

MERCATO ELETTRICO

RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO: DUE POSSIBILI INNOVAZIONI VOLUZIONARIE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 800/2016/R/eel](#)
- [DCO 798/2016/R/eel](#)
- [DCO 684/2016/R/eel](#)
- [DCO 298/2016/R/eel](#)
- [Regolamento \(UE\) 2015/1222](#)
- [DCO 557/2013/R/eel](#)

Gli orientamenti espressi dall'Autorità nell'ambito della riforma di MI (negoiazione continua, gate closure a ridosso del tempo reale e offerte di portafoglio), così come quelli riguardanti il dispacciamento (abilitazione volontaria su MSD e revisione della definizione del segno e del prezzo di sbilanciamento) incrementano la complessità del disegno di mercato e sembrano scarsamente coordinati perché ci si vuole avvicinare al framework europeo mantenendo alcune peculiarità italiane, tra cui il central dispatching.

Negli ultimi mesi sono stati pubblicati numerosi documenti di rilievo nel processo di riforma del disegno del mercato elettrico italiano all'ingrosso. A livello nazionale, l'Autorità ha infatti avviato una consultazione pubblica (DCO 798/2016) in tema di Mercato Infragiornaliero (MI), che si concluderà a fine febbraio, e ha anche nuovamente revisionato la disciplina transitoria in tema di sbilanciamenti elettrici (Delibera 800/2016).

Oltre alla consapevolezza del notevole sforzo di adeguamento (introduzione di sessioni in negoziazione continua, *gate closure* fissato un'ora prima rispetto al tempo reale ed eventuale riduzione del numero di sessioni ad asta) che sarà richiesto al nostro paese per armonizzare e integrare il proprio MI con i corrispondenti mercati europei, dalla consultazione in corso sull'adeguamento del disegno di MI e sul suo coordinamento con MSD sembra emergere per la prima volta anche l'orientamento dell'Autorità a introdurre nel disegno del mercato elettrico italiano all'ingrosso due elementi fortemente innovativi rispetto al disegno originale.

Il primo elemento di forte innovazione, se non addirittura di rivoluzione, rispetto al passato sarebbe il passaggio dallo *unit bidding* al *portfolio bidding* eventualmente non solo su MI, ma anche su MGP, con la conseguente necessaria introduzione di una piattaforma dedicata per il processo di nomina. Tale novità, oltre a superare l'impostazione storica italiana, potrebbe aprire la strada all'introduzione sul mercato di nuove figure, quali gli aggregatori, che potrebbero rivestire un ruolo fondamentale anche nella gestione del bilanciamento del sistema, in un contesto sempre più orientato verso la generazione distribuita e il coinvolgimento di tutte le risorse in una gestione attiva della rete.

Il secondo elemento rivoluzionario è la riforma del MSD, con l'apertura della partecipazione a tutte le risorse (comprese quelle non convenzionali, quali le fonti rinnovabili non programmabili, gli *storage*, la *demand response*) e un'abilitazione che potrebbe diventare volontaria, per garantire il coordinamento con un MI sempre più vicino al tempo reale. Ciò richiede ovviamente una regolazione degli sbilanciamenti che fornisca agli operatori un segnale corretto del valore dell'energia in tempo reale, in modo tale da non creare strategie distorsive per lo stato del sistema e consentire agli operatori una scelta razionale tra la partecipazione a MI o a MSD.

Obiettivo del presente articolo è pertanto non solo quello di fare il punto sulle ultime novità strettamente italiane in tema di disegno del mercato elettrico all'ingrosso, ma anche quello di commentarne la coerenza interna, anche alla luce delle *framework* europeo.

LA RIFORMA DEL MERCATO INFRAGIORNALIERO

ADEGUAMENTO DEL DISEGNO DI MI E COORDINAMENTO CON MSD

Sostanzialmente due sono le tematiche oggetto della recente consultazione dell'Autorità in tema MI. Da un lato, l'Autorità affronta il problema dell'adeguamento dell'attuale disegno di MI ai fini della sua armonizzazione e integrazione con i corrispondenti mercati europei in linea con quanto stabilito dal regolamento comunitario in tema di *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM, Regolamento 2015/1222). Dall'altro, l'Autorità espone i propri orientamenti per il coordinamento tra il MI e il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) che si renderebbe necessario a seguito dell'adeguamento del disegno del primo di questi due mercati.

