

MERCATO ELETTRICO

MSD E SBILANCIAMENTI: CONTINUA LA RIFORMA DEL MERCATO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [DCO 277/2017/R/eel](#)
- [ISTRUTTORIA AGCM A498A, A498B](#)
- [DCO 298/2016/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Riforma del mercato elettrico: due possibili innovazioni rivoluzionarie](#) (Newsletter 206)
- [Quali componenti hanno spinto l'uplift così in alto?](#) (Newsletter 201)
- [Soluzioni per il dispacciamento: sanzioni o nuove regole?](#) (Newsletter 201)
- [La riforma del dispacciamento e dei prezzi di sbilanciamento](#) (Newsletter 200)

La riforma dei mercati elettrici procede attraverso due filoni principali: l'estensione della partecipazione a MSD e la riforma della disciplina degli sbilanciamenti. L'apertura del MSD alle risorse oggi non abilitate, come la domanda e le fonti rinnovabili non programmabili, avverrà tramite progetti pilota presentati da Terna. Il primo passo proposto da Terna riguarda l'integrazione della domanda nella fornitura di riserva terziaria e bilanciamento. In tema di sbilanciamenti, viene introdotto un nuovo approccio al calcolo dei segni macrozonal, basato sui flussi fisici, e un nuovo corrispettivo di non arbitraggio sui prezzi macrozonal. Si punta a eliminare così le distorsioni che l'anno scorso avevano fatto impennare l'uplift, al cui contenimento contribuiranno anche gli impegni di Enel nell'ambito del procedimento Antitrust.

L'APERTURA DEL MSD ALLE UNITÀ NON ABILITATE

LA CONSULTAZIONE HA RICEVUTO PARERI GENERALMENTE FAVOREVOLI

Nell'ambito della riforma organica del dispacciamento (RDE), l'Autorità aveva già posto in consultazione¹ l'anno scorso la possibilità di aprire il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) anche alle unità attualmente non abilitate, quali le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e le unità di consumo, anche su base aggregata relativamente alle unità di taglia non rilevante, ed escludendo solamente le unità di consumo non misurate su base oraria o quelle che già offrono a Terna il servizio di interrompibilità.

La risposta alla consultazione, secondo quanto riportato dall'Autorità, ha espresso un generale consenso degli operatori, seppur soggetto ad alcuni dubbi, quali ad esempio l'effettiva convenienza delle unità alimentate da FRNP di partecipare al mercato dei servizi, all'interno di un disegno di mercato che non prevede ancora i prezzi negativi, o la possibilità di estendere il concetto di aggregazione, non solo alle unità non rilevanti di produzione o di consumo e limitatamente al MSD, ma anche tra rilevanti e non rilevanti, tra unità di produzione e unità di consumo e per la partecipazione anche sui mercati dell'energia.

L'APERTURA AVVERRÀ TRAMITE PROGETTI PILOTA

L'Autorità ritiene quindi opportuno prevedere una prima fase dell'apertura di MSD alle fonti non convenzionali tramite progetti pilota, che devono essere individuati da Terna, anche su proposta degli operatori di settore interessati, e approvati dall'Autorità. Questi progetti potranno riguardare diversi aspetti: la partecipazione delle unità di consumo e delle unità di produzione oggi non abilitate, l'utilizzo di sistemi di accumulo associati alle unità di produzione, le modalità di aggregazione, la remunerazione dei servizi ancillari già oggi forniti a Terna ma non remunerati esplicitamente e l'approvvigionamento a termine di risorse per il dispacciamento.

Non sarà previsto nessun tipo di incentivo economico per gli operatori partecipanti, che beneficeranno esclusivamente della remunerazione dei servizi di dispacciamento forniti, e, almeno per il momento, i progetti pilota dovranno mantenere l'attuale classificazione delle unità di produzione e consumo, compreso il concetto di rilevanza, al fine di poter implementare l'apertura in tempi brevi.

IL SUPERAMENTO DEI LIMITI DEL DCO 298/16

Alcuni vincoli limitanti contenuti nella precedente consultazione sono stati aggiornati o cambiati, prendendo spunto dalle risposte ricevute dagli operatori e da ulteriori analisi svolte dall'Autorità. Innanzitutto, viene prevista la possibilità anche di un'aggregazione mista, tra unità di produzione e unità di consumo, e quella di includere nell'aggregato anche unità rilevanti, se sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione: il perimetro di aggregazione sarà comunque definito da Terna, sulla base del modello di rete utilizzato per selezionare le offerte su MSD, in modo tale da non distorcere l'approvvigionamento

¹ Consultazione 298/2016/R/eel: "Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita".

