

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
605/2015/R/EEL**

**MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA: INTRODUZIONE DI PREZZI NEGATIVI  
ARMONIZZATI A LIVELLO EUROPEO AI SENSI DEL REGOLAMENTO UE 1222/2015  
(CACM)  
- PRIMI ORIENTAMENTI -**

**Documento per la consultazione**  
*Mercato di incidenza: energia elettrica*

*11 Dicembre 2015*

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel, finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, in coerenza con gli indirizzi già espressi dall'Autorità nel quadro strategico 2015-2018 e con la normativa europea in materia in corso di evoluzione.*

*In particolare, l'Autorità intende presentare alcune preliminari riflessioni in merito alla possibilità e alle implicazioni derivanti dall'eventuale introduzione dei prezzi negativi nel mercato elettrico italiano in esito al regolamento (UE) n. 2015/1222 della Commissione, il quale prevede l'armonizzazione, a livello sovranazionale, dei pezzi di equilibrio massimi e minimi (cap e floor) per i mercati day ahead e intra day.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire al Dipartimento per la Regolazione dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte **entro il 15 febbraio 2016**.*

*I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.*

*È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità.*

*In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.*

**Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico**

**Dipartimento per la Regolazione**

**Progetto RDE**

**Piazza Cavour 5 – 20121 Milano**

**Tel. 06 - 69791427**

**Fax. 06 - 69791444**

e-mail: **[regolazione@autorita.energia.it](mailto:regolazione@autorita.energia.it)**

sito internet: **[www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)**

## SOMMARIO

1	Introduzione.....	4
2	Possibili modalità di introduzione dei prezzi negativi nel mercato italiano.....	6
2.1	Determinazione del <i>floor</i> .....	6
2.2	Introduzione di un <i>floor</i> negativo solo in MGP e MI.....	7
2.3	Introduzione di un <i>floor</i> negativo anche in MSD.....	8
2.4	Valorizzazione dello sbilanciamento effettivo ad un prezzo negativo.....	11
3	Ulteriori ambiti di analisi.....	12
3.1	Esecuzione dei contratti bilaterali .....	12
3.2	Unità essenziali.....	13
3.3	Generazione incentivata .....	13
3.4	Frequenza di accadimento di prezzi pari a 0 €/MWh.....	15
3.5	Potere di mercato.....	17
4	Conclusioni.....	18
5	Bibliografia.....	20
6	Allegato 1.....	21

## 1 INTRODUZIONE

1. Il regolamento (UE) n. 2015/1222 della Commissione [1], del 24 luglio 2015 ed entrato in vigore lo scorso 14 agosto, stabilisce gli orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni tra zone di mercato (di seguito: regolamento CACM). Il regolamento CACM si focalizza su cinque ambiti di intervento principali: i) la definizione delle regioni per il calcolo coordinato della capacità di trasmissione, ii) la definizione del disegno del mercato *day ahead*, iii) la definizione del disegno del mercato *intra day*, iv) il processo per la definizione delle zone di mercato e v) la *governance* dei soggetti coinvolti.
2. Per molti aspetti, il regolamento CACM prevede la predisposizione, da parte dei vari soggetti identificati, di una serie di proposte (*terms & conditions* e *methodologies*) successivamente verificate dalla competente autorità di regolazione<sup>1</sup> secondo tempistiche ben definite. In particolare, il regolamento CACM prevede che entro 18 mesi dall'entrata in vigore (Febbraio 2017), i soggetti ivi identificati come *Nominated Electricity Market Operators* (nel seguito: NEMO<sup>2</sup>), in collaborazione con i gestori di rete (nel seguito: TSO) interessati, elaborino una proposta per l'*armonizzazione*, a livello sovranazionale, dei prezzi di equilibrio massimi e minimi (*cap* e *floor*) per i mercati *day ahead*<sup>3</sup> e *intra day*<sup>4</sup>.
3. Il regolamento CACM prevede che tale proposta, prima dell'invio alle competenti autorità di regolazione, sia sottoposta a consultazione<sup>5</sup> da parte dei TSO (per l'Italia quindi da Terna) e dei NEMO, per l'Italia dal Gestore dei Mercati Energetici, che è stato riconosciuto unico NEMO per tutte le zone del mercato elettrico italiano con notifica alla Commissione europea del 15 settembre 2015 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, acquisito il parere dell'Autorità 6 agosto 2015, 414/2015/I/EEL<sup>6</sup>, così come previsto dal regolamento<sup>7</sup>.
4. Nell'ambito dell'implementazione anticipata e volontaria delle previsioni del regolamento CACM gestita dal progetto *Multi Regional Coupling* (MRC)<sup>8</sup> con particolare riferimento al *market coupling* del *day ahead*, la scelta di identificare un unico valore massimo (*cap*, pari a + 3'000 €/MWh) e un unico valore minimo (*floor*, pari a - 500 €/MWh) è già stata effettuata in quasi tutta Europa. I prezzi negativi sono quindi una realtà abbastanza consolidata in diversi mercati elettrici<sup>9</sup>.
5. Formalmente, nell'aderire al progetto MRC, con la deliberazione 45/2015/R/eel l'Autorità ha chiarito che non sussistevano, al momento, vincoli normativi di armonizzazione del *floor* (essendo il *cap* già di fatto allineato a quello in uso nelle altre borse). Con la medesima deliberazione l'Autorità ha valutato di non rivedere i limiti di prezzo al momento di avvio del *market coupling* anche in considerazione della necessità di valutarne i potenziali impatti che su altri aspetti della regolazione del mercato elettrico, con particolare riferimento al funzionamento del mercato dei servizi di dispacciamento e alle modalità di partecipazione al

---

<sup>1</sup> Articolo 9

<sup>2</sup> Articoli 4, 5, 6 e 7

<sup>3</sup> Articolo 41

<sup>4</sup> Articolo 54

<sup>5</sup> Articolo 12

<sup>6</sup> <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/414-15.htm>

<sup>7</sup> Articolo 5

<sup>8</sup> A partire dal 14 maggio 2014, su base volontaria, le borse elettriche di 17 paesi europei (Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Gran Bretagna, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Spagna e Svezia) sono integrate attraverso il *market coupling* del *day ahead* nell'ambito del progetto *Multi Regional Coupling*.

<sup>9</sup> L'esperienza del centro Europa per quanto riguarda i mercati *day ahead*, *intra day* e di bilanciamento è descritta in, [16], [17] e [20]. Un'analisi sull'evoluzione attesa in termini di accadimento dei prezzi negativi in Gran Bretagna è descritta in [15].

mercato degli impianti alimentati da fonti rinnovabili beneficiari dei meccanismi di incentivazione. A tale proposito va ricordato che attualmente, ai fini del dispacciamento, le offerte di acquisto senza indicazione di prezzo sono convenzionalmente equiparate ad offerte con indicazione di prezzo pari al Valore dell'Energia Non Fornita (VENF), quantificato dall'Autorità in 3'000 €/MWh. A parità di prezzo di offerta in vendita, vige un ordine di priorità di dispacciamento. Coerentemente questo valore (3'000 €/MWh) è utilizzato anche come limite di prezzo superiore delle offerte di vendita presentate nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e nel Mercato Infragiornaliero (MI). Per quanto riguarda invece il limite di prezzo inferiore, non è prevista in nessun mercato la possibilità di presentare offerte con prezzo negativo. Nel mercato italiano il *floor* è dunque pari a 0 €/MWh. Con riferimento ai mercati dell'energia (MGP e MI) i limiti di prezzo sono stabiliti nel Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico (nel seguito: TIDME), mentre il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) è regolato nella deliberazione 13 giugno 2006, n.111/06.

6. Con deliberazione 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti aventi ad oggetto i profili sopra richiamati, nell'ambito del quale possono essere raccolte le osservazioni degli operatori e svolte analisi e simulazioni. Con il presente documento l'Autorità, ben consapevole delle specificità del contesto nazionale, intende presentare le proprie preliminari riflessioni in merito alla possibile introduzione dei prezzi negativi nel mercato elettrico italiano. L'obiettivo è quello di favorire il dibattito e di raccogliere osservazioni degli operatori volte a supportare future decisioni in materia.
7. Nel capitolo 2 saranno presentate le possibili modalità di introduzione dei prezzi negativi nel mercato italiano con particolare riferimento anzitutto a MGP e MI, poi a MSD e infine ai prezzi di sbilanciamento. Nel capitolo 3 saranno analizzate ulteriori implicazioni derivanti dall'eventuale presenza di prezzi negativi in riferimento alla esecuzione dei contratti bilaterali, alla disciplina delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, alla presenza delle fonti incentivate, alla frequenza storica di accadimento di prezzi pari a 0 €/MWh e al potenziale esercizio di potere di mercato. Nel capitolo 4 saranno riassunti i punti analizzati nel documento.