ARTICOLI CORRELATI

- [Già in vigore numerose disposizioni transitorie in tema di sbilanciamenti](#) (Newsletter 202)
- [La riforma del dispacciamento e dei prezzi di sbilanciamento](#) (Newsletter 200)

TAG

electricity, imbalances

POSSIBILITÀ DI ASTE COMPLEMENTARI ALLA NEGOZIAZIONE CONTINUA

In tema di disegno dei mercati infragiornalieri, il regolamento comunitario in tema di *Congestion Management and Capacity Allocation* prevede in particolare:

- il ricorso al meccanismo della negoziazione continua con criterio di determinazione dei prezzi di tipo *pay-as-bid*, come meccanismo principale
- una *gate closure* fissata al massimo un'ora prima rispetto al tempo reale
- la determinazione di un prezzo per la capacità infragiornaliera interzonale
- la possibilità di ricorso al meccanismo d'asta con criterio di determinazione dei prezzi di tipo *pay-as-clear*, come meccanismo complementare su base regionale.

Essendo basato su una serie di aste a cascata *pay-as-clear* e avendo una *gate closure* notoriamente molto distante dal tempo reale, l'attuale disegno del MI italiano è notevolmente diverso dal disegno di riferimento a livello comunitario. Al riguardo, l'Autorità ha sempre supportato l'implementazione di un disegno ibrido che preveda, almeno sulle frontiere tra l'Italia e i Paesi confinanti, il ricorso ad aste complementari rispetto alle sessioni in negoziazione continua, che peraltro garantirebbe che la capacità infragiornaliera interzonale sia prima offerta sul mercato al miglior offerente mediante l'asta e solo successivamente lasciata al mercato in negoziazione continua se rimasta invenduta.

IL PROGETTO XBID PROPONE DUE OPZIONI

In linea con quanto supportato dall'Autorità, il progetto *Cross Border Intra Day* (XBID) per l'implementazione volontaria del regolamento comunitario in tema di CACM da parte di 12 Paesi europei (compresa l'Italia che partecipa con Terna e GME), prevede, oltre alla negoziazione continua con contestuale allocazione e aggiornamento della capacità infragiornaliera interzonale e a una *gate closure* fissata un'ora prima rispetto al tempo reale, anche l'implementazione di un meccanismo d'asta complementare, per le zone di mercato italiane, per le frontiere con l'Italia e per la frontiera tra Austria e Slovenia, secondo due opzioni alternative. Con la prima opzione:

- verrebbe confermata la complessa articolazione dell'attuale MI in due aste *pay-as-clear* nel giorno D-1 in cui possono essere negoziate tutte le 24 ore del giorno D e (a partire dal prossimo febbraio) cinque aste *pay-as-clear* nel giorno D in cui possono essere negoziate solo parte delle 24 ore del giorno medesimo
- si introdurrebbe lo svolgimento di due aste infragiornaliere regionali complementari coincidenti con MI2 e MI4 (queste due sessioni di MI sarebbero in altri termini allargate anche all'allocazione implicita della capacità infragiornaliera sulle frontiere)
- si avvierebbero le sessioni in negoziazione continua a valle della pubblicazione dei risultati delle aste, con la possibilità di negoziare in queste sessioni solo le ore di D non più negoziabili mediante successive aste (sia solo italiane, che nella seconda asta infragiornaliera regionale complementare).

Con la seconda opzione verrebbe invece semplificata la complessa articolazione dell'attuale MI prevedendo due aste *pay-as-clear* nel giorno D-1 in cui possono essere negoziate tutte le 24 ore del giorno D e una sola asta *pay-as-clear* nel giorno D in cui possono essere negoziate solo parte delle 24 ore del giorno stesso. In questo caso le due aste infragiornaliere regionali complementari coinciderebbero con i nuovi MI2 e MI3, che risulterebbero quindi contemporaneamente aperte all'allocazione implicita sia della capacità infragiornaliera tra zone di mercato italiane, che della capacità infragiornaliera sulle frontiere.

