

**APPROFONDIMENTI**

# LA CONSULTAZIONE EUROPEA SUI MECCANISMI DI REMUNERAZIONE DELLA CAPACITÀ DI GENERAZIONE PER L'ADEGUATEZZA DEI SISTEMI ELETTRICI

*Claudia Checchi, Michele Dalena, Ana Georgieva (REF-E)*

Alla luce del moltiplicarsi delle iniziative dei governi nazionali di introduzione di meccanismi di remunerazione della capacità di generazione volti a garantire l'adeguatezza<sup>1</sup> dei sistemi elettrici nel lungo termine, a metà dello scorso mese di novembre la Commissione Europea ha pubblicato un documento di consultazione con l'obiettivo di giungere ad una raccomandazione o proposta legislativa, su un tema che era stato stranamente trascurato in fase di elaborazione dell'*Electricity Target Model*. Le criticità evidenziate sono molte, e i numerosi criteri ritenuti necessari per rendere i meccanismi compatibili con il *framework* normativo e con gli obiettivi del mercato unico, lasciano presagire un approccio prudente.

## Cause ed effetti

La Commissione teme che la presenza di meccanismi di remunerazione della capacità per l'adeguatezza non soltanto diversi tra paesi europei<sup>2</sup>, ma anche rispondenti soltanto a specifici interessi nazionali, possa minare la già complicata costruzione in Europa di un mercato comune dell'energia elettrica realmente efficiente. La consultazione, che propone una serie di temi di riflessione e alcune indicazioni di principio sull'argomento, nasce dalla constatazione che i diversi contributi sull'argomento (sia di natura pratica che teorica) non sono giunti a una conclusione unanime né sull'opportunità dei meccanismi di remunerazione della capacità né sulla modalità di soluzione ai problemi del giusto incentivo agli investimenti in adeguatezza. Mercati dell'energia (e dei servizi ancillari) ben disegnati dovrebbero, almeno in linea di principio, essere

sufficienti a garantire l'adeguatezza. Un problema di missing money è tuttavia destinato ad emergere quando i prezzi di mercato, come sta accadendo nell'attuale fase del ciclo economico a cui si sono aggiunti gli effetti delle politiche di incentivazione delle rinnovabili, non sono sufficientemente elevati affinché i produttori recuperino il capitale investito con i tempi ed i tassi di ritorno normalmente attesi dagli investitori. Sostanzialmente due sono le ragioni individuate alla base del problema del missing money: la fissazione amministrativa di cap troppo bassi per i prezzi dei mercati dell'energia e la riduzione dei periodi in cui emergono picchi di prezzo a seguito della forte penetrazione della generazione eolica e fotovoltaica. Proprio la crescita delle rinnovabili sta d'altro canto incrementando le richieste di investimenti in risorse di flessibilità, e rendendo sempre più difficoltosa la separazione del concetto di adeguatezza da quello della sicurezza. Il problema del missing money sta così favorendo l'introduzione di meccanismi di remunerazione della capacità, i quali, se mal disegnati, potrebbero non soltanto generare effetti distorsivi sugli scambi, sulla produzione e sulle decisioni di investimento nel mercato interno dell'energia elettrica, ma anche disincentivare il ricorso a misure più innovative quali il ricorso all'efficienza energetica e alla partecipazione attiva della domanda. Per la Commissione tali effetti potrebbero peraltro rivelarsi tanto più distorsivi quanto più i meccanismi di remunerazione della capacità per l'adeguatezza divengono comuni nel mercato interno dell'energia elettrica. I meccanismi di remunerazione della capacità per l'adeguatezza implementati in un dato paese

► continua a pagina 30

## IN QUESTO NUMERO

### ■ REPORT/NOVEMBRE 2012

Mercato elettrico Italia  
 pag 2  
 Mercato gas Italia  
 pag 11  
 Mercati energetici Europa  
 pag 18  
 Mercati per l'ambiente  
 pag 22

### ■ APPROFONDIMENTI

La consultazione europea sui meccanismi di remunerazione della capacità di generazione per l'adeguatezza dei sistemi elettrici  
*Claudia Checchi, Michele Dalena, Ana Georgieva REF-E, pagina 30*

