

## MERCATO ELETTRICO

### SOLUZIONI PER IL DISPACCIAMENTO: SANZIONI O NUOVE REGOLE?

#### RIFERIMENTI NORMATIVI

- Delibera 342/2016/E/eel
- Regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT)

#### ARTICOLI CORRELATI

- La riforma del dispacciamento e dei prezzi di sbilanciamento (Newsletter 200)
- La riforma organica e complessa del mercato elettrico (Newsletter 197)
- Consultazione sugli sbilanciamenti: molte le incoerenze (Newsletter 187)
- Il decreto Competitività e il mercato elettrico all'ingrosso (Newsletter 180)
- I primi orientamenti dell'AEEG per la riforma della disciplina degli sbilanciamenti (Newsletter 169)
- La persistenza dei segni degli sbilanciamenti macrozonal (Newsletter 167)
- Le persistenti problematiche della Sardegna e i recenti interventi dell'AEEG (Newsletter 159)

TAG  
electricity, dispatching, imbalances

*A seguito dell'impennata della componente uplift osservata negli ultimi mesi, l'Autorità ha avviato un procedimento di verifica di potenziali abusi messi in atto dagli operatori sul mercato. Tuttavia il fenomeno ha cause articolate e complesse, non attribuibili esclusivamente a comportamenti strategici da parte degli operatori, ma anche a limiti fisici della rete di trasmissione e a debolezze regolatorie, oltre che alle criticità causate dalla domanda tornata su livelli molto bassi. Solo un'analisi congiunta di tutti questi fattori può dare una spiegazione completa al fenomeno e permettere di fornire delle risposte adeguate.*

In un clima di particolare attenzione al mercato elettrico, causato dalla recente impennata della componente *uplift*, e sulla scorta del regolamento europeo sull'integrità e la trasparenza del mercato elettrico all'ingrosso (REMIT), l'Autorità ha avviato un procedimento (Delibera 342/2016/E/eel), che dovrà concludersi entro 60 giorni<sup>1</sup>, finalizzato a valutare la messa in atto di potenziali abusi nel mercato elettrico all'ingrosso italiano e la conseguente necessità di ricorrere a eventuali misure prescrittive. Tra i comportamenti anomali rilevati dall'Autorità, non vi sono tuttavia soltanto gli sbilanciamenti volontari già da anni sotto la lente dell'Autorità stessa (Newsletter 159, 167, 169, 187 e 197), ma anche alcuni comportamenti di offerta sui mercati dell'energia<sup>2</sup> e sul mercato dei servizi<sup>3</sup>, potenzialmente assimilabili a strategie di trattenimento fisico o economico di capacità.

Le cause dell'esplosione dei costi del dispacciamento e dell'*uplift* sono molto articolate e complesse: un'analisi solida ed esaustiva deve considerare sia le strategie di offerta adottate sul mercato dagli operatori, sia il contesto in cui sono state attuate, compresi i limiti fisici e regolatori che potrebbero aver contribuito a determinarle. Individuare e circoscrivere le cause che hanno portato a questa situazione è infatti un passo fondamentale per indirizzare possibili soluzioni, sia lato regolazione che lato sviluppo e gestione del sistema.

## GLI SBILANCIAMENTI VOLONTARI

### GLI ARBITRAGGI DELLE UNITÀ NON ABILITATE

Secondo l'Autorità, alcuni operatori non abilitati a partecipare a MSD (sia lato consumo, sia unità di produzione non abilitate, come le rinnovabili intermittenti) attraverso gli sbilanciamenti volontari, favoriti peraltro dall'elevata prevedibilità dei segni degli sbilanciamenti macrozonal, hanno potuto implicitamente fare arbitraggio tra i prezzi dei mercati dell'energia e i prezzi del Mercato di Bilanciamento (MB), così come tra i prezzi zonal dei mercati dell'energia e tra i corrispettivi di non arbitraggio, conseguendo in tal modo un beneficio economico, che si è riversato sul consumatore finale, attraverso la quota relativa ai costi degli sbilanciamenti della componente *uplift* finale.