L'AUTORITÀ INTENDE MANTENERE L'ATTUALE ARTICOLAZIONE DI MI

Con riferimento alle due possibili opzioni contemplate dal progetto XBID per le frontiere con l'Italia, l'Autorità è orientata a preferire quella che confermerebbe la complessa articolazione dell'attuale MI, piuttosto che quella che la semplificherebbe, poiché la semplificazione dell'attuale MI potrebbe avere rilevanti impatti sulle strategie di copertura e aggiustamento degli operatori. Infatti, con un'asta infragiornaliera *pay-as-clear* un operatore potrebbe presentare le proprie offerte con riferimento a tutte le ore rimanenti di D e, una volta determinato l'equilibrio dell'asta, avere un quadro definitivo della propria posizione, invece con la negoziazione continua:

- l'operatore non avrebbe la certezza di concludere la transazione fino all'accoppiamento della propria offerta
- l'eventuale conclusione della transazione non seguirebbe l'ordine di merito economico, ma il mero ordine temporale di presentazione delle offerte (principio del *first-come-first-served*).

Secondo l'Autorità, il ricorso al meccanismo d'asta nell'orizzonte infragiornaliero consentirebbe inoltre di valorizzare in modo implicito ed efficiente la capacità infragiornaliera anche sulle frontiere, tanto più se si considera che finora non è ancora stata trovata alcuna soluzione soddisfacente al problema della determinazione di un prezzo per la capacità infragiornaliera interzonale in presenza del solo meccanismo della negoziazione continua. Al riguardo, anche secondo quanto espresso da ENTSO-E nell'ambito dei lavori del *Market Electricity Stakeholder Committee* l'unica possibile soluzione è quella di un disegno ibrido che coniughi negoziazione continua ed aste.

EVENTUALI OFFERTE PER PORTAFOGLIO NELLE SESSIONI A NEGOZIAZIONE CONTINUA

Un altro orientamento finalizzato a una maggiore armonizzazione di MI con i corrispondenti mercati europei, anche se non richiesto esplicitamente dal regolamento comunitario in tema di CACM, sembra essere inoltre quello di favorire l'abbandono delle offerte per unità (*unit bidding*) a favore delle offerte per portafoglio (*portfolio bidding*) nell'ambito delle sessioni a negoziazione continua, a seguito dell'avvio del progetto XBID sulle frontiere con l'Italia atteso per il prossimo anno. Le offerte per portafoglio, potenzialmente estendibili anche al Mercato del Giorno Prima (MGP), sarebbero comunque limitate alle singole zone di mercato e separate lato offerta e lato domanda e renderebbero necessaria l'introduzione di un processo di nomina attraverso una piattaforma dedicata per consentire agli operatori di tradurre la propria posizione commerciale in un vero e proprio *unit commitment* per le singole unità del proprio portafoglio.

IL DIFFICILE COORDINAMENTO TRA NUOVO MI E MSD

L'introduzione su MI di un altro elemento irrinunciabile del regolamento comunitario in tema di CACM, cioè la *gate closure* fissato un'ora prima rispetto al tempo reale, rende necessaria l'introduzione anche di specifiche misure volte a garantire il coordinamento tra MI e MSD, in modo tale che gli scambi infragiornalieri preservino lo *unit commitment* e garantiscano a Terna i necessari margini di riserva in tempo reale. L'attuale architettura del mercato elettrico italiano all'ingrosso basata sul *central dispatching* prevede infatti una stretta sequenzialità tra:

- la fase commerciale (rappresentata da MGP e MI) in cui gli operatori definiscono le proprie coperture economiche attraverso i propri programmi di immissione e prelievo
- la fase fisica (MSD ex ante e MB) in cui i programmi di immissione e prelievo hanno effettiva esecuzione e Terna garantisce la sicurezza del sistema tramite l'approvvigionamento di servizi ancillari.

L'introduzione di eventuali sessioni di MI tra MSD ex-ante e il tempo reale, per via della *gate closure* ristretta, andrebbe però a compromettere questa sequenzialità con il rischio che il dispacciamento fisico definito su MSD ex ante possa essere ulteriormente modificato da contrattazioni su MI.

RIPROPOSTE LE OPZIONI DI RISERVA DI MARGINI SU MSD EX ANTE

Al fine di mantenere la stretta distinzione tra fase commerciale e fase fisica del mercato e quindi evitare che il dispacciamento fisico definito su MSD ex ante possa essere ulteriormente modificato da contrattazioni su MI, l'Autorità ripropone a distanza di diversi anni (DCO 557/2013) la possibilità per Terna di riservare margini di riserva su MSD ex-ante mediante contratti ad opzione, in cambio di una remunerazione fissa per la capacità riservata e di una remunerazione variabile sull'energia approvvigionata, in modo da coprire il costo opportunità per l'operatore, derivante dall'impossibilità di disporre su MI della capacità riservata stessa (supponendo che la partecipazione a MSD sia obbligatoria per tutte le unità che rispettano i requisiti di abilitazione). Alle unità abilitate su MSD (a differenza di quelle non abilitate) sarebbe pertanto consentito

di effettuare scambi su MI solo per le ore di D per le quali Terna non ha ancora definito un programma vincolante definitivo su MSD ex ante.

