettare i target di qualità della frequenza di cui all'articolo 128, qualora la RR sia presa in considerazione per il dimensionamento della FRR.

Nel contesto italiano, il LFC Block corrisponde alla LFC Area e l'unico TSO responsabile per il dimensionamento è Terna. Il LFCBOA è stato approvato dall'Autorità con deliberazione 202/2020/R/eel.

In particolare, il LFCBOA prevede il dimensionamento minimo della aFRR in conformità a quanto prescritto negli accordi operativi di area sincrona (di cui all'articolo 139 del Regolamento SOGL) e in linea con le raccomandazioni ivi contenute, secondo la formula empirica:

$$aFRR = \sum_i \left( \sqrt{a * L_{max,i} + b^2} - b \right)$$

Dove  $L_{max,i}$  è il carico massimo previsto per l'aggregato  $i$  appartenente al blocco LFC nel periodo considerato,  $a$  è un parametro pari a 10 MW e  $b$  un parametro pari a 150 MW.

Il dimensionamento della mFRR è basato su una metodologia probabilistica tale per cui, sia per la capacità di riserva positiva che negativa, il valore complessivo di FRR (inteso come somma del valore di mFRR e del valore calcolato di aFRR (positiva e negativa)) sia sufficiente per rispettare i parametri obiettivo dell'FRCE di cui all'articolo 128.

In conformità all'articolo 160(3)(a), la capacità di riserva RR dell'aggregato di zone è dimensionata tale da essere sufficiente per ripristinare la quantità necessaria di FRR. Inoltre, in conformità all'art.157(2)(h), le riserve FRR e RR sono dimensionate al fine di coprire gli sbilanciamenti positivi del blocco LFC almeno nel 99% dei casi, sulla base dei dati storici di cui all'art.157(2)(a).

Anche nell'ipotesi di dimensionamento pienamente in linea con le disposizioni del Regolamento SOGL, la modalità di ripartizione della riserva complessiva tra aFRR, mFRR e RR può avere effetti totalmente diversi sugli esiti della piattaforma PICASSO.

Prima dell'avvio dell'operatività sulla piattaforma PICASSO, un fabbisogno istantaneo di aFRR superiore alla semibanda approvvigionata avrebbe comportato l'attivazione totale del margine procurato e l'impossibilità per il sistema di azzerare l'errore di rete (ovvero la deviazione degli scambi alla frontiera, o *area control error – ACE*), in assenza di ulteriori azioni di bilanciamento (ad es. attraverso l'attivazione di riserve manuali). Nell'arco di tempo in cui l'errore di rete non viene azzerato, le deviazioni sono conteggiate come scambi non intenzionali alla frontiera e regolati economicamente tra

TSO secondo la metodologia sviluppata ai sensi dell'articolo 50 del Regolamento Balancing. La partecipazione alla piattaforma IN, avviata da Terna nel gennaio 2020, può mitigare in parte questa deviazione, poiché in tempo reale il fabbisogno di aFRR viene istantaneamente decurtato della quantità nettata, riducendo le possibili deviazioni non intenzionali. Pertanto, in passato, la riduzione dei margini di riserva secondaria (pur nel rispetto dei principi di dimensionamento) e l'aumento di situazioni con un fabbisogno maggiore della riserva avrebbero comportato solamente un potenziale aumento degli scambi non intenzionali alla frontiera, gestibili in un lasso di tempo maggiore rispetto ai tempi della riserva secondaria, mediante l'attivazione di riserve manuali.

Al contrario, con la partecipazione alla piattaforma PICASSO, il sistema italiano non risulta più isolato, ma partecipa ad un mercato integrato in cui fabbisogni e offerte vengono soddisfatti attraverso ordini di merito comuni; in caso di fabbisogno superiore alle quantità di aFRR approvvigionate, le eccedenze non vanno automaticamente nell'errore di rete come deviazioni con l'estero, ma il TSO trova automaticamente ulteriori offerte per coprire la propria domanda, fino a esaurimento dell'ordine di merito comune. In questo nuovo contesto, la scelta dei margini approvvigionati e condivisi sulla piattaforma può impattare su quelli che saranno gli esiti del mercato e la scelta tra quanto fabbisogno soddisfare istantaneamente con riserva automatica e quanto attraverso riserve manuali più lente, attivabili nel rispetto dei tempi di ripristino della frequenza, non può più essere una mera scelta di gestione operativa del sistema da parte del TSO.