## 2 POSSIBILI MODALITÀ DI INTRODUZIONE DEI PREZZI NEGATIVI NEL MERCATO ITALIANO

8. La valutazione della possibilità di presentare, nei mercati organizzati, offerte di vendita di energia elettrica con prezzi negativi (nel seguito ci si riferirà a tale possibilità anche con l'espressione semplificata "introduzione di prezzi negativi") trova le sue origini: a) nel problema dello *unit commitment*, b) nella limitata disponibilità di soluzioni di stoccaggio a buon mercato e c) nella bassa elasticità della domanda. In particolare, la possibilità di presentare offerte in competizione al ribasso fino a raggiungere prezzi negativi consente di affrontare condizioni di eccesso di offerta di energia elettrica secondo criteri di merito economico, in contrapposizione a soluzioni amministrative come le limitazioni *pro-quota* all'immissione. Azioni quali i cambi assetto o lo spegnimento/riaccensione degli impianti di produzione richiedono tempo e generano costi, ivi inclusi costi opportunità. Per tale ragione i produttori, in particolare quelli con impianti di generazione meno flessibili, in alcuni casi potrebbero essere disposti a pagare per poter acquisire il diritto ad immettere energia elettrica nel sistema in un certo momento, ottimizzando in tal modo la propria produzione nei periodi temporali successivi, potenzialmente caratterizzati da prezzi di vendita maggiori. La registrazione di prezzi di mercato negativi è più probabile, a parità di altre condizioni, nelle ore caratterizzate da un carico particolarmente basso, e con una quota rilevante di una generazione poco flessibile. La contestuale presenza di fonti di generazione come l'eolico e il fotovoltaico, con costi variabili bassi/nulli e privi di vincoli intertemporali, tende ad acuire il fenomeno.
9. L'analisi teorica sopra esposta, che evidenzia i benefici di efficienza derivanti dall'introduzione dei prezzi negativi sul mercato elettrico, deve essere completata da ulteriori riflessioni in merito alla presenza dell'offerta della generazione incentivata (si veda, al riguardo, il paragrafo 3.3) e in merito alle eventuali possibilità di esercizio del potere di mercato (si veda, al riguardo, il paragrafo 3.5). Infatti, questi ultimi elementi potrebbero attenuare o addirittura vanificare gli effetti benefici derivanti dall'introduzione dei prezzi negativi.
10. Infine, nell'analisi dell'impatto potenziale dei prezzi negativi si ritiene necessario valutare la possibilità che il limite di prezzo negativo trovi collocazione anche nel mercato del servizio di dispacciamento e – conseguentemente – nei prezzi di sbilanciamento, anziché solo in MGP e MI. Si ritiene infatti, come verrà meglio illustrato nel seguito, che la coerente introduzione di *floor* negativi in tutti i mercati – sia a termine che a pronti – potrebbe massimizzare i benefici derivanti da tale modifica regolatoria. Tuttavia la riforma potrebbe essere attuata per gradi introducendo da prima i prezzi negativi solo in MGP e MI (come espressamente richiesto dal Regolamento CACM) e solo in un secondo tempo in MSD.
11. Nel presente capitolo si illustrano alcuni elementi che caratterizzano l'introduzione dei prezzi negativi nei diversi mercati e si elencano alcuni ambiti della regolazione in cui gli effetti di un *floor* negativo potranno essere analizzati con maggior dettaglio in futuri documenti per la consultazione.

### 2.1 Determinazione del *floor*

12. Il regolamento CACM non definisce dei criteri per la determinazione del *cap* e del *floor* tuttavia prevede, come detto, la loro *armonizzazione*.
13. Per quanto quest'ultimo termine (armonizzazione) offra un certo grado di flessibilità (per esempio potrebbero coesistere valori del VENT differenti per ogni zona di mercato o per ogni nodo della rete), occorre pragmaticamente valutare l'opzione di uniformare tali valori a quelli adottati nell'ambito del progetto MRC (*Multi Regional Coupling*) il progetto di *market*

*coupling* che vede coinvolti il maggior numero di Stati Membri e a cui anche l'Italia partecipa (-500 €/MWh).

14. Si ricorda come la decisione di introdurre un *floor* negativo sia inizialmente stata presa in Germania per ragioni legate all'eccesso di produzione – in particolare rinnovabile - in ore di carico basso [2]. In particolare, prezzi negativi sono ammessi in Germania sin dal 2007 nel mercato *intra day* e sin dal 2008 nel mercato *day ahead*.
15. Nel corso degli anni, con l'evoluzione dell'integrazione dei mercati elettrici, i limiti inferiori di prezzo hanno visto un'evoluzione in diversi mercati europei. In particolare, i prezzi negativi sono stati introdotti:
  - a. nei mercati del nord Europa nel 2009, con un *floor* pari a -200 €/MWh;
  - b. nei mercati francese, belga e olandese dall'avvio del *market coupling* del Centro Ovest Europa, con un *floor* pari a -3'000 €/MWh, allineandosi alla soluzione già in vigore in Germania;
  - c. sul mercato *day ahead* austriaco nel 2013 e *intra day* sui mercati austriaco e svizzero nel 2012.
16. Più recentemente, nell'ambito del progetto NWE *day ahead price coupling*, che ha accoppiato i mercati del nord con quelli del centro Europa, il limite inferiore delle offerte è stato riconsiderato: a seguito di consultazione pubblica i *partners* dell'iniziativa hanno ritenuto condivisibile l'identificazione di un *floor* comune pari a -500 €/MWh, tenendo in considerazione anche motivazioni di carattere finanziario (garanzie).
17. Tale valore rimane tuttora in vigore nell'ambito del progetto MRC.

Q1. Si ritiene che l'Autorità debba prendere in considerazione l'introduzione di un *floor* diverso da -500 €/MWh da promuovere nell'ambito del progetto MRC? Se sì, per quali ragioni?

## 2.2 Introduzione di un *floor* negativo solo in MGP e MI

18. In questo paragrafo ipotizziamo di introdurre un limite di offerta negativo solo nel mercato dell'energia (MGP e MI) senza modificare l'attuale assetto di MSD, cercando di illustrare quali dinamiche di offerta potrebbero verificarsi.
19. In un tale contesto gli operatori più flessibili, ovvero quegli operatori che per la natura dei propri *asset* di generazione sono in grado di modulare dinamicamente la propria immissione a costi più bassi, sarebbero in grado di offrire un servizio agli operatori meno flessibili, che potrebbero in tal modo adempiere alle proprie obbligazioni contrattuali senza sbilanciare. Il produttore meno flessibile si coprirebbero in tal modo dal rischio associato alla chiusura della propria posizione ad un prezzo – quello di sbilanciamento - volatile e spesso penalizzante.
20. Cerchiamo di chiarire quanto sopra descritto con un esempio: supponiamo che in MGP per una certa ora non sia stata accettata l'offerta di vendita di un impianto di generazione con elevati costi di spegnimento  $S_1$ , mentre è stata accettata l'offerta di vendita di un impianto con bassi costi di spegnimento  $S_2$ . In questo caso l'impianto di generazione più flessibile potrebbe formulare in MI un'offerta di riacquisto di quanto venduto in MGP; tale offerta potrebbe trovare l'interesse dell'operatore meno flessibile, interessato a non spegnere il proprio impianto. In condizioni concorrenziali e in assenza di costi fissi di accensione e spegnimento

l'operatore dell'impianto flessibile per il riacquisto in MI di quanto venduto MGP dovrebbe essere disposto a pagare un ammontare pari al massimo ai propri costi variabili di produzione; in realtà, al fine di contabilizzare eventuali costi fissi  $S_2$  - minori di quelli dell'impianto meno flessibile - l'operatore potrebbe offrire un prezzo più basso, finanche negativo.

21. Ragionamenti analoghi possono essere applicati anche considerando, al posto dell'impianto di generazione flessibile, un'unità di consumo in grado di incrementare i propri prelievi su MI, rispetto ai programmi in esito a MGP.
22. In altri termini, la possibilità di presentare offerte negative consentirebbe agli operatori con impianti di generazione o consumo più flessibili di valorizzare al meglio sul mercato questa loro caratteristica, offrendo un servizio agli operatori con impianti meno flessibili, cioè con maggiori costi fissi di accensione e spegnimento  $S$ .
23. Si noti che nell'ipotesi di ammettere prezzi negativi su MGP e MI ciò implicherebbe – ipotizzando di mantenere l'attuale struttura dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo – la possibilità che anche i prezzi di sbilanciamento ( $P_{SBIL}$ ) possano assumere valori negativi a prescindere dall'ammettere offerte di prezzo negative su MSD. Infatti l'attuale metodologia di determinazione di  $P_{SBIL}$  prevede che esso sia pari:
  - a. per le unità abilitate, a) al massimo (minimo) tra  $P_{MGP}$  e il marginale dei  $P_{MB\uparrow}$  ( $P_{MB\downarrow}$ ) o b) a  $P_{MGP}$ ;
  - b. Per le unità non abilitate, al massimo (minimo) tra  $P_{MGP}$  e il valore medio pesato dei  $P_{MB\uparrow}$  ( $P_{MB\downarrow}$ ).
24. Pertanto, anche senza ammettere esplicitamente la possibilità di presentare offerte negative su MSD, il solo fatto di ammettere che in MGP si possano formare dei prezzi negativi è condizione sufficiente affinché  $P_{SBIL}$  possa assumere valori negativi.
25. Dualmente, nel caso in cui in MGP non si formassero prezzi negativi (cioè nel caso in cui non vi fossero situazioni di eccesso d'offerta fino all'ora di chiusura del MGP), anche in MSD non potrebbero esistere prezzi negativi. Tale situazione limita la potenzialità dei prezzi negativi che non potrebbero manifestare i loro effetti nel caso un'eventuale eccesso d'offerta si manifestasse in tempo reale. Per questo motivo, come già evidenziato in premessa, si ritiene opportuno che la possibilità di presentazione di offerte a prezzi negativi sia estesa anche a MSD, come meglio puntualizzato nel prossimo capitolo.

Q2. Si ritiene preferibile che l'Autorità limiti – almeno in una prima fase di implementazione – l'introduzione di *floor* negativi al solo mercato dell'energia (MGP e MI)? Per quali regioni?

Q3. Si condivide la valutazione dell'Autorità in merito alla problematicità di una eventuale introduzione di un *floor* negativo in MGP e MI senza introdurlo in MSD?

### 2.3 Introduzione di un *floor* negativo anche in MSD

26. Abbiamo visto che la possibilità di presentare offerte di prezzo negative favorisce l'efficienza nei mercati dell'energia (MGP e MI) in esito ai quali gli operatori acquisiscono il diritto ad immettere o prelevare dalla rete l'energia elettrica venduta o acquistata.
27. Contestualmente all'acquisizione di tale diritto gli operatori si assumono l'impegno ad immettere o prelevare quanto effettivamente programmato a garanzia della sicurezza del sistema elettrico.