POSSIBILITÀ DI SCAMBI SU MI PER I MARGINI DI CAPACITÀ RESIDUI

Oltre a riproporre la possibilità di prenotare margini di riserva su MSD ex-ante, l'Autorità è anche orientata a:

- obbligare le unità abilitate su MSD a rinunciare esplicitamente a effettuare scambi nelle sessioni di MI successive a MSD ex-ante, con riferimento alle ore per cui è stato definito un programma vincolante definitivo
- valutare con il consenso di Terna la possibilità di consentire alle unità abilitate su MSD di effettuare scambi nelle sessioni di MI successive a MSD ex-ante, limitatamente ai margini di capacità residui rispetto a quelli riservati da Terna stessa con la definizione dei programmi vincolanti definitivi.

EVENTUALE PASSAGGIO ALL'ABILITAZIONE VOLONTARIA SU MSD

Come nel caso delle offerte di portafoglio, sempre ai fini di una maggiore armonizzazione delle regole di mercato italiane con quelle europee, l'Autorità è orientata anche a rivedere i criteri di abilitazione a MSD, passando da una logica di abilitazione su base obbligatoria a una su base volontaria, in modo peraltro coerente con la recente proposta (DCO 298/2016) di estensione della platea di operatori (domanda, fonti rinnovabili intermittenti e generazione distribuita, anche in forma aggregata lato domanda o lato produzione) che possono chiedere di abilitarsi su MSD per fornire a Terna risorse di dispacciamento (*Newsletter 200*). Con una logica di abilitazione su base volontaria spetterebbe all'operatore la scelta dell'opzione più conveniente tra l'abilitazione su MSD (con i conseguenti vincoli di operatività su MI) o la rinuncia all'abilitazione su MSD (per mantenere una più libera operatività su MI). In tal caso, secondo l'Autorità, non sarebbe più necessario remunerare mediante i contratti di opzione i margini di riserva predisposti da Terna su MSD ex-ante, poiché la partecipazione su MSD non sarebbe più obbligatoria, ma il risultato di una scelta a monte effettuata dall'operatore circa la fase (commerciale o fisica) del mercato su cui operare.

VERSO UNA RIFORMA ORGANICA DEGLI SBILANCIAMENTI

Nelle ultime settimane del 2016, prima con la consultazione 684/16 e poi con la delibera 800/16, l'Autorità ha revisionato ulteriormente la disciplina degli sbilanciamenti per il periodo transitorio e ha compiuto un primo tentativo di concretizzazione della riforma organica degli sbilanciamenti, ipotizzata già nel 2013, finalizzato a dare una nuova definizione di segno e prezzo di sbilanciamento macrozonale, più rappresentativa dello stato effettivo del sistema e del valore dell'energia nel tempo reale.

CALCOLO DEL SEGNO DI SBILANCIAMENTO BASATO SULLE MISURE

Il primo tema affrontato dall'Autorità è la metodologia di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato macrozonale. Ad oggi, lo sbilanciamento macrozonale è calcolato sulla base dei volumi approvvigionati da Terna sui mercati dei servizi (sia MSD ex ante che MB) all'interno di ogni macrozona: questa disciplina era stata introdotta nel 2010, per permettere un calcolo e una pubblicazione dei segni e prezzi di sbilanciamento più vicino al prezzo reale, evitando le continue rettifiche e i conseguenti conguagli resi necessari dal calcolo basato sui dati di misura negli anni precedenti. L'Autorità stessa ha riconosciuto come la metodologia di calcolo basata sui dati commerciali non sia spesso stata rappresentativa dello sbilanciamento effettivo del sistema, data la mancata contabilizzazione dello scambio di risorse di bilanciamento fra le varie zone: pertanto il segno calcolato è risultato spesso disallineato dal segno effettivo, aumentandone la persistenza e la prevedibilità, e incentivando comportamenti strategici da parte degli operatori di mercato non abilitati (ossia coloro che erano sottoposti a una valorizzazione degli sbilanciamenti di tipo *single pricing*). Con la delibera 444/16, che aveva introdotto un regime misto *single pricing/dual pricing* per la valorizzazione degli sbilanciamenti delle unità di consumo già da agosto scorso, si era posto un limite a tali comportamenti strategici, tramite l'applicazione di una banda del 15%, ma senza affrontare il problema alla radice: la distorsione insita nel calcolo del segno è tuttora presente, favorendo e incentivando il perdurare di strategie