TAG

electricity, dispatching, imbalances

dei servizi ancillari.

Le unità aggregate saranno rilevanti solo sul MSD, mantenendo l'attuale assetto dei punti di dispacciamento per le unità di produzione non rilevanti e per le unità di consumo ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia; solo per le unità aggregate miste è prevista un'eccezione, con l'introduzione di nuovi punti di dispacciamento che saranno validi per la partecipazione sia ai mercati dell'energia che dei servizi.

La valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità aggregate o attualmente non abilitate, per cui la partecipazione a MSD non sarà obbligatoria ma solo volontaria, sarà allineata a quella prevista per le unità non abilitate, con una regola quindi di tipo *single pricing*.

Il GSE e l'Acquirente Unico, considerato il loro ruolo di sistema, saranno esclusi da questa prima fase di riforma.

IL PRIMO PROGETTO PILOTA PER L'APERTURA ALLA DOMANDA

Terna ha già posto in consultazione il primo progetto pilota per la partecipazione della domanda al MSD, tramite l'abilitazione di unità virtuali di consumo (UVAC) e la possibilità di negoziazione a termine delle risorse di dispacciamento per il periodo iniziale.

Le UVAC saranno costituite da uno o più punti di prelievo connessi in alta, media o bassa tensione, che si trovano nello stesso perimetro di aggregazione definito da Terna, con la capacità di ridurre il proprio carico e dotati di un dispositivo di misura controllabile direttamente o indirettamente da parte di Terna. Ai fini della richiesta di abilitazione al MSD, dovranno possedere degli ulteriori requisiti specifici minimi: una potenza massima di controllo di almeno 10 MW (ossia il massimo prelievo modulabile che viene offerto come risorsa di dispacciamento) e la capacità di ridurre il proprio carico con un tempo di risposta entro 15 minuti e per almeno quattro ore di fornitura del servizio.

La proposta di Terna prevede per le UVAC una partecipazione al MSD basata sulle vigenti regole di offerta sul mercato, con la definizione di offerte predefinite all'inizio dell'operatività, che verranno usate in caso di assenza di offerte presentate sul mercato e potranno essere aggiornate quotidianamente dall'operatore secondo le tempistiche previste dal MSD. Inizialmente la qualificazione riguarderà solo la fornitura di riserva terziaria di frequenza e servizi di bilanciamento, escludendo riserva primaria e secondaria di frequenza, regolazione della tensione e risoluzione delle congestioni infrazonali: a tal fine, l'UVAC è assimilata a un'unità di produzione, per cui la riduzione del prelievo delle unità sottostanti è assimilata a un servizio a salire svolto dall'unità virtuale, che entrerà in competizione quindi con la riserva terziaria di regolazione a salire fornita dalle unità di produzione.

Nella fase di programmazione (MSD ex ante), Terna utilizzerà le offerte solo per allocare la riserva terziaria di potenza a salire (cioè la disponibilità a offrire un servizio a salire in tempo reale) e valutare l'adeguatezza del sistema e l'efficienza economica dell'approvvigionamento dei servizi, senza richiedere una riduzione del prelievo degli impianti sottostanti e senza generare quindi una remunerazione economica.

Nella fase di bilanciamento, invece, Terna potrà chiedere all'UVAC la fornitura del servizio a salire, ossia di riduzione del prelievo degli impianti sottostanti, remunerata secondo le regole del mercato: la valorizzazione sarà di tipo *pay as bid*, saranno previste delle penali in caso di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento e la quantità di energia effettivamente regolata verrà dedotta dal calcolo degli sbilanciamenti in modo tale da non distorcerli (tanto più che il soggetto responsabile dell'UVAC e della fornitura dei servizi di dispacciamento, indicato come *Balancing Service Provider*, non è necessariamente coincidente con l'utente del dispacciamento responsabile degli sbilanciamenti effettivi dei punti di consumo sottostanti, ossia il *Balancing Responsible Party*).