### DISTORSIONI SIA DI MSD, CHE DEL MERCATO RETAIL

A detta dell'Autorità, una conseguenza rilevante di questi arbitraggi è stata l'alterazione dell'andamento di MSD ex ante, poiché Terna è stata indotta ad approvvigionare in fase di programmazione servizi ancillari che non sarebbero stati attivati in assenza di sbilanciamenti volontari, non soltanto con un conseguente aumento dei costi su questo mercato, ma anche con un successivo non utilizzo dei servizi ancillari approvvigionati. Questi effetti distorsivi si sono peraltro propagati anche sul mercato al dettaglio, svantaggiando gli operatori avvezzi a una corretta programmazione delle immissioni o dei prelievi.

<sup>1</sup> A partire dal 24 giugno 2016, data di pubblicazione della delibera.

<sup>2</sup> Mercato del Giorno Prima (MGP) e Mercato Infragiornaliero (MI).

<sup>3</sup> Mercato dei Servizi di Dispacciamento ex ante (MSD ex ante) e Mercato di Bilanciamento (MB).

## IL TRATTENIMENTO DI CAPACITÀ

### UN TRATTENIMENTO SIA FISICO CHE ECONOMICO

Secondo l'Autorità, oltre agli sbilanciamenti volontari di alcuni operatori non abilitati a partecipare a MSD, alcune unità di produzione abilitate, in passato solitamente disacciate a valle dei mercati dell'energia, hanno recentemente iniziato a caratterizzarsi per programmi d'immissione nulli a valle di MGP e MI: questo è riconducibile solo in parte alla riduzione dei prezzi su di essi registrata. Per l'Autorità, all'origine di questi programmi di immissione nulli, vi sarebbero infatti specifiche strategie di trattenimento fisico (consistenti in una completa assenza di offerte) o economico (consistenti in offerte a prezzi particolarmente elevati) di capacità.

### PIÙ PREVEDIBILI I SEGNI MACROZONALI

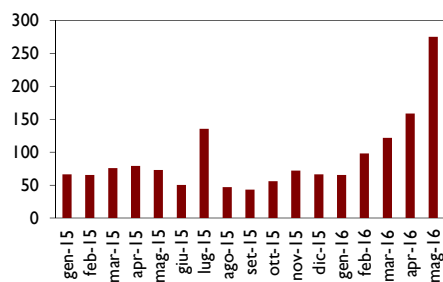
A fronte di queste strategie di trattenimento di capacità, Terna per garantire la sicurezza del sistema ha dovuto pertanto chiamare in accensione al minimo tecnico queste unità di produzione, pagando loro prezzi particolarmente elevati per questo servizio, con un conseguente impatto non solo sulla quota relativa ai costi del dispacciamento della componente *uplift*, ma anche sulla maggiore prevedibilità del segno degli sbilanciamenti macrozonalari, da cui peraltro dipende la profittabilità stessa degli sbilanciamenti volontari. Ciò, afferma l'Autorità, non si è verificato solo in Sardegna in cui è stato di conseguenza disposto l'approvvigionamento a termine delle risorse del dispacciamento (*Newsletter 200*), ma anche nelle altre zone di mercato.

## LE PRIME DECISIONI DELL'AUTORITÀ

### INVITO A CESSARE I COMPORTAMENTI ANOMALI

Al fine di contrastare i potenziali abusi nel mercato elettrico all'ingrosso italiano, l'Autorità ha in primo luogo intimato agli operatori di cessare sia le strategie di sbilanciamento volontario non coerenti con il principio di corretta programmazione delle immissioni e dei prelievi fissato dalla disciplina del dispacciamento, sia le strategie di trattenimento fisico o economico di capacità. Sia le strategie di sbilanciamento volontario, sia quelle di trattenimento fisico di capacità sono infatti per l'Autorità suscettibili di configurarsi come manipolazioni del mercato ai sensi della REMIT.

FIGURA 1. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX ANTE (milioni di euro)



Dati fino a maggio 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

### APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE DELLE RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO

Così come già disposto per la Sardegna (*Newsletter 200*), l'Autorità ha dato mandato a Terna di valutare la possibilità di ricorrere a un approvvigionamento a termine delle risorse per il dispacciamento, in deroga rispetto all'approvvigionamento *spot* su MSD stabilito dalla disciplina del dispacciamento. Questo sarebbe applicabile non soltanto nelle zone in cui sono state implementate le strategie di trattenimento fisico o economico di capacità, ma anche in tutte le altre zone di mercato, nel caso in cui l'approvvigionamento a termine consenta di ridurre i costi dell'attività di dispacciamento rispetto a quelli dell'approvvigionamento *spot* su MSD.