### ■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 35

### ■ APPUNTAMENTI

pagina 37

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre i volumi di energia scambiati nel Mercato del Giorno Prima hanno registrato ancora una flessione su base annua (-8,9%), la più consistente da oltre tre anni, complici anche le miti temperature del mese. Le vendite da centrali termoelettriche si sono ridotte del 22,8%, mentre quelle da fonti rinnovabili, sostenute a novembre dalle vendite record da impianti eolici (oltre 1,2 TWh), continuano ad esibire tassi di crescita in doppia cifra (+33,8%). Ancora molto sostenute le importazioni di energia elettrica, ma più basse (-6,5%) rispetto al massimo storico dello scorso anno. La liquidità del mercato

ha guadagnato 1,8 punti percentuali su base annua, portandosi a 59,9%. In tale contesto, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) ha proseguito nella sua fase discendente attestandosi a 64,09 €/MWh, livello più basso degli ultimi due anni. Lo spread con le altre borse europee, dopo oltre un anno, è sceso sotto i 20 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), *Dicembre 2012 baseload* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 68,80 €/MWh in calo del 2,8% su ottobre; in lieve flessione anche la quotazione dell'*Anno 2013 baseload* pari a 70,82 €/MWh (-0,4%).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A novembre il prezzo medio di acquisto (PUN), al terzo ribasso congiunturale consecutivo (-1,77 €/MWh; -2,7%) ed in netta flessione rispetto a novembre 2011 (-14,38 €/MWh; -18,3%) è sceso a 64,09 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo tendenziale di 15,45 €/MWh (-16,5%) nelle ore

*di picco* e di 13,81 €/MWh (-19,6%) nelle *ore fuori picco*, con il prezzo pari rispettivamente a 78,22 ed a 56,48 €/MWh, anche quest'ultimo sui livelli più bassi degli ultimi 24 mesi (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto *picco/baseload*, in risalita dai minimi storici dell'estate scorsa, si è attestato a 1,22.

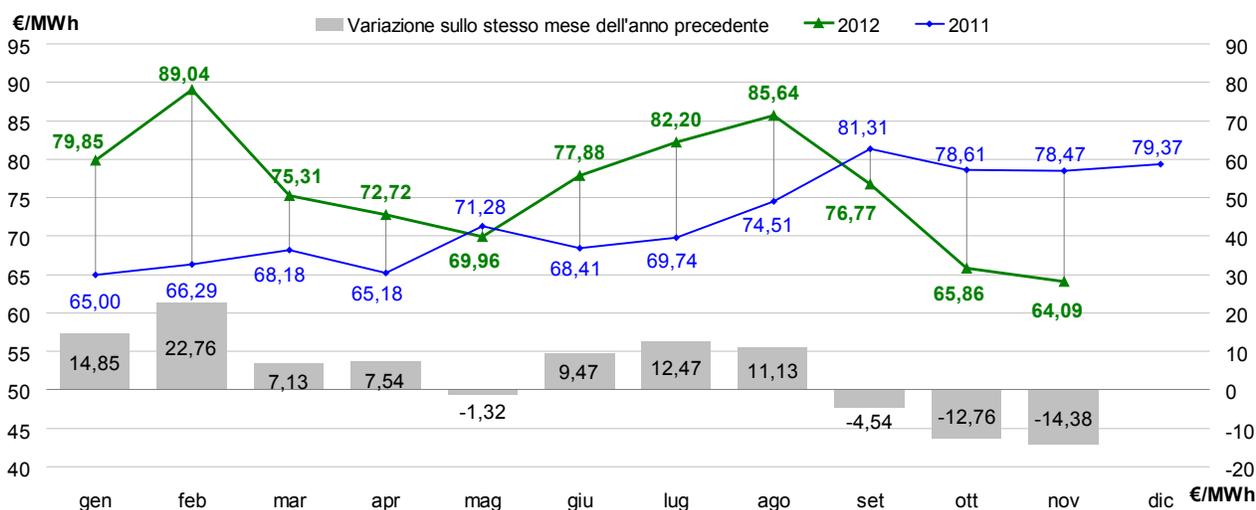
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