28. Eventuali discrepanze tra il programma e l'effettiva produzione (o l'effettivo prelievo) sono compensate da Terna nell'ambito del servizio di dispacciamento. In particolare, ogni utente del dispacciamento in immissione si assume l'impegno a regolare in vendita o in acquisto con Terna eventuali produzioni superiori o inferiori al programma, il cui quantitativo sarà valorizzato al prezzo di sbilanciamento.
29. Il prezzo di sbilanciamento, funzione dei costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento del servizio, rappresenta il riferimento di mercato rispetto al quale l'operatore definirà le proprie strategie di offerta in MGP e MI. Infatti gli operatori ottimizzano la propria strategia di vendita tenendo in considerazione non solo eventuali opportunità di profitto su MGP e MI ma anche sui mercati a valle.
30. Pertanto, al fine di evitare inefficienze e distorsioni tra i mercati sequenziali (MGP – MI – MSD), i prezzi di sbilanciamento dovrebbero essere determinati al fine di evitare sistematici e significativi scostamenti tra il valore dell'energia elettrica acquistata e venduta da Terna nel mercato per il dispacciamento in tempo reale e il valore dell'energia elettrica acquistata e venduta dagli operatori a sbilanciamento.
31. In conclusione, nell'ipotesi che i prezzi di sbilanciamento siano determinati in funzione del valore dell'energia procurata da Terna per bilanciare il sistema, potrebbe essere conseguentemente opportuno rivedere la struttura delle offerte in MSD eventualmente introducendo la possibilità per gli operatori di presentare delle offerte a prezzo negativo.

### 2.3.1 Offerte a prezzo negativo per il servizio a scendere

32. MSD, nelle sue sottofasce di programmazione (MSD *ex-ante*) e di bilanciamento (MB), si sviluppa a partire dagli esiti delle precedenti sessioni del mercato dell'energia, *day ahead* o *intra day*. L'operatore abilitato alla partecipazione a tale mercato è chiamato a presentare a Terna delle offerte per la fornitura di servizi di dispacciamento<sup>10</sup>.
33. Particolarmente interessante ai nostri fini è analizzare l'offerta di servizi di regolazione *a scendere* da parte degli operatori abilitati: in MSD i soggetti abilitati<sup>11</sup> presentano infatti delle offerte di acquisto di energia precedentemente venduta nei mercati dell'energia. L'offerta è esplicitata per il tramite di una formulazione monomia (€/MWh) e il servizio è valorizzato secondo la regola del prezzo d'offerta o *Pay-as-Bid* (nel seguito: PAB). In un mercato perfettamente concorrenziale tali offerte dovrebbero allinearsi al costo variabile di generazione  $C_v$ .
34. A regole attuali, le offerte a scendere accettate sono valorizzate, nelle condizioni più favorevoli per il produttore, al valore minimo ammesso, pari a 0 €/MWh (il produttore non paga nulla per riacquistare da Terna la produzione precedentemente venduta nei mercati a monte). In altri termini, non esiste la possibilità di presentare offerte a prezzo inferiore, che comporterebbero addirittura un pagamento da parte di Terna al produttore in grado di diminuire, fino ad annullare, la propria immissione in rete.
35. Cerchiamo di illustrare come il *floor* possa incidere nei prezzi di offerta del servizio a scendere e quali motivazioni possono favorire la sua introduzione: per l'utente del dispacciamento abilitato la cui offerta a scendere è selezionata da Terna, l'operazione di riacquisto su MSD della quantità di energia  $Q_{MSD}$  precedentemente venduta nel mercato del giorno prima (MGP) genera:
  - a. un ricavo al prezzo  $P_{MGP}$  per la vendita della quantità accettata su MGP ( $Q_{MGP}$ );

<sup>10</sup> MSD è funzionale alla creazione dei margini di riserva, alla risoluzione delle congestioni intrazonali e all'approvvigionamento di energia di bilanciamento da parte di Terna.

<sup>11</sup> Articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06

- b. un costo associato alla quantità effettivamente prodotta ( $Q_{PROD}$ ) secondo il programma modificato in esito a MSD;
- c. un costo al  $P_{MSD\downarrow}$  relativo alla fornitura del servizio a scendere per la relativa quantità ( $Q_{MSD\downarrow}$ );
- d. un costo ( $S$ ) per sostenere eventuali azioni di spegnimento degli impianti, ivi inclusi i costi opportunità.

36. L'operatore è in equilibrio economico se la differenza tra ricavi e costi non è negativa, cioè se è verificata la seguente disequazione:

$$P_{MGP} \cdot Q_{MGP} - C_V \cdot Q_{PROD} - P_{MSD\downarrow} \cdot Q_{MSD\downarrow} - S \geq 0 \quad (1)$$

dove

$$Q_{MGP} - Q_{MSD\downarrow} = Q_{PROD} \quad (2)$$

37. Da cui discende che il prezzo massimo offerto in MSD dall'operatore razionale, limitato dal *floor* amministrato pari a 0 €/MWh, per la fornitura del servizio a scendere in MSD sarebbe pari a:

$$P_{MSD\downarrow} \leq \max \left\{ P_{MGP} + \frac{(P_{MGP} \cdot Q_{PROD} - C_V \cdot Q_{PROD}) - S}{Q_{MSD\downarrow}}, 0 \right\} \quad (3)$$

- 38. Da quanto sopra si evince che più elevato è il valore  $P_{MGP}$ , tanto meno il vincolo di non negatività dell'offerta stringe.
- 39. Tuttavia, al diminuire del valore  $P_{MGP}$  o al crescere del costo  $S$  il vincolo di non negatività dell'offerta potrebbe generare una perdita associata alla fornitura del servizio a scendere in MSD, mercato dove vige l'obbligo di offerta da parte dei soggetti abilitati.
- 40. In altri termini, a causa dell'eccesso di offerta (anche dovuta alla massiccia presenza delle fonti rinnovabili a bassi costi variabili) e alla conseguente contrazione del  $P_{MGP}$ , l'offerta del servizio a scendere su MSD (riacquisto di energia precedentemente venduta) potrebbe in talune ore rivelarsi economicamente svantaggiosa in presenza del costo  $S$  e del vincolo che fissa il *floor* pari a 0 €/MWh.
- 41. In conclusione si può ritenere che la rimozione del vincolo di non negatività dell'offerta su MSD (ovvero introdurre i prezzi negativi) consentirebbe agli operatori di formulare offerte di prezzo che meglio riflettono i loro costi, ivi incluso il costo  $S$ . Impianti più flessibili, cioè con un costo  $S$  basso, potrebbero essere più competitivi rispetto ad impianti meno flessibili, cioè con un costo  $S$  elevato.

### 2.3.2 Gettone di spegnimento in alternativa ad un floor negativo in MSD

- 42. Nel paragrafo precedente è stato presentato il problema dell'inclusione del costo  $S$  nella formulazione dell'offerta.
- 43. Abbiamo visto che  $S$  rappresenta il costo fisso legato alla riduzione dell'immissione, eventualmente fino allo spegnimento dell'impianto, ivi inclusi i relativi costi opportunità.

44. Il costo  $S$  non può essere ritenuto completamente fisso come per esempio può esserlo il costo di costruzione di un impianto: esso è eventualmente sostenuto dall'operatore solo al verificarsi di determinate condizioni operative. Allo stesso tempo  $S$  non può essere ritenuto un costo variabile di produzione interamente dipendente, cioè, dal volume  $Q$ .
45. La presenza e il trattamento dei costi fissi nel mercato elettrico è ampiamente descritta dalla letteratura (si veda ad esempio [3]). I due modelli tipici di organizzazione, quello della *Power Exchange* e del *Power Pool*, si differenziano proprio nella tipologia di offerta [4].
46. Nel primo caso, tipicamente, è implementato un modello lineare con una formulazione monomia dell'offerta (€/MWh). In alcuni mercati è eventualmente prevista la possibilità di internalizzare dei vincoli dovuti alla non convessità della struttura di costo (*start-up*, minimo tecnico, tempi di permanenza in servizio), per esempio tramite offerte su blocchi di ore o a ricavo minimo [5].
47. Nel secondo caso è implementato un modello con una formulazione dell'offerta binomia (€/MW e €/MWh) o più in generale *multi-part* (questa è la soluzione adottata nel MSD italiano). In questo modello sono tipicamente previsti dei *side-payment* (tipicamente definiti *uplift*), complementari al prezzo dell'energia, quali misure per garantire che gli operatori che seguono delle istruzioni di dispacciamento richieste dal gestore di rete (TSO) non si trovino ad esercire in perdita i propri *asset* [6].
48. In particolare, l'idea di includere, tramite la possibilità di presentare un'offerta negativa, il costo  $S$  nella formulazione dell'offerta sui mercati dell'energia secondo il modello *Power Exchange* comporta la conversione, sulla base delle valutazioni dell'operatore, di un costo fisso in un costo variabile.
49. In considerazione dell'organizzazione dei mercati dell'energia *day ahead* e *intra day* in Europa e le previsioni del regolamento CACM (ma anche quelle del futuro codice di bilanciamento [7]), pare che la formulazione dell'offerta in termini variabili, ivi incluso l'eventuale costo  $S$ , sia attualmente l'unica soluzione accettabile, perlomeno con riferimento a MGP e MI.
50. Tuttavia, posta l'attuale struttura delle offerte in MSD, alternativamente alla possibilità di presentare offerte monomie a scendere negative come descritto nel paragrafo precedente, potrebbe essere considerata l'opzione di introdurre un gettone per la remunerazione della manovra di spegnimento dell'impianto.

*Q4.* In considerazione della natura fissa del costo  $S$  descritto in precedenza, con riferimento alle offerte a scendere in MSD si ritiene preferibile, in alternativa, l'introduzione di un *floor* negativo o un gettone di spegnimento? Tale costo dovrebbe essere incluso nel  $P_{SBIL}$ ? Per quali ragioni?