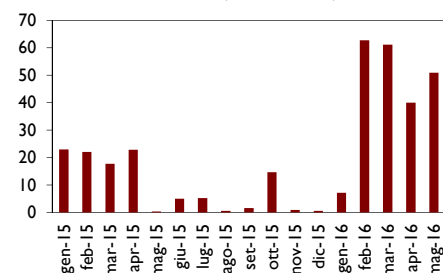
## EVIDENZE SUI MERCATI

Attraverso l'analisi dei dati pubblici sugli esiti del mercato (da fonte GME) e sulle misure fisiche del sistema (da fonte Terna) è possibile osservare la portata dei fenomeni descritti dall'Autorità, circoscrivere i comportamenti sotto indagine e valutare in che misura essi siano riconducibili a presunte condotte speculative da parte degli operatori di mercato, o se piuttosto vadano affrontate anche tematiche relative a limiti fisici della rete di trasmissione e debolezze regolatorie che forniscono un incentivo a tali comportamenti.

### L'ESPLOSIONE DEI COSTI SU MSD EX ANTE

Una prima evidenza è sicuramente l'impennata dei costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento dei servizi ancillari su MSD ex ante (**Figura 1**): da gennaio, quando i costi erano stati pari a 65 milioni di euro, in linea con la media dell'anno precedente, è cominciata una rapida crescita, particolarmente intensificata nei mesi di aprile e maggio, che ha portato la spesa di Terna su questo mercato a quadruplicarsi,

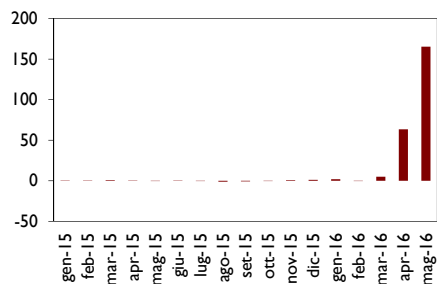
FIGURA 2. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX ANTE IN SARDEGNA (milioni di euro)



Dati fino a maggio 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

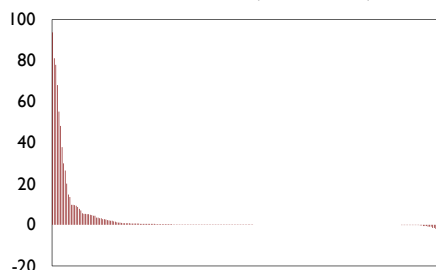
FIGURA 3. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX ANTE A BRINDISI (milioni di euro)



Dati fino a maggio 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

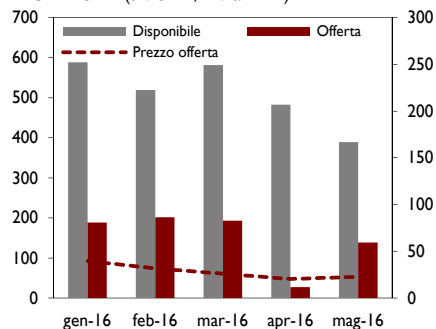
FIGURA 4. COSTI SOSTENUTI DA TERNA SU MSD EX ANTE SUDDIVISI PER UP (milioni di euro)



Dati fino a maggio 2016

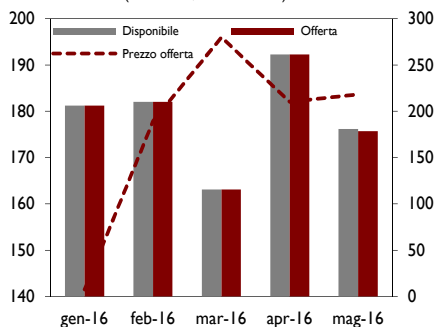
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 5. ESEMPIO DI OFFERTA PARZIALE DI CAPACITÀ (sx: GWh, dx: €/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 6. ESEMPIO DI OFFERTA A PREZZI ALTI DI CAPACITÀ (sx: GWh, dx: €/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

fino a 275 milioni di euro, doppiando perfino la spesa sostenuta nel mese di luglio 2015.