|                       | Prezzo medio di acquisto |        |            |        | Volumi medi orari |       |                |       | Liquidità    |       |
|-----------------------|--------------------------|--------|------------|--------|-------------------|-------|----------------|-------|--------------|-------|
|                       | 2012                     | 2011   | Variazione |        | Borsa             |       | Sistema Italia |       | 2012         | 2011  |
|                       | €/MWh                    | €/MWh  | €/MWh      | %      | MWh               | Var.  | MWh            | Var.  |              |       |
| <b>Baseload</b>       | <b>64,09</b>             | 78,47  | -14,38     | -18,3% | <b>19.643</b>     | -6,2% | <b>32.817</b>  | -8,9% | <b>59,9%</b> | 58,1% |
| <i>Picco</i>          | 78,22                    | 93,67  | -15,45     | -16,5% | 24.692            | -6,1% | 40.064         | -9,9% | 61,6%        | 59,2% |
| <i>Fuori picco</i>    | 56,48                    | 70,28  | -13,81     | -19,6% | 16.924            | -6,2% | 28.915         | -8,1% | 58,5%        | 57,4% |
| <i>Minimo orario</i>  | 14,88                    | 28,00  |            |        | 10.211            |       | 21.141         |       | 47,9%        | 47,9% |
| <i>Massimo orario</i> | 138,44                   | 160,62 |            |        | 29.723            |       | 45.100         |       | 66,6%        | 66,6% |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



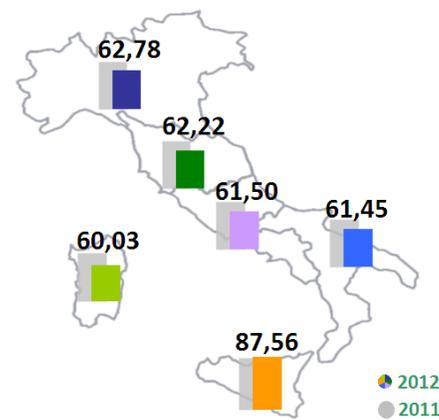
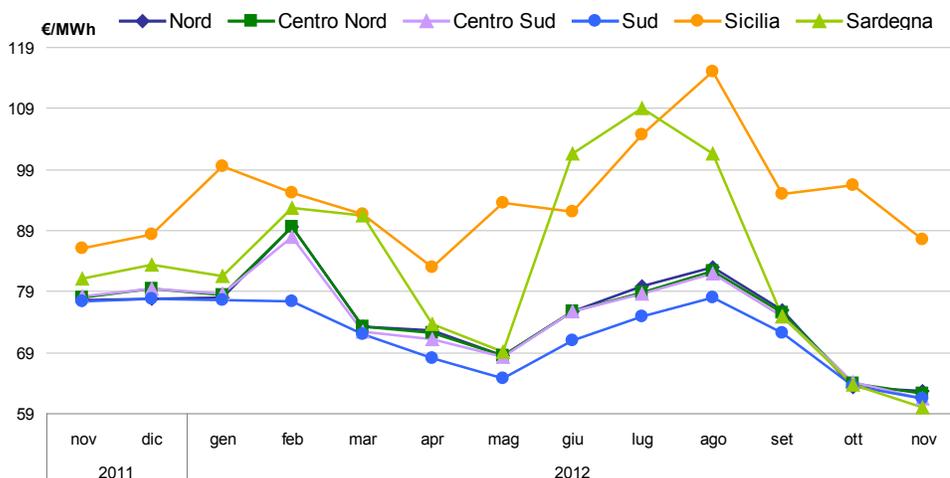
(continua)

Anche i prezzi medi di vendita, a novembre, hanno registrato una ulteriore flessione congiunturale oltre che un deciso calo tendenziale, convergendo in tutte le zone intorno ai 62-63 €/MWh, con un minimo in *Sardegna* a 60,03 €/MWh (mai così basso negli ultimi tre anni), favorito dalla produzione record

degli impianti eolici. Unica eccezione ancora la *Sicilia*, dove il prezzo, sebbene in calo rispetto ad ottobre (-9,2%), ha segnato un modesto incremento su base annua (+1,7%) portandosi a 87,56 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 23,6 milioni di MWh, si sono ridotti dell'8,9% rispetto allo scorso anno. In calo sia l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 14,1 milioni di MWh (-6,2%), che l'energia scambiata over the counter e registrata sulla PCE, pari a