Terna infine prevede, per il solo periodo iniziale (da giugno a settembre 2017) e per le sole zone Nord e Centro-Nord, la possibilità per le UVAC di partecipare a una procedura ad asta per l'approvvigionamento a termine delle risorse per il dispacciamento, suddiviso tra un approvvigionamento per l'intero periodo in oggetto e un approvvigionamento su scala mensile per ognuno dei quattro mesi considerati. L'asta sarà di tipo *pay as*

bid al ribasso, con un *cap* compreso tra 25 e 30 mila euro per MW, in cui l'operatore responsabile dell'UVAC si assume l'obbligo di offrire su MSD una riduzione del carico di livello almeno pari alla quantità contrattualizzata, per almeno quattro ore consecutive al giorno nella fascia oraria compresa tra le 14:00 e le 20:00, nei giorni da lunedì e venerdì. L'operatore responsabile della UVAC riceverà un corrispettivo fisso pari al premio richiesto in fase d'asta, stante la verifica dell'obbligo di offerta da parte di Terna (con la possibilità che il corrispettivo fisso giornaliero venga incrementato del 10% nel caso in cui l'offerta venga presentata per sei ore consecutive o che non venga riconosciuto nel caso che l'obbligo non sia stato assolto per almeno il 70% delle ore). Sui mercati, Terna potrà poi decidere di attivare la risorsa, riconoscendo all'UVAC anche il corrispettivo variabile basato sul prezzo di mercato, a cui propone di applicare un *cap* compreso tra 300 e 400 €/MWh.

La contrattazione a termine introduce un approccio molto diverso da quello finora adottato sul mercato italiano, in cui finora non era mai stata remunerata la disponibilità alla fornitura di un servizio ancillare, ma solamente la quota in energia richiesta su MSD per erogare effettivamente il servizio: ciò può essere utile per favorire e incentivare la partecipazione della *demand response*, ma dovrà essere garantita la non distorsione della concorrenza con le unità di produzione attualmente abilitate, per le quali non esiste al momento nessun riconoscimento economico per il solo obbligo di offerta su MSD.

Al momento non si pone il problema di coordinamento tra la contrattazione a termine dei servizi di dispacciamento e il *capacity market*, che l'ultima disciplina consultata da Terna apre anche alle unità di consumo abilitate al MSD: infatti, la prima interessa al momento solo i mesi tra giugno e settembre di quest'anno, mentre il secondo non si svolgerà prima dell'ultimo trimestre dell'anno per una *delivery* nel 2018. Se, a valle del progetto pilota, si vorrà riproporre l'approccio della contrattazione a termine per i servizi di dispacciamento, bisognerà porre l'attenzione sull'interazione fra i due mercati, al fine di non generare effetti distorsivi o di sovra-remunerazione.

UN NUOVO CALCOLO DEL SEGNO DI SBILANCIAMENTO

AVVICINAMENTO ALLA RIFORMA ORGANICA

La consultazione 277/2017 costituisce una tappa intermedia nel processo di superamento dell'attuale modello di valorizzazione degli sbilanciamenti, verso una riforma organica della disciplina che sia in grado di riflettere il valore dell'energia in tempo reale ed eliminare le distorsioni che hanno incentivato strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema da parte degli operatori di mercato.

Il tema dei prezzi nodali per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, al fine di esprimere un segnale di prezzo più coerente con la dimensione spaziale, temporale e merceologica dell'energia in tempo reale, rimane nelle intenzioni dell'Autorità, ma viene rimandato a consultazione successiva, in attesa anche delle proposte che Terna dovrebbe presentare su questo fronte. Nel frattempo, si propone una nuova misura transitoria per il superamento dell'attuale modello basato su macrozone statiche, migliorando la coerenza del segnale di prezzo con le reali esigenze di bilanciamento del sistema. Ciò dovrebbe contrastare le strategie di programmazione non diligenti e creare i presupposti per tornare a una valorizzazione degli sbilanciamenti di tipo *single pricing*.

SEGNI DI SBILANCIAMENTO BASATI SUI FLUSSI FISICI

L'Autorità, su proposta di Terna, introduce innanzitutto una nuova metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato macrozonale, basata sulla rilevazione degli scambi effettivi tra le macrozone.