#### 4 OSSERVAZIONI CONCLUSIVE

Dalle analisi svolte sul periodo di riferimento (luglio – ottobre), emerge in modo evidente come l'accadimento di prezzi di sbilanciamento anomali rispetto ai primi mesi dell'anno, e in particolare rispetto al periodo precedente l'avvio dell'operatività sulla piattaforma PICASSO, sia riconducibile a picchi di prezzo, sia positivi che negativi, in esito alla piattaforma aFRR. La formazione di prezzi di sbilanciamento anomali ha interessato entrambe le macrozone, con un'incidenza maggiore sui prezzi relativi a condizioni di macrozona lunga, che hanno assunto valori anche fortemente negativi.

Analizzando l'operatività di Terna sulla piattaforma PICASSO nel periodo di riferimento è emerso che:

- Terna ha inviato alla piattaforma PICASSO un fabbisogno a scendere nettamente superiore al fabbisogno a salire e, dalle interlocuzioni intercorse, Terna ha confermato come questa sia una tendenza piuttosto generalizzata (e quindi non limitata ai soli mesi oggetto di indagine), a cui contribuisce la crescente penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita che tendono a “scaricare” la rete di trasmissione. Tale asimmetria nei fabbisogni non ha tuttavia riscontro nei profili degli scambi non intenzionali alla frontiera (ovvero l'*Area Control Error* – ACE, oggetto di monitoraggio per la qualità della frequenza ai sensi del Regolamento SOGL), poiché le opportunità di netting di un eventuale fabbisogno a scendere sono maggiori per il sistema italiano, grazie alla maggior disponibilità di capacità di scambio in esportazione (si ricorda che il netting di un fabbisogno a scendere corrisponde ad un flusso in export; essendo l'Italia un sistema fortemente importatore, a valle dei mercati dell'energia la capacità disponibile in export è molto maggiore rispetto a quella in import). L'effetto del netting in tempo reale è un'immediata riduzione del fabbisogno di aFRR residuo che deve essere coperto con attivazioni di riserva. Questo aspetto è confermato anche dai dati di esercizio della piattaforma IN (Imbalance Netting).
- La formazione di prezzi marginali negativi per l'area LFC italiana avviene sempre a seguito della convergenza nella medesima regione non congestionata di due o più aree LFC (si ricorda che l'unica frontiera che interconnette l'Italia con gli altri paesi della piattaforma aFRR è quella Italia – Austria); la quasi totalità degli eventi è riconducibile alla situazione di fabbisogno a scendere superiore alla semibanda condivisa sulla piattaforma, con la conseguente importazione di offerte estere, acquistate a qualunque prezzo (si ricorda che, al momento, i TSO non possono esprimere un'indicazione di prezzo per i loro fabbisogni). Maggiori sono i fabbisogni dei TSO all'interno di una regione non congestionata e più alta è la probabilità di selezionare offerte nella coda dell'ordine di merito con prezzi molto negativi.
- La formazione di prezzi marginali positivi e superiori al prezzo massimo delle offerte italiane è invece più complessa da caratterizzare. In circa la metà degli

eventi, il prezzo appare determinato in condizione di perfect netting (non ci sono offerte selezionate all'interno della regione non congestionata), ma ciò non è coerente con la disponibilità di offerte non selezionate a prezzi inferiori. Questa evidenza richiede ulteriori approfondimenti sulle regole di definizione del prezzo sulla piattaforma PICASSO e sulla loro implementazione pratica.

