

BILANCIAMENTO E DISPACCIAMENTO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 419/2017/R/eel](#)

Divengono tangibili gli effetti delle numerose riforme: più incerti e meno manipolabili i segni di sbilanciamento, consistente riduzione dei costi di dispacciamento, anche grazie al favorevole momento di mercato.

L'INTRODUZIONE DEI NUOVI SEGNI DI SBILANCIAMENTO

IL NUOVO CALCOLO DEI SEGNI DI SBILANCIAMENTO MACROZONALI

In tema di sbilanciamenti, come commentato precedentemente in *Newsletter 210*, è stato introdotto un nuovo approccio al calcolo dei segni macrozonal, basato sui flussi fisici, e un nuovo corrispettivo di non arbitraggio sui prezzi macrozonal, mirando a eliminare così le distorsioni che l'anno scorso hanno incentivato strategie di arbitraggio, provocando l'impennata dell'*'uplift'* a carico dei consumatori¹.

L'Autorità, su proposta di Terna, ha introdotto una misura, seppure transitoria, per il superamento dell'attuale modello, basata sulla rilevazione degli scambi effettivi tra le macrozone, in modo da migliorare la coerenza del segnale di prezzo con le reali esigenze di bilanciamento del sistema: il nuovo modello è basato sulla differenza tra immissioni e prelievi effettivi che può essere stimata mediante il saldo netto degli scambi effettivi tra le zone di mercato, rilevati in tempo reale, con le zone confinanti e con l'estero. Questa procedura permette la stima del segno di sbilanciamento già il giorno successivo alla *delivery*.

L'Autorità ha affrontato anche il tema delle possibilità di arbitraggio tra i prezzi dell'energia zonali e i prezzi di sbilanciamento macrozonal, introducendo i corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, che neutralizzino i benefici ottenibili da questa strategia: il corrispettivo è stato definito come il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e la differenza fra il prezzo zonale e quello macrozonale, calcolato come media ponderata dei prezzi zonali sui programmi vincolanti di prelievo o immissione di ciascuna zona appartenente alla macrozona. Tale corrispettivo viene incassato, se positivo, o pagato, se negativo, dalle unità, e viene applicato sia alle unità di produzione che di consumo.

Il nuovo modello di calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale e l'applicazione dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonale dovrebbero consentire di limitare le strategie di programmazione ritenute non diligenti dall'Autorità e di tornare a una valorizzazione degli sbilanciamenti di tipo *single pricing* per tutte le unità non abilitate, in maniera coerente con quanto contenuto nel regolamento europeo in tema di bilanciamento. Queste misure sono comunque da considerarsi ancora transitorie, nell'ottica del superamento del concetto di macrozona statica di bilanciamento attraverso l'implementazione dei prezzi nodali.

PRIME ANALISI SUI NUOVI SEGNI DI SBILANCIAMENTO

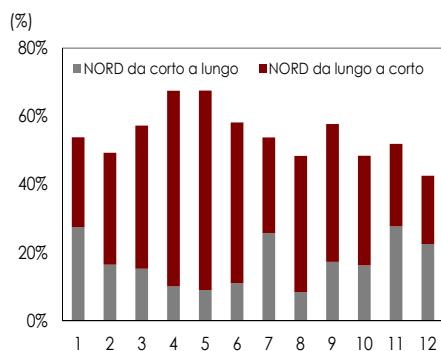
Per consentire agli operatori di comprendere come si sarebbero configurati i segni di sbilanciamento macrozonal con il nuovo metodo di calcolo, Terna ha ricalcolato e pubblicato i "nuovi segni" per gli anni 2015, 2016 e per i primi mesi del 2017. È stato così possibile svolgere un confronto fra la vecchia e la nuova metodologia di calcolo del segno e analizzarne le differenze in entrambe le macrozone, cogliendone le differenze infra-annuali e infra-giornaliere. È stato possibile anche delineare la tendenza prevalente dei "nuovi segni" e la persistenza con cui questi si sarebbero presentati in passato nelle due macrozone.

Il primo risultato evidente dall'analisi è che, tra il 2015 e il 2017, il segno di sbilanciamento sarebbe stato diverso in entrambe le macrozone in almeno la metà dei casi (**Figura 1** e **Figura 2**).

Per quanto riguarda il Nord, si può notare un cambiamento del segno stimato in almeno il 50% dei casi, per tutti i mesi dell'anno, arrivando fino a circa il 70% nei mesi di aprile e maggio. Da sottolineare inoltre come il nuovo segno sia cambiato più spesso da positivo (macrozona "lunga") a negativo (macrozona "corta") che viceversa, dando risalto a una più frequente condizione di scarsità del Nord.