Se durante l'estate scorsa il fenomeno aveva interessato tutta la penisola, viste le condizioni critiche che il sistema si era trovato a fronteggiare, è immediato circoscrivere geograficamente la tendenza di questi ultimi mesi: analizzando i costi a livello zonale, infatti, l'aumento dei costi sostenuti in Sardegna (+44 milioni di euro a maggio rispetto a gennaio) e soprattutto nel polo di Brindisi (+164 milioni di euro), segnalate come le zone più critiche anche dall'Autorità, spiegano quasi interamente la variazione osservata a livello complessivo (Figure 2 e 3).

Approfondendo le ragioni che hanno portato a questa esplosione di costi, è evidente come gli effetti siano molteplici, sia lato volumi sia lato prezzi, rendendo complessa e articolata la spiegazione del fenomeno.

## L'ELEVATA CONCENTRAZIONE DEI COSTI

Ripartendo per centrale i costi sostenuti da Terna su MSD ex ante nei primi 5 mesi 2016 (Figura 4), si osserva che questi sono caratterizzati da un altissimo grado di concentrazione: il 50% dei costi è riferito alle prime tre centrali, l'80% alle prime otto.

La forte concentrazione geografica in punti peculiari della rete di trasmissione suggerisce la necessità di interventi di rafforzamento della rete stessa, i cui limiti attuali offrono un potere di mercato locale agli impianti situati nei nodi più critici.

## EFFETTO VOLUMI: TRATTENIMENTO DI CAPACITÀ E INDISPONIBILITÀ

A livello di volumi di servizi ancillari approvvigionati, nelle zone considerate è aumentata in modo consistente la chiamata in accensione al minimo tecnico, segno evidente della necessità, da parte di Terna, di avere a disposizione adeguata riserva rotante e di garantire un necessario sostegno della tensione. È venuta quindi a mancare una sufficiente presenza di impianti regolanti sui mercati dell'energia, di cui si possono individuare due cause principali.

Da un lato, alcuni operatori di mercato, in una logica di ottimizzazione del risultato economico, vendono quote ridotte di energia su MGP, dove i prezzi e lo spazio contendibile sono attualmente molto ridotti, per competere su una quota del MSD, che, per gli impianti più flessibili e situati in punti strategici, diventa parte fondamentale per la copertura dei costi complessivi. Diversi sono i tipi di approcci che si possono osservare sul MGP: in alcuni casi, l'energia non viene del tutto offerta o offerta parzialmente solo in alcune fasce orarie che garantiscono prezzi più alti (Figura 5), in altri l'energia viene completamente offerta, ma a prezzi alti, che colgono solamente i picchi sul mercato (Figura 6), in altri ancora quantità precedentemente vendute su MGP vengono riacquistate su MI, con una strategia comunque soggetta a un rischio prezzo, in quanto il prezzo infragiornaliero che si può realizzare non è necessariamente minore del prezzo ottenuto in vendita sul MGP.

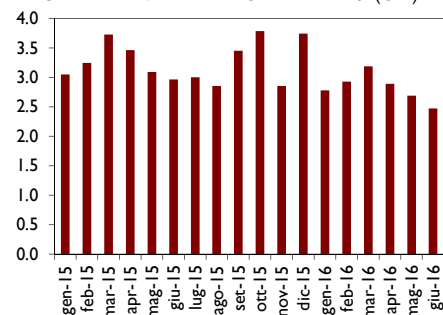
Dall'altro lato, è immediato però verificare che in Sardegna e a Brindisi, cioè le zone in cui il fenomeno si è manifestato con la sua massima intensità, la situazione è stata aggravata da diversi episodi di indisponibilità che hanno colpito le centrali termoelettriche, riducendo l'ampiezza del parco regolante, necessario a mantenere la sicurezza del dispacciamento: in Figura 7, è mostrata ad esempio la capacità oraria media disponibile in zona Brindisi, caratterizzata da un'evidente riduzione negli ultimi mesi, a livelli più bassi del consueto trend stagionale determinato dalle manutenzioni programmate. Ma anche in Sardegna, diversi casi di indisponibilità hanno determinato la necessità di Terna di ricorrere in maniera massiccia al MSD.

## EFFETTO PREZZI: IL TEMA DELL'ESSENZIALITÀ

A una crescita dei volumi, si è aggiunta però anche un'ascesa dei prezzi per i servizi a salire sul MSD, in particolare per l'accensione al minimo tecnico. A una prima lettura, ciò si può attribuire a situazioni di potere di mercato locale per alcune centrali situate in nodi critici della rete; in realtà, questo aspetto si intreccia strettamente con il tema delle essenzialità.