di sbilanciamento da parte delle FRNP, cui il regime misto non è stato applicato. Al fine di creare un segnale corretto per gli operatori, in modo da favorire un comportamento conforme ai principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza, secondo l'Autorità è necessario quindi cambiare la metodologia del calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale, in modo che rappresenti meglio lo stato effettivo del sistema. L'idea, prima consultata e poi adottata dall'Autorità, è quella di tornare (come accadeva fino al 2009) a un calcolo dello sbilanciamento basato sui dati di misura delle immissioni e dei prelievi effettivi di tutte le unità che si trovano nella macrozona. Tale approccio presenta ovviamente delle criticità, che avevano spinto l'Autorità ad abbandonarlo diversi anni fa, tra cui i tempi di calcolo e di pubblicazione, la trasparenza e la necessità di continue rettifiche. Per ovviare a questi problemi, si richiede quindi a Terna di riuscire a fornire entro il giorno successivo a quello di consegna un'informazione almeno preliminare, ma il più possibile coerente e rappresentativa dell'effettivo stato del sistema, in modo tale che l'entità delle rettifiche non sia tale da influenzare il segno finale. Viene anche delineata una scaletta degli *step* necessari: l'aggiornamento del Codice di Rete e una prova del calcolo ex-post su tutto il 2016, al fine di ricreare una base storica dei segni di sbilanciamento basati sulle misure, entro la fine di marzo, per adottare la nuova metodologia già da maggio di quest'anno, sempre che essa si dimostri affidabile ed efficace.

SUPERAMENTO DEL REGIME MISTO SINGLE PRICING/DUAL PRICING

La riforma del calcolo del segno dovrebbe consentire di superare il regime misto di valorizzazione, non fornendo più incentivi agli operatori per una programmazione non diligente. Per il periodo transitorio (fino a fine aprile), viene confermato quindi il sistema misto con banda del $\pm 15\%$ per le unità di consumo e per le unità di produzione termoelettriche non abilitate, mentre rimane il *single pricing* puro per tutte le FRNP, sia di taglia rilevante che non rilevante: non si concretizza quindi né il restringimento della banda, né l'applicazione alle rinnovabili non rilevanti, come previsto precedentemente. A partire da maggio, parallelamente alla nuova metodologia di calcolo del segno, rimane solo la necessità di contrastare le strategie di arbitraggio tra i prezzi zionali all'interno della stessa macrozona di bilanciamento: pertanto il regime misto viene confermato solo per le unità di consumo, ma con una banda più ampia ($\pm 30\%$), mentre si ritorna al *single pricing* per il termoelettrico non abilitato, così come per tutte le FRNP.

ANCORA RIPROPOSTI I PREZZI NODALI

La riforma organica degli sbilanciamenti punta anche, coerentemente con quanto suggerito a livello europeo, a una valorizzazione degli sbilanciamenti che rappresenti il valore dell'energia scambiata in tempo reale. In particolare, l'energia di bilanciamento ha una dimensione spaziale (in quanto il valore potrebbe cambiare nodo per nodo), temporale (in quanto il valore del bilanciamento è diverso in ogni istante, sulla base dell'entità degli scostamenti da parte della domanda e delle produzioni intermittenti, oltre che delle accidentalità) e merceologica (dato che il servizio di bilanciamento è diverso e deve essere distinto dall'energia acquistata per altri tipi di servizi ancillari, quali la risoluzione delle congestioni o la regolazione di tensione o di frequenza). Sarebbe quindi necessario superare il concetto di macrozona di bilanciamento statica, passando invece a una soluzione dinamica, che tenga conto in ogni istante delle congestioni sulla rete rilevante. L'idea considerata dall'Autorità è il ricorso ai prezzi nodali dell'energia scambiata in tempo reale, che necessita comunque di essere verificata dal punto di vista della fattibilità e dell'efficacia. La determinazione dei prezzi nodali comincerà quindi a essere utilizzata in un primo momento per il monitoraggio degli esiti del MSD, per valutarne la rappresentatività del valore dell'energia in tempo reale e l'utilizzo per la valorizzazione degli sbilanciamenti.