Secondo la precedente delibera 800/2016, il segno di sbilanciamento aggregato della macrozona sarebbe stato calcolato come la somma degli sbilanciamenti fisici effettivi delle unità di produzione e consumo, ossia come la somma delle differenze (per ogni unità di produzione e consumo) tra l'energia effettivamente immessa o prelevata dalla rete e il programma di immissione o prelievo risultante dai mercati. La limitazione di tale approccio era nelle tempistiche di pubblicazione: se infatti Terna ha a disposizione immediatamente sia il dato di immissione effettiva delle unità di produzione connesse alla rete rilevante che i programmi di mercato, le misure relative alle unità di produzione

non rilevanti e alle unità di consumo vengono comunicate dalle imprese distributrici solamente nel mese successivo.

Per ottenere una stima del segno di sbilanciamento in tempi più ridotti (nel giorno successivo alla *delivery*), più coerentemente con quanto previsto a livello europeo, Terna propone di aggregare in modo diverso gli addendi sottostanti al calcolo degli sbilanciamenti fisici effettivi: dati i programmi di mercato noti sia per le unità di produzione che di consumo, la differenza tra immissioni e prelievi effettivi può essere stimata mediante il saldo netto degli scambi delle zone di mercato con le zone confinanti e con l'estero, dati rilevati in tempo reale tramite i misuratori di Terna e dai gestori delle reti di trasmissione confinanti.

Al netto delle perdite di rete, tale procedura può essere utilizzata per la stima preliminare del segno di sbilanciamento già nel giorno successivo alla *delivery*, anche se tale tempistica è comunque superiore a quanto richiesto dal *Balancing Code* europeo, che indica una pubblicazione del segno preliminare entro trenta minuti dal tempo reale. La pubblicazione del segno di sbilanciamento aggregato definitivo verrà mantenuta, così come oggi, al quinto giorno del mese successivo, quando saranno disponibili gli esiti definitivi dei mercati dei servizi dispacciamento.

NUOVI CORRISPETTIVI DI NON ARBITRAGGIO MACROZONALI

Il passaggio a un calcolo del segno di sbilanciamento aggregato basato sulle misure fisiche consente di contrastare le possibilità di arbitraggio tra mercati dell'energia e sbilanciamenti, ma l'Autorità affronta anche il tema delle possibilità di arbitraggio tra prezzi dell'energia, determinati a livello zonale, e prezzi di sbilanciamento, determinati a livello macrozonale.

La possibilità per le unità di consumo di acquistare energia nel mercato del giorno prima pagando il PUN, per poi rivenderla a prezzo zonale sui mercati successivi, guadagnando la differenza fra il PUN e i prezzi zonal formati sugli altri mercati, era già stata sterilizzata applicando corrispettivi di non arbitraggio alle transazioni delle unità di consumo, che possono beneficiare (come le unità di produzione) solo del differenziale tra i prezzi zonal nelle varie fasi di mercato.

Esiste invece ancora la possibilità, sia per le unità di produzione che per quelle di consumo, di vendere o acquistare energia a prezzo zonale sui mercati, per poi rivenderla a sbilanciamento a prezzo macrozonale, beneficiando dei differenziali tra i prezzi zonal che si determinano nella stessa macrozona di sbilanciamento, con effetti distorsivi sui prezzi di mercato e aumentando di conseguenza i costi del sistema. Per questa ragione l'Autorità ritiene opportuno introdurre anche in questo caso dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, tali da neutralizzare il possibile beneficio ottenibile da questa strategia. Il corrispettivo sarà posto pari al prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e la differenza fra il prezzo zonale e quello macrozonale, calcolato come media ponderata dei prezzi zonal sui programmi vincolanti di prelievo o immissione di ciascuna zona appartenente alla macrozona. Nella zona Nord, ovviamente, il corrispettivo sarà nullo, vista la coincidenza tra la zona di mercato e la macrozona di bilanciamento, mentre diventerà significativo nella macrozona Sud, che include diverse zone di mercato.

Tale corrispettivo verrebbe incassato dalle unità quando positivo e pagato a Terna quando negativo e verrebbe applicato sia alle unità di produzione che di consumo (per queste ultime si sommerebbe all'altro corrispettivo di non arbitraggio precedentemente definito). Tale misura è comunque intesa come transitoria, fino al momento in cui si supererà il concetto di macrozona statica di bilanciamento attraverso l'implementazione dei prezzi nodali, oggetto della futura riforma organica.