- In buona parte dei cicli di ottimizzazione in cui il sistema italiano è stato connesso alla piattaforma, il fabbisogno di aFRR inviato da Terna è risultato superiore alla semibanda approvvigionata in MSD ex-ante e condivisa sulla piattaforma (oltre il 40% dei casi in cui il fabbisogno è negativo e oltre il 33% dei casi in cui il fabbisogno è positivo). Queste situazioni si manifestano sia in singoli intervalli isolati, che come eventi prolungati nel tempo per più intervalli consecutivi. Questi ultimi eventi, sembrano più rilevanti e duraturi quando il fabbisogno è negativo, arrivando in molti casi a superare i 30 minuti con picchi anche oltre l'ora.
- Considerando il trend di riduzione delle riserve approvvigionate, identificato nelle analisi preliminari, è opportuno dare mandato agli uffici competenti dell'Autorità ad approfondire tale aspetto, ricostruendo i margini di riserva approvvigionati in esito a MSD ex ante e il loro utilizzo in tempo reale su un periodo sufficientemente lungo per analizzare in dettaglio il predetto trend nonché il rispetto puntuale delle disposizioni del Regolamento Elettrico, del Regolamento Balancing, del Regolamento SOGL, del LFCBOA e/o del Codice di Rete;
- Si ritiene inoltre necessario acquisire ulteriori elementi informativi sul fenomeno delle deviazioni persistenti di fabbisogno aFRR, al fine di valutare quanto questo sia impattato dalla riduzione di riserva secondaria approvvigionata e individuare con Terna possibili mitigazioni attraverso un diverso dimensionamento delle riserve e/o un diverso utilizzo delle riserve durante l'esercizio nel tempo reale (ad es. maggiore tempestività nell'attivazione di riserve ad attivazione manuale); l'analisi dovrà tenere conto delle analoghe valutazioni in corso a livello di area sincrona Continental Europe in merito alla definizione del tempo minimo di attivazione per i sistemi a energia limitata;
- La presenza di offerte inviate dai BSP stranieri ai rispettivi TSO a livelli di prezzo molto elevati o molto negativi non può essere oggetto di questa indagine e di provvedimenti diretti da parte dell'Autorità verso i BSP stranieri, ma può essere oggetto di segnalazione ai soggetti preposti (regolatori esteri, ACER) anche ai sensi dell'art. 16.2 del REMIT, previo opportuno approfondimento da parte degli uffici preposti dell'Autorità.
- La formazione di prezzi anomali sulla piattaforma, sia positivi che negativi, non è di per sé indice di situazioni di scarsità di riserva in generale, ma piuttosto sembrerebbe essere la conseguenza dell'applicazione del nuovo modello di mercato illustrato nel presente rapporto ad un processo storicamente concepito e gestito dalla maggioranza dei TSO europei con logiche diverse. Infatti, un TSO ha facoltà di dimensionare il rapporto tra riserva automatica aFRR e riserve manuali (mFRR e RR) tale per cui siano rispettati i criteri SOGL; l'esaurimento

della riserva automatica non significa implicitamente che le risorse siano scarse, poiché il TSO può procedere con attivazioni manuali con una tempistica più lenta.

- In passato l’Autorità aveva definito le regole per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento escludendo i prezzi e i volumi attivati per riserva secondaria, ritenendoli non indicativi del valore dell’energia nel tempo reale, date le modalità operative di Terna che dispaccia il sistema in maniera centralizzata e proattiva sulla base dello sbilanciamento atteso in tempo reale. L’implementazione del Regolamento Balancing e della metodologia di armonizzazione delle componenti per la valorizzazione degli sbilanciamenti hanno imposto la reintroduzione dei prezzi e dei volumi delle attivazioni di riserva secondaria, per il rispetto delle condizioni limite stabilite dall’articolo 55 del Regolamento Balancing. Tuttavia, alla luce degli approfondimenti svolti, è evidente che il prezzo di sbilanciamento così determinato rischia di trasferire un segnale scorretto: i possibili spike di prezzo non segnalano infatti una effettiva scarsità poiché non tengono conto della disponibilità di altre tipologie di riserva disponibili al TSO.

#### 4.1 Possibili misure di mitigazione

In base alle evidenze emerse nell’ambito dell’istruttoria conoscitiva, si sono individuate delle misure idonee a mitigare la formazione di spike di prezzi positivi e negativi sulla piattaforma aFRR e il loro impatto sulla valorizzazione degli sbilanciamenti nazionali esse mirano a minimizzare le situazioni di eccesso di fabbisogno rispetto alle quantità condivise, che, come visto, costituiscono la maggior parte degli eventi analizzati.