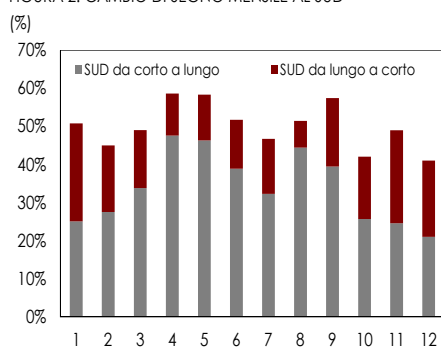
¹ Delibera 419/2017/R/eel.

FIGURA 1. CAMBIO DI SEGNO MENSILE AL NORD



Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 2. CAMBIO DI SEGNO MENSILE AL SUD

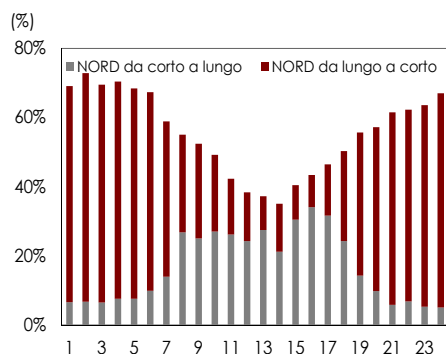


Fonte: elaborazioni su dati Terna

TAG

dispatching, imbalances

FIGURA 3. PERSISTENZA DI SEGNO MENSILE AL NORD



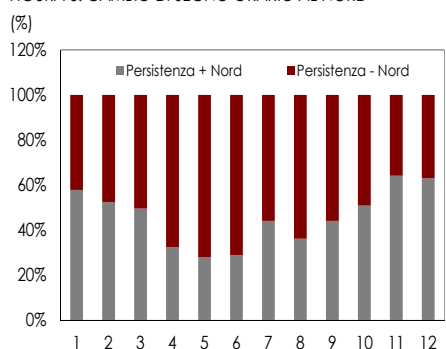
Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 4. PERSISTENZA DI SEGNO MENSILE AL SUD



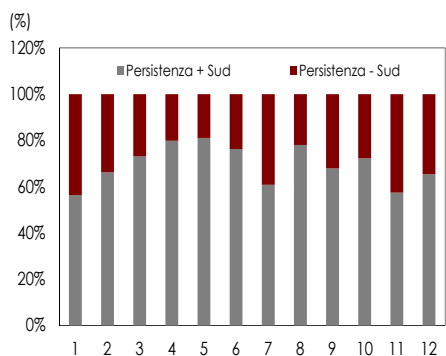
Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 5. CAMBIO DI SEGNO ORARIO AL NORD



Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 6. CAMBIO DI SEGNO ORARIO AL SUD



Fonte: elaborazioni su dati Terna

Anche al Sud il segno subisce un'inversione del segno in un numero rilevante di casi sempre compreso tra il 40% e il 50%. In maniera speculare a quanto avviene al Nord, nel Sud si può osservare come il nuovo segno identifichi il Sud come zona più frequentemente lunga piuttosto che corta.

Questa non è certo una novità, ma è importante notare che, per entrambe le macrozone, il nuovo metodo di calcolo restituisce un segno più coerente con le situazioni reali in cui si era venuto a trovare il sistema, perseguendo l'obiettivo di maggior rappresentatività che era alla base della riforma.

Prestando attenzione ora solamente alla tendenza dei nuovi segni e alla loro persistenza in un verso piuttosto che in quello opposto, si nota come il Nord si configuri come zona corta, specialmente nei mesi più caldi, conseguentemente agli alti livelli di richiesta e bassa generazione idroelettrica (**Figura 3**).

Nel Sud il nuovo segno di sbilanciamento è speculare a quello del Nord e risulta prevalentemente positivo nei mesi più caldi, quando evidentemente il fotovoltaico esprime tutto il suo potenziale, rendendo il Sud la macrozona più lunga (**Figura 4**).

Interessante è anche la variazione dei segni nelle ore del giorno, che mostra un cambiamento di segno al Nord nella nuova metodologia rispetto alla vecchia in un numero variabile di casi (tra il 35% e 73%), individuando il Nord come zona corta specialmente nelle ore *off-peak*, anche se curiosamente nelle ore *peakload* il segno cambia direzione nel 20% dei casi, identificando il Nord come zona lunga (**Figura 5**). A Sud il segno cambia in un abbondante numero di casi variabile tra il 40% e 64%, in maniera speculare a quanto avviene al Nord, rivelandosi zona lunga principalmente nelle ore *off-peak* e zona corta nelle ore di picco (**Figura 6**).