RITORNO A UN MODELLO DI SINGLE PRICING

Il nuovo modello di calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale e l'applicazione dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonale consentirebbero quindi di eliminare le distorsioni del disegno alla base delle strategie di programmazione non diligente, tornando già da subito a una valorizzazione degli sbilanciamenti di tipo *single pricing* per tutte le unità non abilitate, in modo coerente con quanto contenuto nel regolamento europeo in tema di bilanciamento, recentemente approvato dagli Stati membri nell'ambito della comitologia.

L'entrata in vigore di queste modifiche è prevista a partire da luglio 2017, ritardando

la data prevista precedentemente con la delibera 800/2017, e non concedendo, come richiesto da alcuni operatori, un periodo di prove in bianco per adeguarsi al nuovo disegno.

ESITO DEI PROCEDIMENTI A CARICO DI ENEL E SORGENIA

I PROCEDIMENTI ANTITRUST

Nell'ottobre del 2016, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) aveva avviato due procedimenti, a carico di Enel e di Sorgenia, imputate di aver praticato strategie non corrette nella programmazione degli impianti di produzione rispettivamente di Brindisi e di Modugno, generando un onere aggiuntivo per l'intero sistema durante il secondo trimestre dell'anno scorso. Le due società, secondo l'accusa dell'Autorità, avrebbero effettuato un trattenimento di capacità, sia fisico (offrendo quantità ridotte rispetto alla capacità disponibile) che economico (offrendo l'energia a prezzi molto elevati, in modo tale da far risultare non accettate le proprie offerte). Gli impianti in questione rivestono un ruolo essenziale ai fini della sicurezza nella zona Sud, in particolare per garantire la tensione sulla rete elettrica locale nella zona di Brindisi: questo rende necessaria la loro accensione da parte di Terna sul MSD (nel caso non risultino già accese a valle dei mercati dell'energia), mercato su cui i due operatori in questione hanno richiesto prezzi molto alti durante il secondo trimestre del 2016, causando un forte innalzamento della componente *uplift*. Nei primi mesi del 2016 Terna ha infatti stimato un maggior costo di 320 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente per l'approvvigionamento dei servizi di regolazione della tensione nell'area di Brindisi.

GLI IMPEGNI PRESENTATI DA ENEL

In risposta al procedimento dell'Autorità Antitrust, Enel ha proposto diversi impegni.

In primo luogo, Enel propone di limitare i propri ricavi annuali provenienti dai diversi mercati dell'energia e dei servizi a un livello non superiore a 240-270 milioni di euro al netto dei costi variabili riconosciuti, per il triennio 2017-2019, restituendo l'eventuale eccedenza dei ricavi secondo modalità definite dall'Autorità. Con tale impegno, Enel autolimita la propria redditività rispetto a quella ottenibile se gli impianti fossero sottoposti al regime regolamentare di reintegro dei costi. Sia l'Autorità che Terna hanno valutato positivamente l'impegno, che limita i costi del sistema sicuramente per il 2017, in cui l'impianto di Brindisi è stato dichiarato essenziale da parte di Terna, ma può essere utile anche negli anni successivi, anche nel caso in cui l'essenzialità non venga confermata.

In secondo luogo, durante il triennio Enel si impegna ad offrire tutta la capacità di almeno due unità di produzione dell'impianto di Brindisi sul mercato del giorno prima a prezzi non superiori ai costi variabili riconosciuti ai sensi della delibera 111/2006 e utilizzando il riacquisto sui mercati infragiornalieri per azzerare l'immissione solo nei casi di programma tecnicamente infattibile o economicamente non sostenibile. Anche in questo caso l'impegno è stato ritenuto idoneo a ridurre i casi in cui Terna avrà bisogno di ricorrere all'impianto di Brindisi sul MSD e in cui Enel sarà in grado di esercitare un conseguente potere di mercato, quale unica controparte per il gestore di rete.

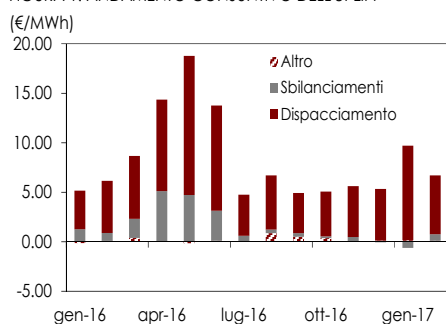
Infine, Enel si impegna a limitare a 240-270 milioni di euro anche i costi fissi dell'impianto da considerare ai fini del reintegro dei costi, nel caso in cui l'impianto venga ammesso al regime di reintegro, anche solo per un periodo temporale inferiore al triennio.