- **Maggior condivisione di risorse nazionali sulla piattaforma PICASSO** – un primo approccio per implementare questa misura è quello di aumentare il dimensionamento della aFRR approvvigionata, assicurando maggiori margini in uscita da MSD ex-ante che saranno poi convertiti in prodotti standard aFRR sulla piattaforma PICASSO. Un altro approccio, potenzialmente complementare al primo, è quello di consentire la partecipazione a PICASSO anche alle risorse non riservate in ex-ante per la costituzione della semibanda; infatti, come descritto al capitolo 1.3, il processo di conversione delle offerte attualmente implementato da Terna prevede la condivisione sulla piattaforma aFRR delle sole quantità riservate per riserva secondaria in MSD ex-ante; a tutte le altre risorse è di fatto preclusa la possibilità di offrire sulla piattaforma e concorrere al soddisfacimento dei fabbisogni, come offerte addizionali oltre a quelle normalmente approvvigionate dai TSO (cosiddette *free bids*). Questo aspetto era stato considerato dall’Autorità in fase di approvazione del quadro di coordinamento tra MSD e piattaforma aFRR e, anche per tale motivo, la deliberazione 115/2023/R/eel ha dato mandato a Terna di monitorare gli impatti sugli operatori nazionali delle modalità di partecipazione adottate per avviare l’operatività sulla piattaforma, valutando anche diverse soluzioni attuative per il futuro, come ad esempio una piena implementazione del modello *merit order* a livello nazionale.

Una maggior disponibilità di risorse sulla piattaforma porterebbe ad avere un bacino di offerta più ampio, mitigando i rischi di attivazione delle risorse che si trovano nelle code dell'ordine di merito. Un effetto analogo potrebbe derivare dall'ingresso di ulteriori TSO nella piattaforma, i quali porterebbero ulteriore liquidità nell'ordine di merito comune e capacità di scambio addizionali su diverse frontiere. Tuttavia, questa misura non è controllabile dall'Autorità o da Terna e dipende esclusivamente dal cronoprogramma di implementazione dei TSO esteri che avrebbero come scadenza ultima di ingresso il 24 luglio 2024 ma che, anche alla luce dei prezzi registrati nella piattaforma, in alcuni casi stanno ritardando l'ingresso in attesa dell'adozione delle misure di mitigazione proposte al livello europeo.

- **Minor fabbisogno di aFRR inviato alla piattaforma** – ridurre il fabbisogno sulla piattaforma consente di mitigare sia i prezzi in esito a PICASSO (con una domanda minore vi è una minore probabilità di selezionare offerte nelle code dell'ordine di merito) che il relativo effetto sui prezzi di sbilanciamento nazionali, dato che i prezzi delle attivazioni sono pesati per il relativo fabbisogno. La proposta di emendamento al quadro di implementazione della piattaforma aFRR elaborata dai TSO a livello europeo, che prevede la possibilità di utilizzare un fabbisogno elastico per la quota eccedente i volumi dimensionati a livello locale, potrebbe essere una buona soluzione e consentire di mitigare molti *spike* di prezzo, specialmente quelli negativi. Attraverso questo strumento, Terna potrebbe acquistare dalla piattaforma senza un'indicazione di prezzo solamente un volume pari alle offerte condivise; l'eventuale eccesso di fabbisogno può essere soddisfatto tramite la piattaforma, se economicamente conveniente, oppure restare a carico dell'errore di rete e venire soddisfatto tramite l'intervento di riserve manuali. La misura consente di applicare la logica di dimensionamento e sostituibilità tra le riserve, evitando che un TSO debba soddisfare a qualunque prezzo il suo fabbisogno di aFRR istantaneo. Occorre precisare che questa misura non previene sistematicamente l'accadimento di *spike* di prezzo, poiché esiste comunque la possibilità di convergere all'interno di una regione non congestionata con un prezzo fissato all'estero (si pensi ad esempio alla situazione "export di offerte BUY"). Tuttavia, un uso coordinato da parte di tutti o molti TSO operativi sulla piattaforma potrebbe contribuire efficacemente alla mitigazione del rischio.