#### 2.4 Valorizzazione dello sbilanciamento effettivo ad un prezzo negativo

51. Abbiamo visto che un impianto di generazione (consumo) potrebbe trovarsi a regolare la propria posizione con il TSO in fase di *settlement*, vale a dire acquistando o vendendo un certo volume di energia al  $P_{SBIL}$ .
52. È importante ricordare che a regole vigenti, nel caso in esame del produttore con posizione *lunga*, il valore a sbilanciamento del volume di energia  $Q$  in eccesso sarebbe limitato inferiormente dal minore tra  $P_{MGP}$  e 0 €/MWh. In altri termini, se  $R_{MGP}$  non è negativo, non

può esserlo nemmeno  $P_{SBIL}$  limitando di fatto l'incentivo economico a non immettere in rete più energia di quanto programmato specie in situazioni di sistema *lungo*.

53. Tuttavia, a regole attuali, se si dovesse introdurre la possibilità di presentare offerte negative in MGP e MI in esito alle previsioni del regolamento CACM,  $P_{SBIL}$  potrebbe manifestare valori negativi solo in presenza di  $P_{MGP}$  inferiori a zero. Ciò sarebbe poco coerente con l'obiettivo di introdurre degli incentivi economici volti a gestire secondo criteri di efficienza situazioni di eccesso d'offerta in tempo reale non precedentemente intercettate da MGP.
54. Pertanto, per garantire una maggiore coerenza tra i segnali di prezzo che concorrono alla formazione del prezzo di sbilanciamento, sarebbe opportuno ammettere tale previsione anche su MSD.

Q5. Si condivide l'importanza di permettere che anche il prezzo di sbilanciamento  $P_{SBIL}$  possa assumere valori negativi? Per quali ragioni?

### 3 ULTERIORI AMBITI DI ANALISI

#### 3.1 Esecuzione dei contratti bilaterali

55. In funzione dell'efficiente gestione delle congestioni tra le zone fisiche d'offerta e la zona virtuale di acquisto, gli operatori hanno l'obbligo di registrare eventuali transazioni bilaterali sulla Piattaforma Conti Energia (di seguito: PCE)<sup>12</sup> ai fini della loro esecuzione fisica. Tali transazioni, insieme alle compravendite sul mercato dell'energia, partecipano alla definizione dei prezzi zionali e del Prezzo Unico Nazionale (di seguito: PUN).
56. I contratti bilaterali registrati su PCE possono essere registrati con indicazione di prezzo, altrimenti sono equiparati ad offerte in vendita a prezzo nullo e ad offerte in acquisto pari al VENT<sup>13</sup>.
57. Un elemento di flessibilità della PCE è la distinzione tra programmi commerciali e fisici. Infatti gli operatori possono optare per lo sbilanciamento a programma, equivalente ad un acquisto o una vendita su MGP, al fine di saldare il netto tra la posizione OTC e quella fisica. La regolazione economica è valorizzata a PUN.
58. Ai programmi in immissione (e alle nomine sull'importazione) registrati sulla PCE è applicato il Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (di seguito: CCT)<sup>14</sup>, pari alla differenza (positiva o negativa) tra PUN e prezzo zonale.
59. Con l'eventuale introduzione dei prezzi negativi:
  - a. le offerte di vendita senza indicazione di prezzo potrebbero essere equiparate a offerte di prezzo pari al *floor*;
  - b. gli scambi registrati su PCE sarebbero impattati con particolare riferimento al valore del CCT.
60. In termini di strategia d'offerta:

<sup>12</sup> Articolo 17 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06

<sup>13</sup> Articolo 30.5 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06

<sup>14</sup> Articolo 43 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06

- a. i detentori dei diritti di Copertura del rischio di volatilità del corrispettivo CCT (CCC), immuni dalla volatilità del CCT, potrebbero esprimere un'indicazione di prezzo anche negativa, al limite pari al *floor*;
  - b. gli operatori non in possesso di tali diritti potrebbero:
    - i. registrare la propria posizione fisica per intero, internalizzando il rischio sulla volatilità del CCT;
    - ii. ricorrere allo sbilanciamento a programma con indicazione di prezzo. Eventuali vincoli in termini di costi S potrebbero portare l'operatore a formulare un'offerta in vendita anche negativa.
61. Non difformemente dalla situazione corrente, operatori più o meno flessibili potrebbero registrare programmi più o meno dinamici eventualmente ricorrendo allo sbilanciamento a programma a favore dell'ottimizzare della propria posizione.
62. L'introduzione delle offerte a prezzi negativi non pregiudica il corretto funzionamento dello strumento per la copertura del rischio di volatilità del CCT; tuttavia può aumentare l'esposizione dei soggetti non detentori dei diritti CCC.

### **3.2 Unità essenziali**

63. Condizioni in cui uno o più impianti di generazione risultano essenziali per la sicurezza del sistema vengono gestite per mezzo della disciplina degli impianti essenziali<sup>15</sup>. Proprio in considerazione della loro essenzialità, tali impianti beneficiano della priorità di dispacciamento<sup>16</sup>.
64. Gli impianti essenziali partecipano ai mercati dell'energia e dei servizi con particolari vincoli rispetto alla formulazione delle offerte in cambio della reintegrazione dei costi eventualmente non coperti in esito al mercato o per il tramite di una formula contrattuale alternativa alla reintegrazione con finalità simili.
65. Il verificarsi dei prezzi negativi comporterebbe, in generale, un potenziale incremento di tali costi che di conseguenza dovrebbero essere socializzati per il tramite dei corrispettivi di dispacciamento.

### **3.3 Generazione incentivata**

66. Ai fini della valutazione dell'eventuale impatto dei prezzi negativi sulla produzione di energia elettrica incentivata, è opportuno ricordare che la valenza dei prezzi negativi è funzionale alla gestione efficiente dell'eccesso di offerta a prezzo nullo tramite segnali di mercato e che in un mercato privo di sistemi incentivanti, la generazione caratterizzata dall'assenza di vincoli dinamici (es. eolico e fotovoltaico) non avrebbe interesse economico ad immettere in rete al manifestarsi di prezzi negativi.
67. Diversamente, in un mercato caratterizzato dalla presenza di sistemi incentivanti, le strategie di offerta della generazione da fonti rinnovabili sono guidate dalla logica del costo opportunità. Ciò, tuttavia, tende a vanificare o quanto meno a distorcere la finalità dello strumento dei prezzi negativi per la gestione efficiente dell'eccesso di offerta. Si veda al riguardo l'esperienza descritta in [8] e [9].

---

<sup>15</sup> Articoli 63, 64 e 65 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06

<sup>16</sup> Articolo 30.7 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06

68. In particolare, in un contesto come quello nazionale caratterizzato da una massiccia penetrazione di produzione da fonti incentivate (65 TWh su 290 TWh di consumo nazionale) e da valori unitari rilevanti degli incentivi (fino anche a 400 €/MWh per il fotovoltaico realizzato nell'ambito dei primi conti energia), è ragionevole ipotizzare che il manifestarsi di prezzi negativi sia influenzato dall'esistenza dei medesimi incentivi, sia per quanto riguarda il numero di ore di accadimento (non trascurabile) che per quanto riguarda il livello dei prezzi negativi.
69. Coerentemente, nella Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020<sup>17</sup> [10] la Commissione Europea prevede che siano adottate misure volte a garantire che i produttori da fonti rinnovabili beneficiari di meccanismi di supporto non siano incentivati a generare energia elettrica a prezzi negativi. In particolare, tale previsione trova applicazione a partire dal 1 gennaio 2016 con riferimento ai tutti i nuovi regimi.
70. Tale orientamento è anche richiamato nella valutazione da parte della Commissione Europea [11] del meccanismo di supporto alle rinnovabili previsto dal Department of Energy and Climate Change inglese<sup>18</sup>. Un approccio del tutto coerente<sup>19</sup> è previsto pure in Germania [12].
71. Anche l'Autorità si è già espressa al riguardo nell'Allegato A alla deliberazione 14 ottobre 2015, 489/2015/I/efr. Nell'ambito del parere al Ministro dello Sviluppo Economico, in particolare, l'Autorità suggerisce che, nelle medesime ore nelle quali sul mercato dovesse formarsi un prezzo negativo, non sia erogato l'incentivo, consentendone però il recupero al termine del periodo di diritto. Una simile misura dovrebbe essere prevista per tutti gli strumenti incentivanti, non solo per quelli di prossima definizione. Essa consente di tenere conto sia dell'esigenza di non distorcere lo strumento dei prezzi negativi, sia di non vanificare la finalità degli incentivi che, infatti, verrebbero recuperati.
72. Inoltre, nel caso in cui venissero consentite le offerte a prezzi negativi, anche le modalità di offerta dello stesso GSE, nei casi in cui quest'ultimo è utente del dispacciamento e operatore di mercato, devono evolvere nel tempo. In ogni caso, comunque l'esistenza stessa dei prezzi negativi comporterebbe l'aumento degli oneri in capo alla componente A3 in tutti i casi in cui viene applicata una *feed in tariff*.

Q6. Si concorda con la proposta dell'Autorità in tema di trattamento della produzione di energia elettrica incentivata?

<sup>17</sup> Articolo 3.3.2.1

<sup>18</sup> 31. By the beginning of 2016, the UK will modify the Contract for Difference to include provision ensuring that generators do not have an incentive to generate electricity under negative prices. If the day-ahead power auction hourly price is below zero support will be capped at the strike price. Moreover, if prices remain negative throughout a six-hour period or longer then the difference amount under the CfD contract will be set to zero for the entirety of that period.

65 When the reference price exceeds the strike price, the generators have to pay the difference to the CfD Counterparty. Finally, the support is capped at the level of the strike price, and in case of negative prices the generators will not receive the full difference between the strike price and the reference price.