9,5 milioni di MWh (-12,6%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto guadagnato 1,8 punti percentuali su base annua e 2,5 rispetto al mese precedente, attestandosi a 59,9% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

|                           | MWh               | Variazione    | Struttura     |
|---------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| <b>Borsa</b>              | <b>14.143.022</b> | <b>-6,2%</b>  | <b>59,9%</b>  |
| Operatori                 | 6.781.770         | -22,9%        | 28,7%         |
| GSE                       | 3.904.827         | +34,3%        | 16,5%         |
| Zone estere               | 3.456.424         | +2,5%         | 14,6%         |
| Saldo programmi PCE       | -                 | -             | 0,0%          |
| <b>PCE (incluso MTE)</b>  | <b>9.485.366</b>  | <b>-12,6%</b> | <b>40,1%</b>  |
| Zone estere               | 1.280.346         | -24,3%        | 5,4%          |
| Zone nazionali            | 8.205.020         | -10,4%        | 34,7%         |
| Saldo programmi PCE       | -                 | -             | -             |
| <b>VOLUMI VENDUTI</b>     | <b>23.628.387</b> | <b>-8,9%</b>  | <b>100,0%</b> |
| <b>VOLUMI NON VENDUTI</b> | <b>23.065.418</b> | <b>+26,9%</b> |               |
| <b>OFFERTA TOTALE</b>     | <b>46.693.805</b> | <b>+5,9%</b>  |               |

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

|                                | MWh               | Variazione    | Struttura     |
|--------------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| <b>Borsa</b>                   | <b>14.143.022</b> | <b>-6,2%</b>  | <b>59,9%</b>  |
| Acquirente Unico               | 2.695.261         | -22,1%        | 11,4%         |
| Altri operatori                | 7.874.516         | -11,3%        | 33,3%         |
| Pompaggi                       | 32.740            | -58,7%        | 0,1%          |
| Zone estere                    | 203.982           | -53,8%        | 0,9%          |
| Saldo programmi PCE            | 3.336.524         | +50,2%        | 14,1%         |
| <b>PCE (incluso MTE)</b>       | <b>9.485.366</b>  | <b>-12,6%</b> | <b>40,1%</b>  |
| Zone estere                    | 36.000            | +0,0%         | 0,2%          |
| Zone nazionali AU              | 3.494.136         | +2,0%         | 14,8%         |
| Zone nazionali altri operatori | 9.291.754         | -3,3%         | 39,3%         |
| Saldo programmi PCE            | -3.336.524        | -             | -             |
| <b>VOLUMI ACQUISTATI</b>       | <b>23.628.387</b> | <b>-8,9%</b>  | <b>100,0%</b> |
| <b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>   | <b>3.194.860</b>  | <b>+1,5%</b>  |               |
| <b>DOMANDA TOTALE</b>          | <b>26.823.247</b> | <b>-7,8%</b>  |               |

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 23,4 milioni di MWh, sono diminuiti dell'8,1% rispetto ad un anno fa. A livello zonale, la contrazione, con la sola eccezione della Sicilia (+0,7%), ha interessato tutte le zone ma più marcatamente il Centro Nord (-12,2%) e la Sardegna (-36,3%). Dimezzati gli acquisti sulle zone estere, pari a 240 mila MWh (-49,8%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione

nazionale, pari a 18,9 milioni di MWh, si sono ridotte del 9,4% su base annua. A livello zonale, flessione in doppia cifra per Nord (-11,8%), Centro Sud (-15,3%) e Sud (-14,2%), in controtendenza Sardegna (+16,4%) e Centro Nord (+4,3%). Piuttosto sostenute le importazioni, pari a 4,7 milioni di MWh, anche se inferiori (-6,5%) rispetto al massimo storico registrato a novembre 2011 (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