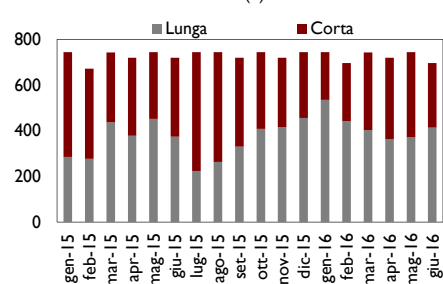
Si osserva infatti che, nell'ultimo anno e mezzo, una riduzione degli oneri di dispacciamento è avvenuta in Sicilia, a seguito del Decreto Legge 91/14: per tutte le unità di produzione siciliane sopra i 50 MW, dichiarate essenziali fino all'entrata in

FIGURA 7. CAPACITÀ ORARIA MEDIA DISPONIBILE DA UNITÀ RILEVANTI IN ZONA BRINDISI (GW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

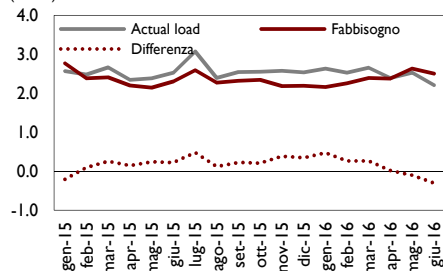
FIGURA 8. FREQUENZA SEGNO SBILANCIAMENTO NELLA MACROZONA SUD (h)



Dati fino al 29 giugno

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 9. DIFFERENZA FRA ACTUAL LOAD E FABBISOGNO MGP NELLA ZONA CENTRO NORD (TWh)



Dati fino al 29 giugno

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

operatività del cavo, avvenuta il 28 maggio di quest'anno, esistevano vincoli di offerta, tanto sul MGP quanto sul MSD, dove il prezzo di offerta era stabilito per regolazione al costo variabile riconosciuto (*Newsletter 180*).

La crescita degli oneri di dispacciamento osservata invece in Sardegna è avvenuta proprio in corrispondenza dell'uscita dal regime degli impianti essenziali di alcune unità di produzione a fine 2015: i prezzi, non più vincolati dall'essenzialità, ma liberi sul mercato, hanno subito immediatamente un forte rialzo. Data l'apparente necessità di Terna di continuare a ricorrere all'approvvigionamento di servizi dalle stesse unità di produzione, cui non è stata rinnovata l'essenzialità, è immediato domandarsi se non continuino nella realtà a persistere situazioni di indispensabilità di fatto, che dovrebbero essere riconsiderate.

Sembra quindi indispensabile valutare quanta quota parte di questo rialzo sia da attribuire proprio al mercato libero al termine delle essenzialità e, di fronte a una difficile gestione della sicurezza o a costi insostenibili per mantenerla, rivalutare la necessità di reintrodurre regimi di essenzialità o approvvigionamenti a termine dei servizi ancillari, così come proposto dall'Autorità stessa.

## LA PREVEDIBILITÀ DEL SEGNO DI SBILANCIAMENTO MACROZONALE

Altro tema all'attenzione dell'Autorità è lo sfruttamento volontario della disciplina degli sbilanciamenti, utilizzato per ottenere un margine positivo dalle unità non abilitate (unità di consumo o unità di produzione rinnovabili non programmabili o non rilevanti), ponendosi sistematicamente in segno opposto al segno di sbilanciamento macrozonale atteso.

La prima osservazione che è possibile fare è che, in seguito all'incorporazione delle isole all'interno della macrozona Sud, il segno di sbilanciamento di tale macrozona è diventato molto meno persistente del passato: 52% a 48% l'occorrenza del segno "lungo" rispetto al segno "corto" (**Figura 8**), molto lontano dalle percentuali osservate negli anni precedenti, che superavano l'80% di zona "lunga" per il Sud escluse le isole e di zona "corta" per le isole stesse.

Rimane comunque una componente di regolarità su base stagionale, sia infra-annuale come visibile in figura, sia infra-giornaliera, così come una maggiore persistenza del segno in situazioni estreme di carico e generazione.