<sup>19</sup> In addition, new installations will no longer receive funding as of 2016 if prices are negative. This restriction stems from the European Commission's guidelines on state aid for environmental protection and energy. Renewable energy installations commissioned as of 2016 will no longer receive funding if prices are negative for a block of six hours. However, this will increase the cost of financing, which could in turn hinder the expansion of renewables. The provision will therefore be examined in the context of the Electricity Market Act

### 3.4 Frequenza di accadimento di prezzi pari a 0 €/MWh

73. Nel seguito sono presentate alcune evidenze in termini di accadimento di prezzi pari a zero in MB, MSD *ex-ante*, MI e MGP. Tali valori possono essere assunti come *proxy* indicativa della frequenza di accadimento dei prezzi negativi, qualora fossero stati ammessi nel medesimo periodo. Maggiori dettagli sono riportati nell'Allegato 1.

#### 3.4.1 MB

74. In Figura 1 è riportato il numero di offerte a scendere accettate in MB a prezzo zero negli anni 2013, 2014 e 2015 (limitato al periodo gennaio – agosto 2015), con indicazione della percentuale rispetto alle offerte complessivamente accettate a scendere, mentre in Figura 2 sono riportati dei corrispondenti volumi.

75. La Figura 3 e la Figura 4 riportano rispettivamente la distribuzione del numero di attivazioni su MB rispettivamente nelle zone di mercato e nel corso dell'anno.

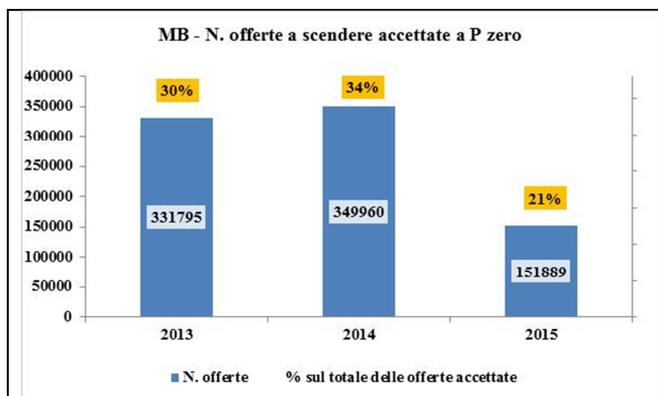


Figura 1

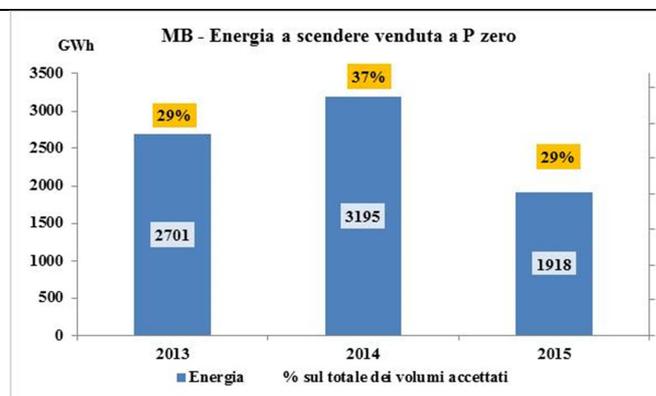


Figura 2

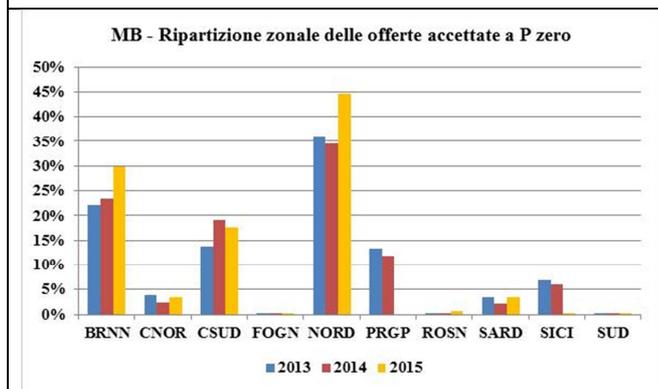


Figura 3

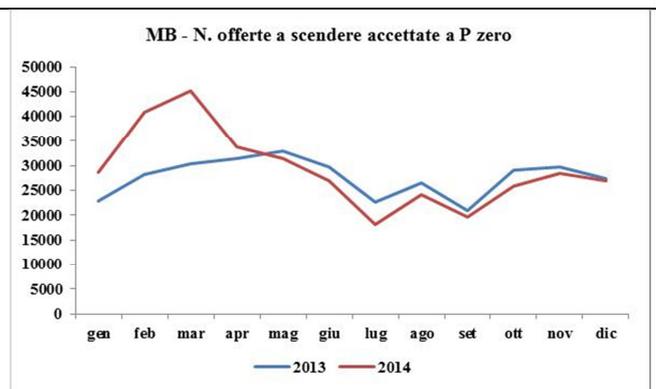


Figura 4

#### 3.4.2 MSD *ex ante*

76. La Figura 5 è riportato il numero di offerte a scendere accettate in MSD *ex-ante* a prezzo zero negli anni 2013, 2014 e 2015 (limitato al periodo gennaio – agosto 2015), con indicazione della percentuale rispetto alle offerte complessivamente accettate a scendere, mentre in Figura 6 sono riportati dei corrispondenti volumi.

77. La Figura 7 e la Figura 8 riportano rispettivamente la distribuzione del numero di attivazioni su MSD *ex-ante* nelle zone di mercato e nel corso dell'anno.

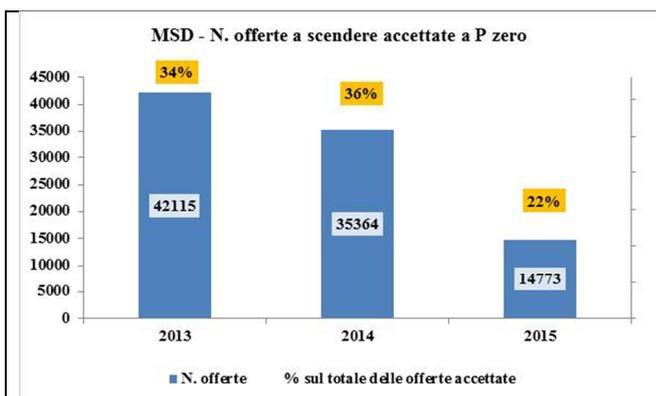


Figura 5

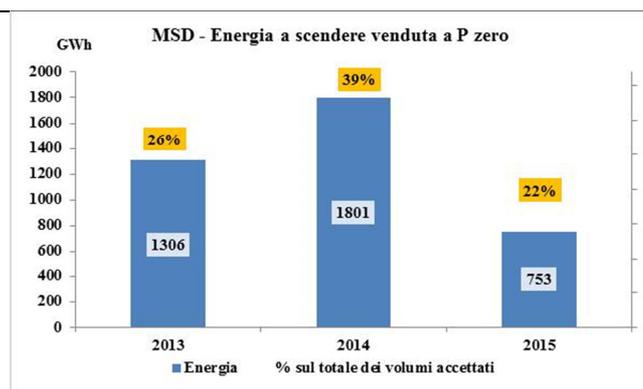


Figura 6

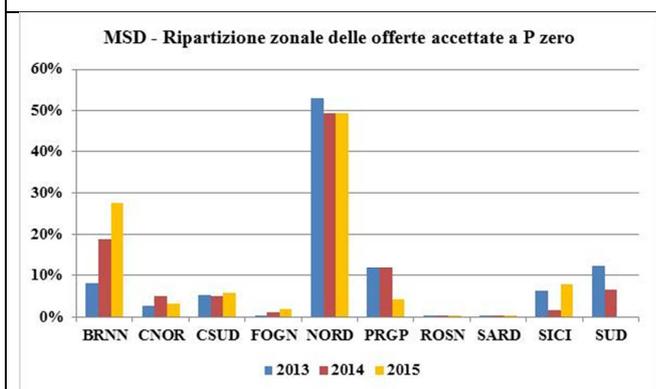


Figura 7

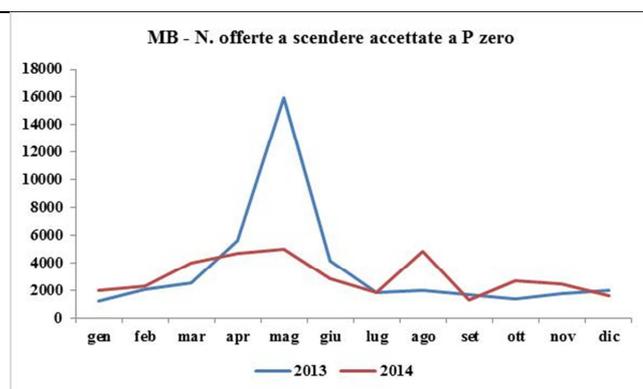


Figura 8

### 3.4.3 MI

78. La

79. Tabella 1 riporta il numero di ore con prezzo pari a zero verificatesi su MI nel corso del 2014.

Numer o di ore con prezzo pari a zero	BRNN	FOGN	PRGP	ROSN	Sicilia	Sud	Centro Nord	Centro Sud	Nord	Sardeg na
MI1	3	5	3	4	9	8	0	0	0	0
MI2	1	2	0	0	1	3	0	1	0	1
MI3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MI4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabella 1: numero di ore con prezzo pari a zero su MI

### 3.4.4 MGP

80. La Tabella 2 riporta in il numero di ore con prezzo pari a zero verificatesi nel corso degli anni 2012, 2013 e 2014 su MGP.

Numero di ore con prezzo pari a zero (MGP)	PUN	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
2014	0	0	61	71	139	71	63
%	0,00%	0,00%	0,70%	0,81%	1,59%	0,81%	0,72%
2013	2	4	20	48	89	48	91
%	0,02%	0,05%	0,23%	0,55%	1,02%	0,55%	1,04%
2012	0	0	0	0	8	69	34
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,09%	0,79%	0,39%

Tabella 2: numero di ore con prezzo pari a zero su MGP (fonte: [13] e [14])

### 3.4.5 Esperienza internazionale

81. A titolo comparativo si rimanda alla Tabella 3 per le frequenze storiche di accadimento dei prezzi negativi sui mercati *day ahead*, *intra day* e di bilanciamento in Germania, Francia e Belgio relative al 2013. L'aspettativa futura sulla frequenza di accadimento dei prezzi negativi nel mercato *day ahead* inglese è riportata in [15].