|                         | Offerte           |               |              | Vendite<br>MWh    |               |              | Acquisti          |               |              |
|-------------------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|
|                         | Totale            | Media oraria  | Var          | Totale            | Media oraria  | Var          | Totale            | Media oraria  | Var          |
| Nord                    | 21.703.513        | 30.144        | +10,1%       | 9.228.548         | 12.817        | -11,8%       | 12.906.044        | 17.925        | -6,6%        |
| Centro Nord             | 2.981.028         | 4.140         | -7,4%        | 1.673.445         | 2.324         | +4,3%        | 2.499.482         | 3.472         | -12,2%       |
| Centro Sud              | 6.176.069         | 8.578         | +13,1%       | 2.097.888         | 2.914         | -15,3%       | 3.708.828         | 5.151         | -9,4%        |
| Sud                     | 6.540.386         | 9.084         | +2,3%        | 3.319.918         | 4.611         | -14,2%       | 1.954.758         | 2.715         | -0,1%        |
| Sicilia                 | 2.666.498         | 3.703         | +9,6%        | 1.496.620         | 2.079         | -1,7%        | 1.568.314         | 2.178         | +0,7%        |
| Sardegna                | 1.604.630         | 2.229         | +6,1%        | 1.075.198         | 1.493         | +16,4%       | 750.979           | 1.043         | -36,3%       |
| <b>Totale nazionale</b> | <b>41.672.122</b> | <b>57.878</b> | <b>+7,6%</b> | <b>18.891.617</b> | <b>26.238</b> | <b>-9,4%</b> | <b>23.388.406</b> | <b>32.484</b> | <b>-8,1%</b> |
| Estero                  | 5.021.683         | 6.975         | -6,8%        | 4.736.770         | 6.579         | -6,5%        | 239.982           | 333           | -49,8%       |
| <b>Sistema Italia</b>   | <b>46.693.805</b> | <b>64.853</b> | <b>+5,9%</b> | <b>23.628.387</b> | <b>32.817</b> | <b>-8,9%</b> | <b>23.628.387</b> | <b>32.817</b> | <b>-8,9%</b> |

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile hanno segnato ancora una considerevole crescita su base annua (+33,8%), sostenute, a novembre, soprattutto dagli impianti eolici (+103,2%), al loro record storico, e dai fotovoltaici (+56,5%). Ancora in calo invece le vendite da impianti a

fonte tradizionale (-22,8%) ed in particolare da impianti a gas (-25,6%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile è salita al 33,7% dal 22,8% di novembre 2011, con gli eolici al 6,5% (Grafico 4).

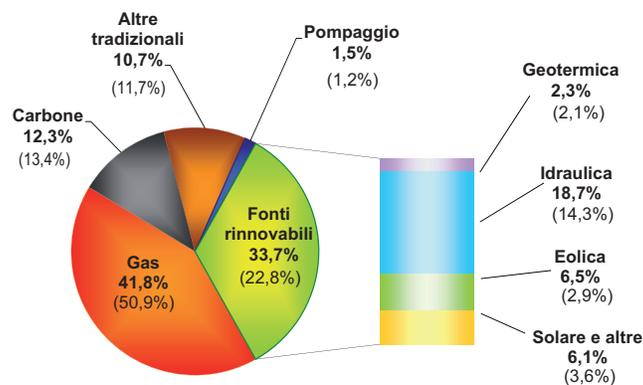
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