Guardando alla persistenza infragiornaliera dei segni in una direzione o nell'altra, è importante notare che il Nord presenta un segno di sbilanciamento prevalentemente positivo specialmente nelle ore *peakload*, mentre la tendenza si inverte nelle ore *off-peak*, identificando il Nord come una zona lunga nelle ore centrali della giornata e corta in tutte le altre ore (**Figura 7**).

Il Sud presenta invece la situazione opposta in cui il segno di sbilanciamento è prevalentemente negativo nelle ore centrali della giornata, e positivo nelle restanti ore (**Figura 8**).

In definitiva è possibile concludere che il nuovo metodo di calcolo ha prodotto cambiamenti significativi nella determinazione del segno, poiché in generale più di metà dei segni, stabiliti nel biennio passato, sarebbero stati diversi se calcolati con l'attuale procedura. Si può inoltre osservare che la direzione di questo cambiamento (da positivo a negativo o viceversa) descrive in maniera più fedele le reali condizioni del sistema, facendo emergere in maniera chiara i momenti in cui il sistema è effettivamente lungo o corto, con un profilo più rappresentativo sia nel corso dell'anno che nel corso della giornata tipo.

Rimane comunque da notare che, nel passato, i segni di sbilanciamento macrozonali erano affetti anche dalle strategie di sbilanciamento adottate dagli operatori, a fronte di un segno non rappresentativo delle reali condizioni della zona. Da settembre, l'introduzione del nuovo calcolo del segno potrebbe porre un limite alle componenti strategiche, evidenziando nelle macrozone condizioni diverse rispetto agli ultimi mesi.

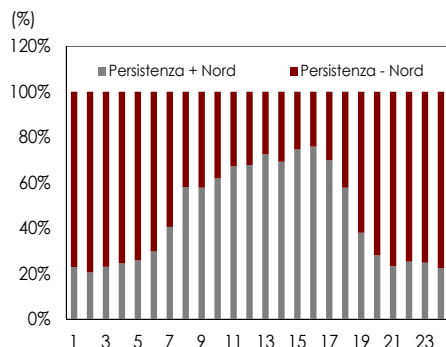
L'EVOLUZIONE DELL'UPLIFT E GLI IMPEGNI DI ENEL

GLI IMPEGNI ASSUNTI DA ENEL SU BRINDISI SUD

Nell'ottobre 2016 l'Autorità Antitrust aveva avviato un procedimento a carico di Enel, riguardante il trattenimento fisico ed economico di capacità nel polo produttivo di Brindisi, che aveva causato un innalzamento dei costi di dispacciamento riversati in bolletta.

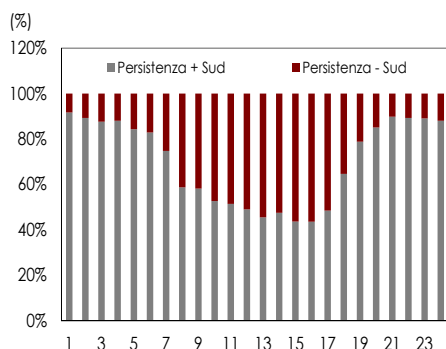
In seguito all'azione dell'Antitrust, la stessa Enel ha deciso di assumersi alcuni impegni per non incorrere nelle eventuali sanzioni: in particolare, Enel si è impegnata a limitare i propri ricavi annuali provenienti dai diversi mercati dell'energia e dei servizi a un livello non superiore a 240-270 milioni di euro, per il triennio 2017-2019, restituendo l'eventuale eccedenza dei ricavi secondo modalità definite dall'Autorità. In secondo luogo, l'offerta di capacità su MGP sarebbe stata sempre pari ad almeno quella di due

FIGURA 7. PERSISTENZA DI SEGNO ORARIO AL NORD (%)



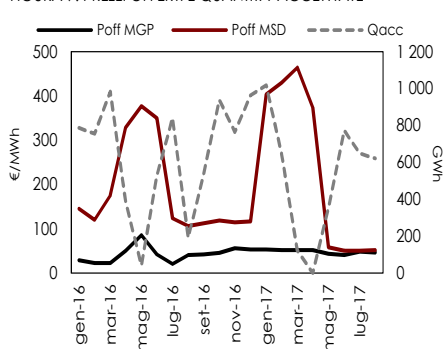
Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 8. PERSISTENZA DI SEGNO ORARIO AL SUD (%)