2013	SBIL	%	Prezzo minimo (€/MWh)	ID	ID	DA	DA
		Numero di ore con prezzo < 0 €/MWh		Numero di ore con prezzo < 0 €/MWh	Prezzo minimo (€/MWh)	Numero di ore con prezzo < 0 €/MWh	Prezzo minimo (€/MWh)
Belgio	Negativo	1,25%	-310	0,31%	-100	0,17%	-200
	Positivo	6,78%	-313,38				
ISP <sup>20</sup>	15 min			1 ora		1 ora	
Germania		22,18%	-2498,40	7,63% (3,74%)	-200 (-399)	0,74%	-100,03
IPS	15 min			1 ora (15 min)		1 ora	
Francia	Negativo	0,05%	-44	1,19%	-225	0,17%	-200
	Positivo	0,42%	-200				
ISP	30 min			1 ora		1 ora	

Tabella 3: numero di ore con prezzo negativo in BE, DE e FR nel 2013 (fonte: [16] e [17])

## 3.5 Potere di mercato

82. I mercati elettrici sono disegnati al fine di favorire la competizione e l'efficienza degli agenti economici attraverso offerte consistenti con i costi marginali di breve periodo, ivi inclusi i costi opportunità, e il dispacciamento al minimo costo [18].

83. Tuttavia, il mercato elettrico può deviare da tale paradigma essendo particolarmente vocato all'esercizio del potere di mercato con conseguenze in termini di maggiori profitti per una

<sup>20</sup> ISP = Imbalance Settlement Period

categoria di soggetti, di trasferimento di benessere da una categoria (es. consumatori) ad un'altra (es. produttori) e di perdita complessiva del *social welfare* [3].

84. L'esercizio del potere di mercato assume una forma degenerativa in presenza di vincoli di rete quali le congestioni, che in Italia rappresentano una condizione strutturale. In tale caso il potere di mercato riveste un ruolo anche a carattere locale [19].
85. In presenza di potere di mercato, l'introduzione dei prezzi negativi potrebbe favorirne maggiormente l'esercizio quindi, la loro eventuale introduzione, non può prescindere da un'analisi di tale tematica.
86. Dalla sezione 3.4 si può concludere che nel periodo oggetto dell'analisi il verificarsi di prezzi pari a zero per le offerte a scendere accettate è significativo in termini di frequenza di accadimento e di volumi, con particolare riferimento a MSD.
87. Nell'ipotesi di assumere la frequenza passata del verificarsi dei prezzi pari a zero come una *proxy* per quanto grossolana del possibile manifestarsi dei prezzi negativi, ciò porta a concludere che l'impatto potenziale della revisione del *floor* non può essere derubricato a trascurabile.
88. Ovviamente esistono una serie di strumenti volti a identificare, modellare e mitigare [18] l'esercizio del potere di mercato.
89. Per esempio, da questo punto di vista, la limitazione alle offerte e ai prezzi all'interno di un *range* predefinito in via amministrata (*cap e floor*) rappresenta uno strumento proprio al fine di contenere l'esercizio del potere di mercato. Tuttavia, l'imposizione di tali vincoli non è esente da effetti distorsivi sia di breve che di lungo termine [19].
90. Pertanto, qualora la spinta all'efficienza e all'integrazione dovesse portare verso una revisione dei limiti di prezzo e in particolare ad una revisione del *floor*, ciò non potrebbe prescindere da un significativo potenziamento del monitoraggio del mercato, con particolare riferimento a MSD.
91. Ciò riguarderebbe, potenzialmente:
  - a. maggiore trasparenza nella selezione delle offerte;
  - b. eventuale definizione di misure di mitigazione.

#### 4 CONCLUSIONI

92. I prezzi negativi rappresentano uno strumento di mercato volto ad affrontare condizioni di *over-generation* secondo criteri di efficienza economica.
93. *Floor* di prezzo negativi sui mercati dell'energia elettrica sono già oggi una realtà in diversi Stati Membri anche se la loro frequenza di accadimento sembra tutto sommato limitata.
94. In particolare, nell'ambito dell'implementazione volontaria del progetto di *market coupling* del *day ahead* il *floor* di prezzo è stato identificato pari a - 500 €/MWh, ad oggi, è stato adottato nei mercati elettrici del centro e del nord Europa aderenti al progetto MRC.
95. Prospettivamente, lo strumento dei prezzi negativi è da contestualizzare nel *framework* regolatorio europeo (regolamento CACM) e la conseguente spinta all'armonizzazione dei disegni di mercato nazionali, ivi inclusa le proposte di armonizzazione dei limiti del *clearing price*, cioè dei limiti di prezzo (*cap e floor*) dei mercati *day ahead* e *intra day*.
96. Tali proposte saranno sviluppate in forma congiunta da TSO e NEMO per poi essere trasmesse alle autorità di regolazione per approvazione entro 18 mesi dall'entrata in vigore del

Regolamento CACM, vale a dire entro Febbraio 2017. Conseguentemente, è necessario avviare una riflessione sull'opportunità di rivedere il *floor* di prezzo con riferimento al contesto nazionale, con particolare attenzione alle caratteristiche proprie della struttura d'offerta e del disegno del mercato elettrico italiano.

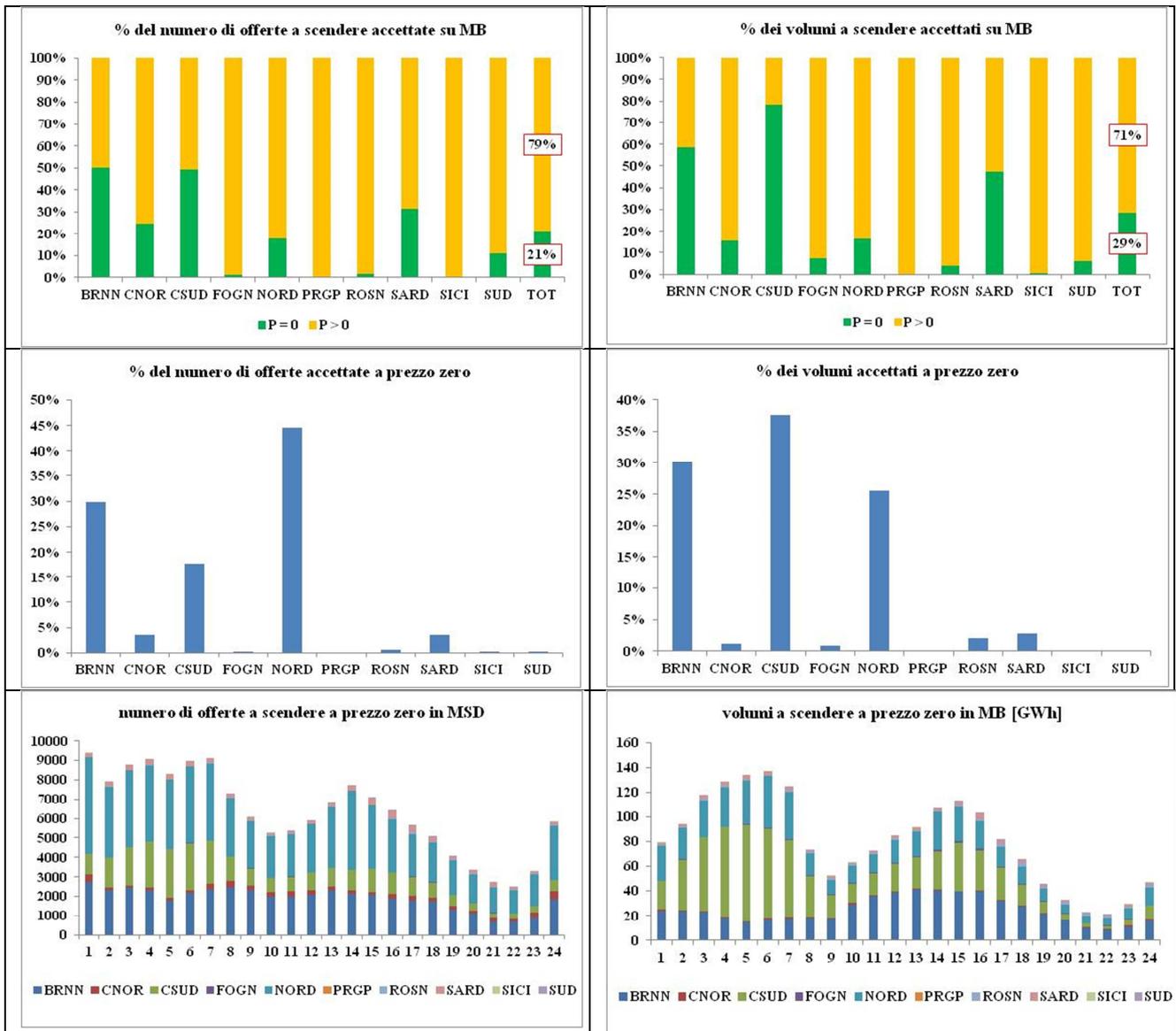
97. Come descritto all'interno del presente documento, l'introduzione dei prezzi negativi in MGP e MI sembrerebbe essere di minor utilità se coerentemente il *floor* di prezzo non fosse rivisto anche con particolare riferimento alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi.
98. Posta la natura fissa del costo S descritto in precedenza e la possibilità di presentare offerte binomie (*multi-part*) su MSD, in tale mercato potrebbe essere previsto, alternativamente all'introduzione di un *floor* negativo per le offerte a scendere, un gettone volto a valorizzare il relativo costo opportunità.
99. Occorre poi tenere presente le implicazioni in termini di oneri per il sistema, tramite i corrispettivi di dispacciamento e la componente A3, derivanti dalla presenza delle unità essenziali e della generazione incentivata in un contesto caratterizzato dal manifestarsi di prezzi negativi.
100. Infine, considerata la struttura dell'offerta e i dati storici relativi alle offerte accettate in MSD per il servizio di riserva a scendere, il rischio legato all'esercizio del potere di mercato non può essere sottovalutato.
101. In conclusione, la spinta economica e regolatoria all'introduzione dei prezzi negativi rappresenta un'opportunità per migliorare l'efficienza del disegno di mercato.
102. Tale opportunità necessita tuttavia di un'evoluzione del mercato nazionale in termini di a) trasparenza nella selezione delle offerte in MSD, b) monitoraggio nella formazione del livello dei prezzi, e c) eventuale introduzione di strumenti di mitigazione dei prezzi qualora non corrispondenti a logiche competitive.
103. Contestualmente, misure transitorie di gradualità nell'eventuale revisione del *floor* di prezzo potrebbero essere prese in considerazione.