I tre impegni sono stati accettati dall'Autorità Antitrust, che evidenzia come questi possano portare un beneficio in termini di costi per il consumatore finale, riducendo il potere di mercato da parte di Enel e quindi i prezzi dell'energia e l'*uplift* che determinano il prezzo finale dell'energia.

NON SUSSISTE MOTIVO DI PROCEDERE CONTRO SORGENIA

Il procedimento nei confronti di Sorgenia muoveva dagli stessi motivi di Enel, tuttavia in questo caso non sussisteva la posizione dominante, come sostenuto dall'operatore stesso e successivamente confermato dall'Autorità Antitrust. In particolare, Sorgenia adduceva a sostegno della propria posizione le tesi che le proprie unità di produzione

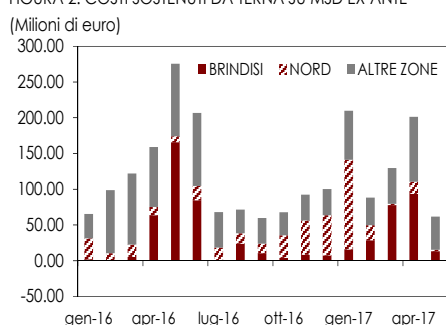
FIGURA 1. ANDAMENTO CONSUNTIVO DELL'UPLIFT



Dati fino a febbraio 2017

Fonte: dati Terna

FIGURA 2. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX-ANTE



Dati fino al 21/05/2017

Fonte: dati GME

non fossero indispensabili alla sicurezza del sistema elettrico, la propria quota di mercato fosse bassa e che gli impianti a ciclo combinato di Modugno non trovino spazio nelle attuali condizioni di mercato. L'accettazione di tali tesi non ha dato quindi motivo di procedere ulteriormente contro Sorgeria.

ANDAMENTO RECENTE DELL'UPLIFT

La componente *uplift*, dopo l'impennata del secondo trimestre dello scorso anno in cui aveva superato i 18 €/MWh si è riassetato su un livello medio storico, tra i 5 e i 6 €/MWh (**Figura 1**). L'effetto degli interventi dell'Autorità è visibile soprattutto sulla componente sbilanciamenti, che si è riportata su un livello prossimo allo zero già da luglio, ma a maggior ragione da agosto con l'applicazione della delibera 444/2016 che ha introdotto il regime misto di *single-dual pricing* per le unità di consumo con una banda del 15%.

Anche la componente dispacciamento ha assunto livelli più contenuti, intorno ai 5 €/MWh, con un'unica eccezione nel mese di gennaio in cui si è riavvicinata a 10 €/MWh per poi ridursi nuovamente nel mese di febbraio. Tale picco non è legato alla zona di Brindisi, come accaduto durante lo scorso anno (**Figura 2**), ma piuttosto alla zona Nord ed è probabilmente correlato alle condizioni estreme registrate *cross-border*: con una forte riduzione delle importazioni dalla frontiera francese e un utilizzo frequente dell'interconnessione in esportazione, è aumentata infatti la necessità per Terna di ricorrere a servizi di dispacciamento a salire, soprattutto nella zona settentrionale.

Nei mesi di marzo-aprile, per i quali non sono ancora disponibili i valori consuntivi di *uplift*, si osserva però un nuovo aumento dei costi sostenuti da Terna su MSD ex ante e legati anche al polo di Brindisi, che sottolinea la condizione di essenzialità delle centrali che si trovano nell'area, pur rimanendo molto inferiore rispetto alla punta di costo registrata il maggio scorso. La rilevante quota di accensione al minimo tecnico in zona Brindisi fa sì che il segno di sbilanciamento per la macrozona Sud sia tornato sistematicamente corto (con percentuali vicine all'80%) nel mese di aprile. L'accettazione degli impegni di Enel, a partire da maggio, potrà contribuire a rendere meno sistematico lo sbilanciamento macrozonale, grazie all'offerta di almeno due unità di produzione sul mercato del giorno prima, in attesa che a luglio entri in vigore la nuova metodologia consultata per il calcolo dello sbilanciamento macrozonale sulla base dei flussi fisici.