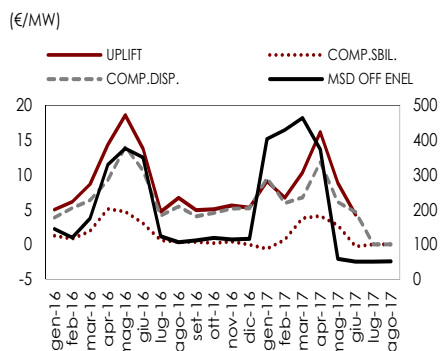
Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 9. PREZZI OFFERTI E QUANTITÀ ACCETTATE



Fonte: elaborazioni su dati Terna

FIGURA 10. UPLIFT E OFFERTE DI ENEL (€/MWh)



Fonte: elaborazioni su dati GME

unità di produzione, a prezzi non superiori ai costi variabili riconosciuti ai sensi della Delibera 111/2006, utilizzando il riacquisto sui mercati infragiornalieri solo nei casi di programma tecnicamente infattibile o economicamente non sostenibile.

Infine, Enel si è impegnata 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 la centrale fosse ammessa al regime di reintegro dei costi, anche per un periodo inferiore al triennio.

I tre impegni sono stati accettati dall'Autorità Antitrust, evidenziando come questi potessero portare un beneficio riducendo i prezzi dell'energia e l'*uplift*, che determinano il prezzo finale a carico del consumatore.

CAMBIANO LE STRATEGIE DI OFFERTA SUI MERCATI

Da maggio, risulta evidente sui mercati il cambio di tipologia di offerta di Enel sulla centrale di Brindisi. Analizzando le offerte presentate dalle quattro unità di produzione da Gennaio 2016 ad agosto 2017, sono stati monitorati l'andamento dei prezzi su MGP e MSD, nonché i volumi complessivamente accettati su MGP e MI (Figura 9).

Sia nel 2016 che nel 2017, sono evidenti gli aumenti dei prezzi richiesti su MSD immediatamente dopo l'inverno, nel secondo trimestre, quando generalmente i prezzi MGP scendono e il mercato del dispacciamento diventa più redditizio. Nel 2016 in particolare, si nota anche l'aumento dei prezzi offerti su MSD, fino a 215 €/MWh in aprile, che ha incentivato il trattenimento di capacità su MGP e la conseguente partecipazione al MSD. Nel 2017 i volumi venduti sui mercati dell'energia sono rimasti alti per tutto l'inverno, salvo poi crollare in primavera, in corrispondenza di una nuova spinta partecipazione a MSD con offerte fino a 425 €/MWh a marzo.

Da maggio 2017 è possibile osservare quantità vendute sul mercato dell'energia aumentate oltre sette volte rispetto al Maggio dell'anno scorso (e quindi l'assenza di trattenimento di capacità su MGP) e prezzi MSD notevolmente contenuti e allineati ai prezzi offerti su MGP (meno di 50 €/MWh).

L'EFFETTO SULL'UPLIFT

Confrontando la variazione delle offerte delle unità di Brindisi con l'andamento dell'*uplift* e delle sue componenti, emerge un'evidente relazione tra gennaio 2016 e giugno 2017 (Figura 10). Nel secondo trimestre del 2016 si era verificato un forte aumento dell'*uplift* (oltre i 18 €/MWh), in particolare riferito alle componenti dispacciamento e sbilanciamento, quando nello stesso periodo le unità di Brindisi presentavano offerte decisamente sopra la media su MSD e il segno di sbilanciamento della macrozona Sud risultava sistematicamente distorto. La corrispondenza rimane, anche nel periodo compreso tra giugno e dicembre 2016.

A gennaio 2017, la componente dispacciamento si è riavvicinata ai 10 €/MWh, a causa delle condizioni estreme registrate sulla frontiera con la Francia, anche se nello stesso periodo i prezzi offerti da Brindisi hanno ricominciato ad alzarsi.

Dopodiché gli andamenti tra le offerte MSD presentate da Enel e l'*uplift* (e in particolare la componente dispacciamento) rimangono molto correlati: il picco delle offerte MSD è stato raggiunto a Marzo superando di poco i 425 €/MWh, mentre la componente di dispacciamento è arrivata ad aprile a 11 €/MWh, portando l'*uplift* fino a 16 €/MWh.

Da maggio di quest'anno, invece, l'*uplift* è sceso molto (8.86 €/MWh) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, guidato proprio dalla componente dispacciamento (6.08 €/MWh) e da quella sbilanciamento: la diminuzione rispetto agli stessi mesi dell'anno scorso è infatti di circa 10 €/MWh.