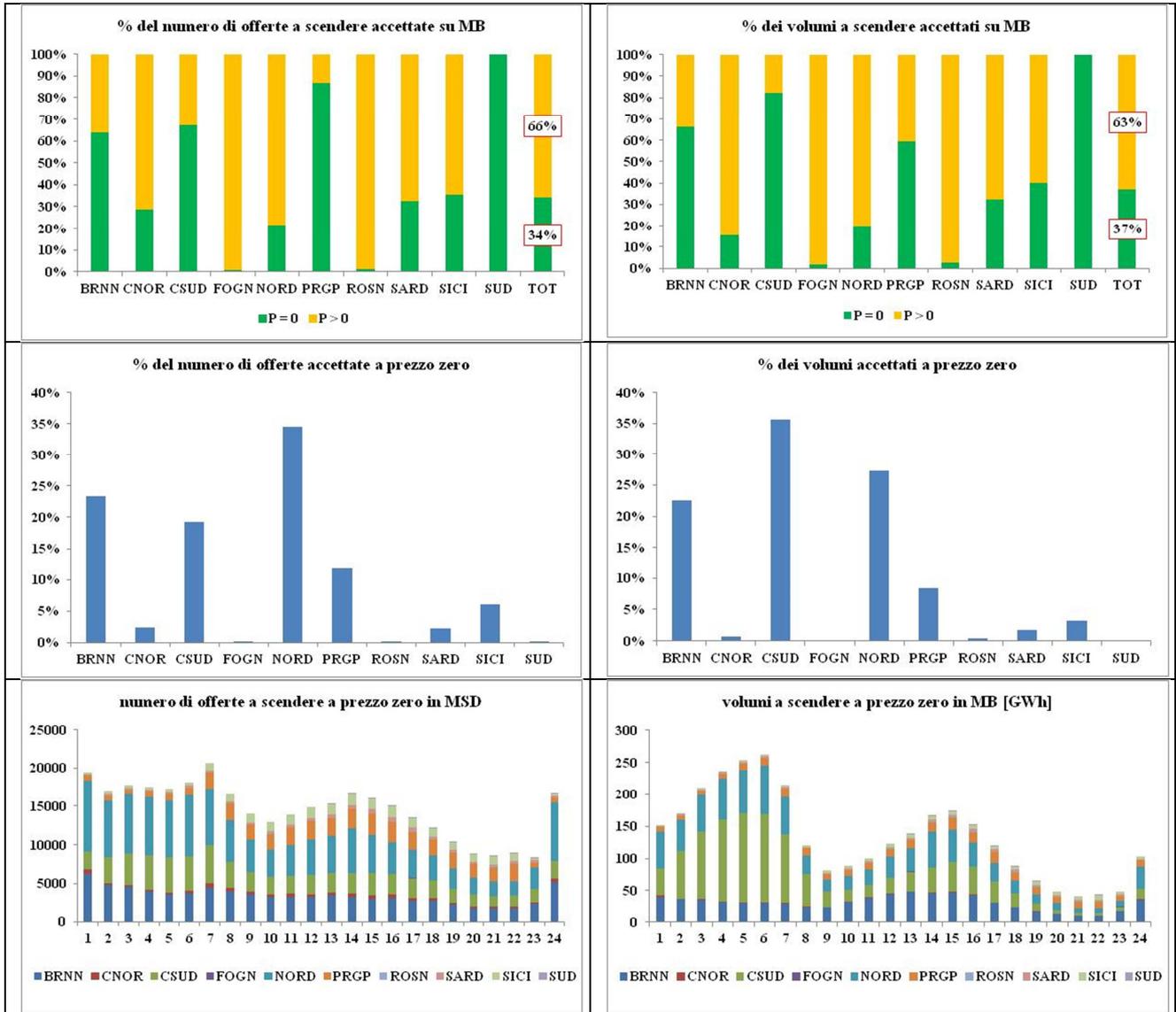
## 5 BIBLIOGRAFIA

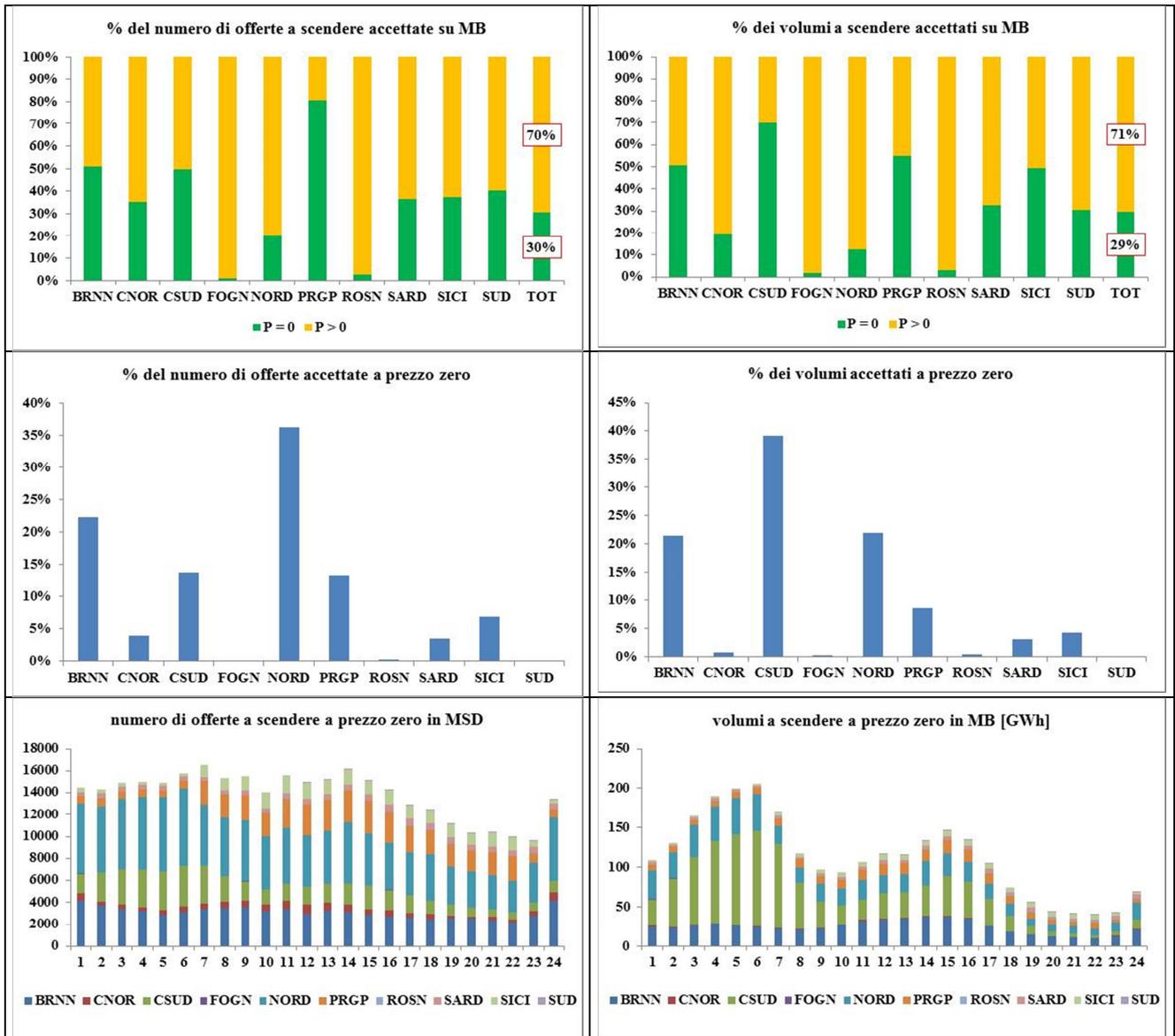
- [1] Commissione Europea, *Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione.*
- [2] A. Ockenfels, V. Grimm e G. Zoettl, «The Pricing Mechanism of the Day Ahead Electricity Spot Market Auction on the EEX,» Marzo 2008.
- [3] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Wiley-IEEE Press, Giugno 2002.
- [4] R. P. O’Neill, P. M. Sotkiewicz e M. H. Rothkopf, «Equilibrium Prices in Power Exchanges with Non-convex Bids (Working Paper),» Luglio 2007.
- [5] EPEX SPOT, APX, Belpex, Nord Pool Spot, OMIE, Mercatoelettrico (GME), OTE, «EUPHEMIA Public Description - PCR Market Coupling Algorithm,» Agosto 2015.
- [6] FERC, «Staff Analysis of Uplift in RTO and ISO Markets,» Agosto 2014.
- [7] ACER, *Recommendation 03/2015 on the Network Code on Electricity Balancing*, Luglio 2015.
- [8] The NorthBridge Group, «Negative Electricity Prices and the Production Tax Credit - Why wind producers can pay us to take their power – and why that is a bad thing,» Settembre 2012.
- [9] Potomac Economic, «2014 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets,» Luglio 2015.
- [10] Commissione Europea, *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020*, Giugno 2014.
- [11] Commissione Europea, «State aid SA.36196 (2014/N) – United Kingdom Electricity Market Reform - Contract for Difference for Renewables,» Luglio 2014.
- [12] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, «An electricity market for Germany’s energy transition (White Paper),» Luglio 2015.
- [13] GME, «Relazione annuale 2013,» Luglio 2014.
- [14] GME, «Relazione annuale 2014,» Luglio 2015.
- [15] Baringa, «Negative pricing in the GB wholesale electricity market,» Luglio 2015.
- [16] K. D. V. Vos, «Negative wholesale electricity prices in the German, French and Belgian day-ahead, intra-day and real-time markets,» *The Electricity Journal*, Maggio 2015.
- [17] T. Brijs, K. De Vos, C. De Jonghe e R. Belmans, «Statistical analysis of negative prices in European balancing markets,» *Renewable Energy*, vol. 80, pp. 53-60, Agosto 2015.
- [18] FERC, «Price Formation in Organized Wholesale Electricity Markets - Docket No. AD14-14-000 - Staff Analysis of Energy Offer Mitigation in RTO and ISO Markets,» Ottobre 2014.
- [19] D. R. Biggar e M. R. Hesamzadeh, *The Economics of Electricity Markets*, Wiley-IEEE Press, Agosto 2014.
- [20] KU Leuven Energy Institute, «El Factsheet Negative electricity market prices,» 2014.
- [21] S. Littlechild, *Electricity Cash Out Arrangements*, Marzo 2007.
- [22] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, «Documento per la consultazione 368/2013/R/eel - Riforma organizza della disciplina degli sbilanciamenti effettivi,» 7 agosto 2013.
- [23] TERNA, «Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete)».
- [24] CWE MC Project, «Implementation Study - A report for the MoU signatories on the design of the market coupling solution in the Central West European (CWE) region,» Agosto 2008.
- [25] P. Cramton, «Competitive Bidding Behavior in Uniform-Price Auction Markets,» in *Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences*, Gennaio 2004.
- [26] M. Nicolosi, «Wind Power Integration, negative Prices and Power System Flexibility - An Empirical Analysis of extreme Events in Germany,» Marzo 2010.