LA RIFORMA DEGLI SBILANCIAMENTI VA COORDINATA CON LA RDE

La riforma degli sbilanciamenti deve comunque essere coordinata con la più generale riforma del mercato elettrico italiano, che interessa sia il MI, sia il MSD (tramite il procedimento RDE¹).

Un corretto dimensionamento del prezzo di bilanciamento è collegato a doppio filo con la riforma dei mercati dell'energia. Da un lato, il MGP e il MI devono consentire

¹ Riforma del Dispacciamento Elettrico (delibera 393/2015)

agli operatori di mercato di arrivare il più bilanciati possibile al tempo reale; dall'altro, un prezzo di sbilanciamento in grado di riflettere il costo dell'energia in tempo reale dovrebbe fornire agli operatori un segnale corretto, anche ai fini della scelta di partecipazione tra MI e MSD, di cui si è parlato precedentemente. Al riguardo, appare significativo anche l'orientamento dell'Autorità a preferire una regola di calcolo dei prezzi di sbilanciamento di tipo *single pricing*, che sembra andare in direzione opposta rispetto alle ultime riforme transitorie sullo stesso tema (*Newsletter* 202).

La riforma degli sbilanciamenti dovrà poi procedere di pari passo alla RDE. Oggi, infatti, si è sempre adottato un approccio agli sbilanciamenti distinto tra unità abilitate (le convenzionali risorse termoelettriche e idroelettriche programmabili) e non abilitate (unità di consumo e impianti di generazione intermittenti o non rilevanti). Con la RDE, è stata invece sottoposta a consultazione, l'anno scorso, un'apertura della partecipazione al MSD anche di tutte le fonti "non convenzionali": è atteso prossimamente un mandato a Terna per l'aggiornamento del Codice di Rete necessario all'integrazione. La disciplina degli sbilanciamenti dovrà quindi essere riformata in una direzione che consenta e incentivi la scelta di abilitarsi a tutti i tipi di risorse: passare da una valorizzazione a *single pricing* a prezzo medio a una fatta con *dual pricing* a prezzo marginale al momento potrebbe essere troppo penalizzante e non adeguatamente compensato dai margini (volatili e incerti) che è possibile ottenere tramite la fornitura dei servizi ancillari e quindi scoraggiare l'abilitazione di tutti i potenziali nuovi fornitori di servizi.

LA COERENZA CON IL FRAMEWORK EUROPEO

Il coordinamento di tutte queste linee di riforma è ovviamente molto complesso e sembra talvolta andare in direzione opposta a quella ottimale, come accaduto per la disciplina transitoria degli sbilanciamenti: occorre quindi un disegno chiaro e organico su cui basare l'intero processo di riforma, senza dimenticare di gettare uno sguardo al panorama europeo.

In particolare, la proposte di riforma di MI sembrano oscillare tra la volontà di avvicinarsi il più possibile al modello prevalente a livello europeo (sessioni a negoziazione continua, *gate closure* fissato un'ora prima rispetto al tempo reale, *portfolio bidding*) e le difficoltà di abbandonare del tutto l'impostazione *central dispatching* del dispacciamento italiano. Il tentativo di conciliare le peculiarità italiane con il modello europeo si traduce in una forte complicazione del disegno del mercato che potrebbe dare luogo anche a incoerenze interne. Ad esempio, nel modello tedesco vi è un approvvigionamento a termine dei margini di riserva da parte dei TSO prima dallo svolgimento della fase commerciale (*day-ahead* e *intraday*) del mercato. In Italia, invece si vuole mantenere l'approvvigionamento *spot* con un MSD che si svolge a valle di MI. In presenza di un approvvigionamento *spot* dei servizi ancillari l'eventuale passaggio a una logica di abilitazione volontaria su MSD per tutte le risorse potrebbe risultare rischiosa per la garanzia della sicurezza del sistema da parte di Terna.

Infine, in tema di regolazione degli sbilanciamenti dal *framework* europeo sembra emergere una preferenza per il *single pricing*, in quanto in grado di consentire un'adeguata gestione del rischio a tutte le risorse comprese quelle da fonti intermittenti. Nella regolazione transitoria sugli sbilanciamenti più volte rivista dall'Autorità al fine di ridurre eventuali opportunità di ottenimento di margini da sbilanciamenti, la direzione intrapresa sembra invece andare in direzione opposta. La stessa Autorità ha tuttavia prospettato un eventuale ritorno, in una fase a regime, alla regola del *single pricing*.