Dai dati a livello aggregato, è possibile intuire una certa relazione tra l'occorrenza del segno di sbilanciamento macrozonale e la differenza tra *actual load* e fabbisogno su MGP, che esprime la differenza tra consumi reali e programmati da parte delle unità di consumo (ad esempio in **Figura 9** è riportata tale differenza per la zona Centro Nord, una delle zone che costituiscono la macrozona Sud).

Nell'esempio presentato, nell'ultimo anno e mezzo, in una macrozona prevalentemente lunga (anche se con percentuali ridotte), le unità di consumo hanno mantenuto una posizione prevalentemente corta, cioè prelevando di più di quanto programmato su MGP e MI e attenuando quindi lo sbilanciamento macrozonale. Esiste comunque un filo sottile tra l'utilizzo della disciplina degli sbilanciamenti in modo strategico e una gestione accurata del rischio, finalizzata a ridurre gli oneri di sbilanciamento. È possibile infatti individuare controesempi evidenti: a luglio 2015, in cui il segno si era ribaltato, producendo un mercato prevalentemente "corto", anche le unità di consumo erano, a livello medio aggregato, sbilanciate positivamente, cioè prelevando più energia di quanto programmato sui mercati; il segno di sbilanciamento della macrozona era in quel momento intensificato dalla posizione dei consumatori, che dovevano acquistare energia a sbilanciamento a prezzi molto elevati<sup>4</sup>.

Negli ultimi mesi, di fronte a una maggiore occorrenza del segno "corto" della macrozona, anche le unità di consumo si sono posizionate maggiormente in posizione lunga, ossia acquistando sui mercati più energia di quanto effettivamente prelevato in tempo reale. Anche questo comportamento però può essere letto in modo razionale, considerando il picco di prezzo osservato nei servizi a salire. Infatti, nella regolazione degli sbilanciamenti di tipo *single-pricing*, dove il prezzo di sbilanciamento è determinato esclusivamente dal segno di sbilanciamento della macrozona, in corrispondenza di una macrozona corta il prezzo utilizzato è proprio quello medio ponderato dei servizi a

<sup>4</sup> Anche su MGR, in particolare nelle ultime due settimane di luglio, i prezzi avevano raggiunto dei picchi molto elevati, dando un segnale forte sul valore dell'energia e della capacità in un momento contingente di scarsità.

salire. Un'unità non abilitata, di fronte al rischio di dover pagare un prezzo elevatissimo e in rapida crescita per l'energia prelevata in più (o immessa in meno) rispetto a quanto programmato, può razionalmente scegliere di mantenersi in una posizione corta, in cui la massima perdita, quando la zona torna lunga, è fissata dal prezzo *floor* di zero e può essere quindi quantificata e contenuta entro livelli accettabili.

#### CONCLUSIONE: UNA COMPLESSA LETTURA DEL MERCATO

Anche il basso livello di richiesta elettrica osservato quest'anno (fino a maggio, Terna ha registrato una caduta del livello di richiesta sulla rete di circa l'1.6% rispetto ai primi cinque mesi dell'anno precedente) ha contribuito in modo rilevante alla risalita dell'*uplift*. All'impatto diretto sul denominatore, corrispondente all'energia prelevata dalla rete, si aggiunge infatti l'impatto indiretto sul numeratore: è evidente, dall'esperienza storica, come livelli estremi di domanda siano particolarmente critici dal punto di vista della sicurezza, costringendo Terna a ricorrere maggiormente all'approvvigionamento di servizi per mantenere la sicurezza del dispacciamento. Ciò vale sia per i periodi di forte domanda, in cui i margini di riserva si riducono drasticamente, come avvenuto l'estate scorsa, ma anche, e soprattutto, nei periodi di debole domanda, in cui il sistema vuoto fatica a soddisfare le proprie esigenze di riserva.

I comportamenti osservabili sul mercato da parte degli operatori, sia in riferimento alle unità abilitate che non abilitate (lato consumo e lato produzione), sono perciò molto articolati e complessi e offrono diverse chiavi di lettura, in cui si intersecano strategie di ottimizzazione del risultato, limiti intrinseci della rete di trasmissione o impliciti nella disciplina del mercato e logiche di copertura dal rischio in un mercato sempre più volatile e imprevedibile. Solo considerando congiuntamente tutti questi fattori può essere possibile comprendere in modo esaustivo ciò che sta accadendo sui mercati: questo deve essere il punto di partenza per arrivare a formulare delle risposte complete e adeguate.