## 6 ALLEGATO 1

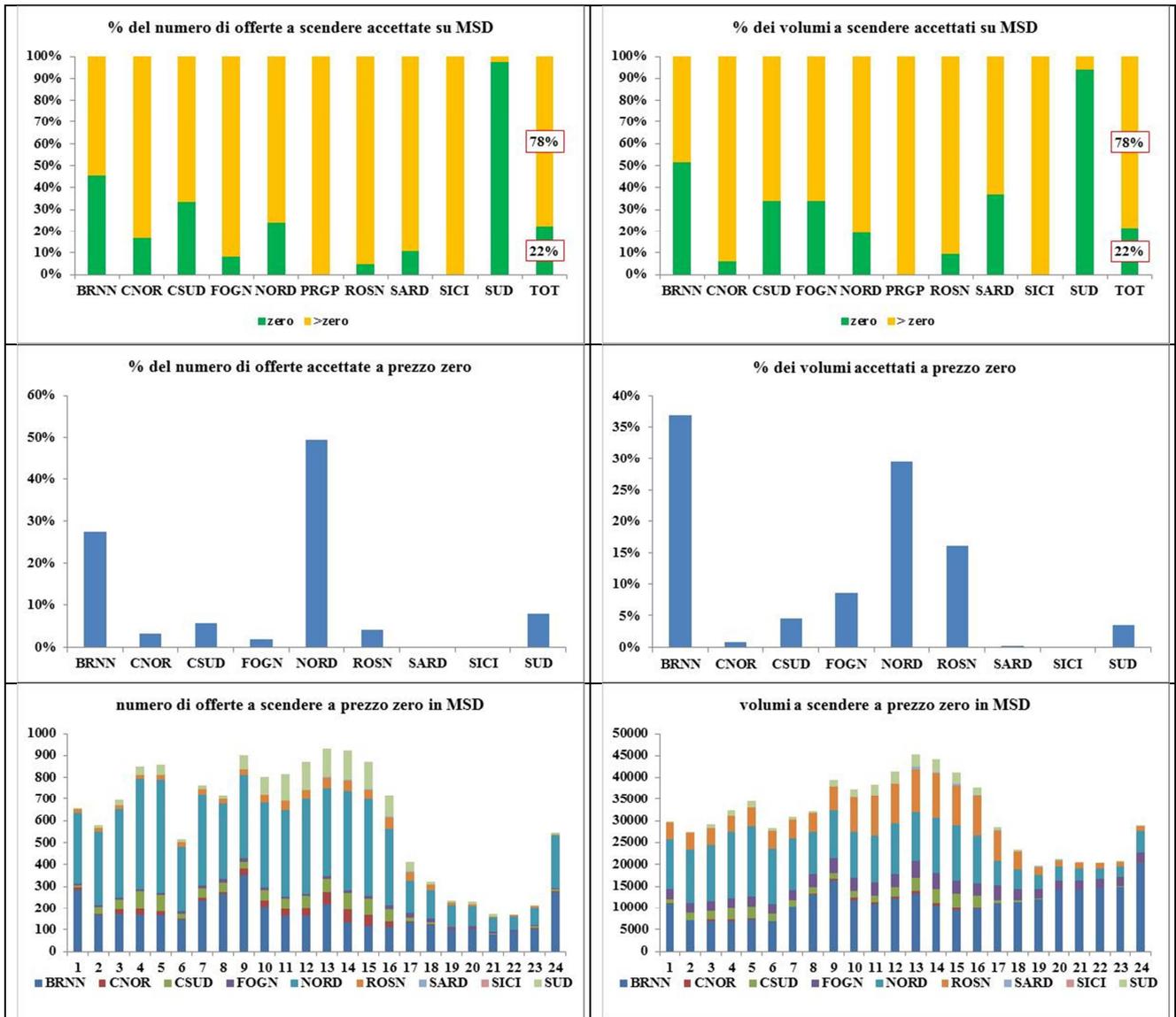
MB 2015 (Gennaio – Agosto)



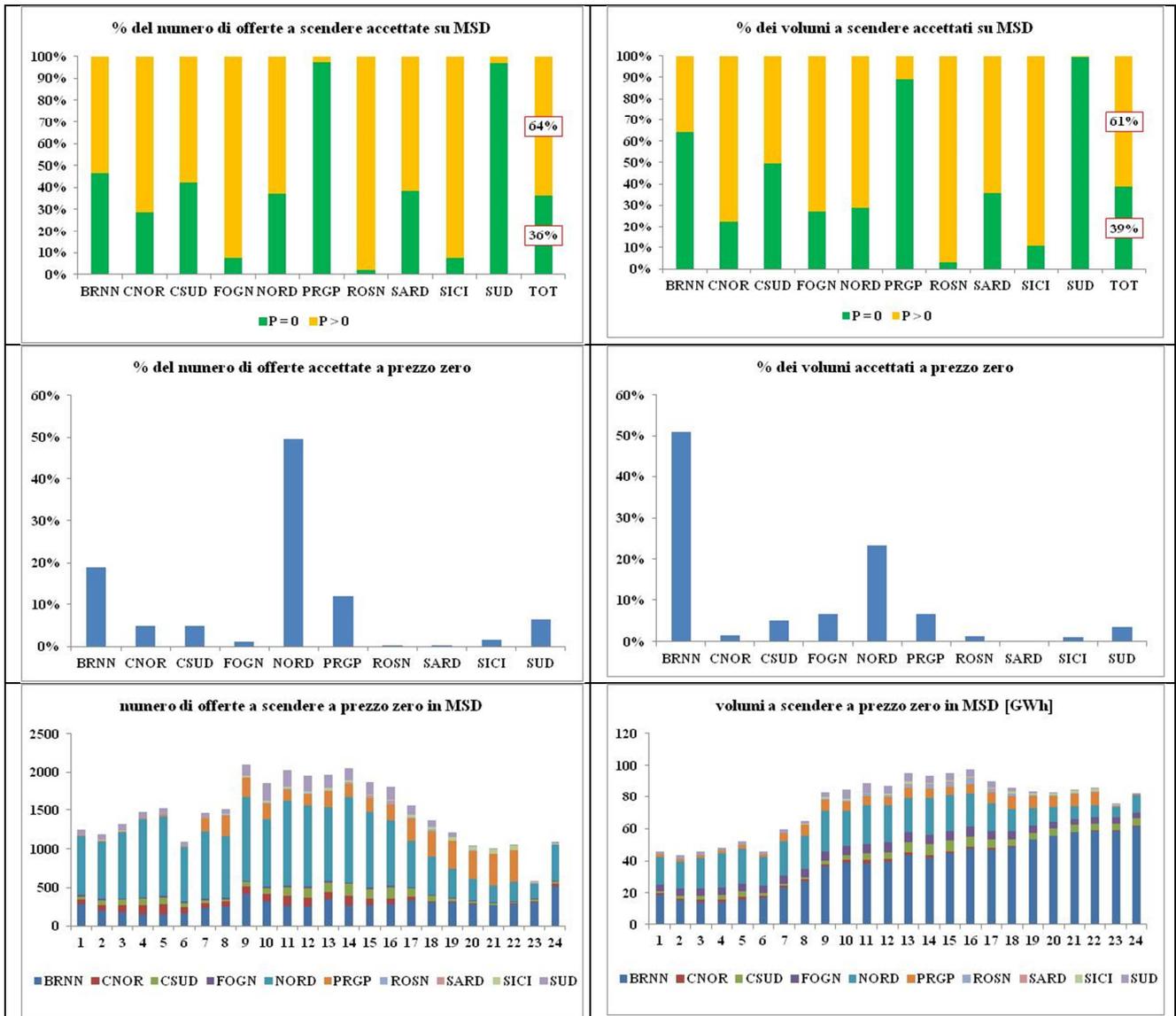




MSD ex-ante 2015 (Gennaio – Agosto)



MSD ex-ante 2014



MSD ex-ante 2013