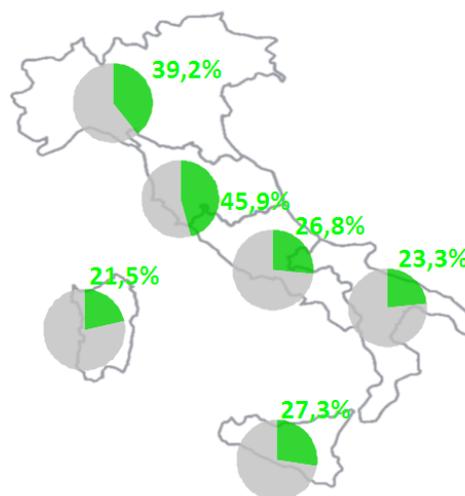
|                           | Nord          |               | Centro Nord  |               | Centro Sud   |               | Sud          |               | Sicilia      |               | Sardegna     |                | Sistema Italia |               |
|---------------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|----------------|----------------|---------------|
|                           | MWh           | Var           | MWh          | Var           | MWh          | Var           | MWh          | Var           | MWh          | Var           | MWh          | Var            | MWh            | Var           |
| <b>Fonti tradizionali</b> | <b>7.420</b>  | <b>-26,3%</b> | <b>1.257</b> | <b>-3,4%</b>  | <b>2.113</b> | <b>-28,1%</b> | <b>3.537</b> | <b>-26,2%</b> | <b>1.499</b> | <b>-15,4%</b> | <b>1.172</b> | <b>+2,2%</b>   | <b>16.998</b>  | <b>-22,8%</b> |
| Gas                       | 5.331         | -31,1%        | 1.207        | -2,4%         | 586          | -43,0%        | 2.007        | -23,4%        | 1.333        | -18,6%        | 509          | +3,8%          | 10.973         | -25,6%        |
| Carbone                   | 1.166         | -14,2%        | 8            | +47,8%        | 1.336        | -19,8%        | 79,65        | -58,4%        | -            | -             | 627          | -2,8%          | 3.217          | -16,8%        |
| Altre                     | 923           | -5,0%         | 42           | -29,0%        | 191          | -22,6%        | 1.450        | -26,7%        | 166          | +24,2%        | 36           | +203,7%        | 2.807          | -17,5%        |
| <b>Fonti rinnovabili</b>  | <b>5.030</b>  | <b>+20,4%</b> | <b>1.067</b> | <b>+15,9%</b> | <b>780</b>   | <b>+63,8%</b> | <b>1.074</b> | <b>+84,4%</b> | <b>568</b>   | <b>+71,1%</b> | <b>321</b>   | <b>+176,4%</b> | <b>8.841</b>   | <b>+33,8%</b> |
| Idrraulica                | 4.189         | +17,0%        | 295          | +47,2%        | 287          | +36,9%        | 115          | +5,5%         | 16           | -1,4%         | 13           | -9,4%          | 4.915          | +19,0%        |
| Geotermica                | -             | -             | 601          | -0,3%         | -            | -             | 2            | -6,3%         | -            | -             | -            | -              | 603            | -0,3%         |
| Eolica                    | 13            | -15,8%        | 5            | +61,4%        | 315          | +118,4%       | 652          | +93,8%        | 460          | +75,4%        | 267          | +227,3%        | 1.711          | +103,2%       |
| Solare e altre            | 829           | +42,1%        | 165          | +44,8%        | 178          | +45,5%        | 305          | +125,6%       | 93           | +71,4%        | 41           | +104,5%        | 1.612          | +56,5%        |
| <b>Pompaggio</b>          | <b>367</b>    | <b>+28,1%</b> | <b>1</b>     | <b>-86,2%</b> | <b>21</b>    | <b>-13,7%</b> | <b>-</b>     | <b>-</b>      | <b>11</b>    | <b>+20,4%</b> | <b>-</b>     | <b>-100,0%</b> | <b>400</b>     | <b>+15,6%</b> |
| <b>Totale</b>             | <b>12.817</b> | <b>-11,8%</b> | <b>2.324</b> | <b>+4,3%</b>  | <b>2.914</b> | <b>-15,3%</b> | <b>4.611</b> | <b>-14,2%</b> | <b>2.079</b> | <b>-1,7%</b>  | <b>1.493</b> | <b>+16,4%</b>  | <b>26.238</b>  | <b>-9,4%</b>  |

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A novembre, nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi d'acquisto hanno registrato, su tutte le sessioni di mercato, un lieve incremento congiunturale ma una netta flessione su base annua. Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 64,79 €/MWh di MI2 e 74,16 €/MWh di MI4. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore (va considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo) evidenzia un prezzo superiore nelle

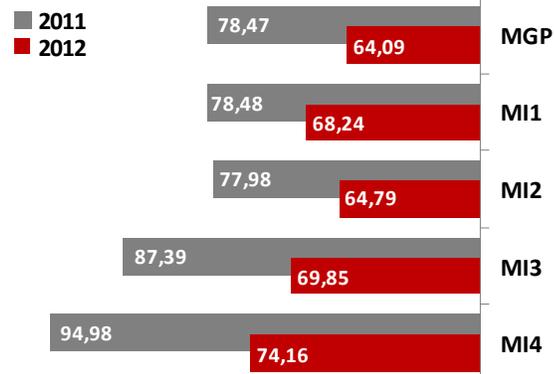
prime due sessioni, in particolare su MI1, ma nettamente inferiore nelle altre due (Tabella 6 e Grafico 6). Nel mese, i volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono stati pari a 2,0 milioni di MWh, in crescita dell'11,3% rispetto ad un anno fa. Di questi oltre la metà, ovvero 1,1 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1, in flessione tendenziale del 12,3%. Nelle altre sessioni si sono scambiati: 709 mila MWh su MI2 (+63,2%), 124 mila MWh (+19,4%) su MI3 e 117 mila MWh (+104,8%) su MI4 (Tabella 6 e Grafico 6).

(continua)

Tabella 6: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

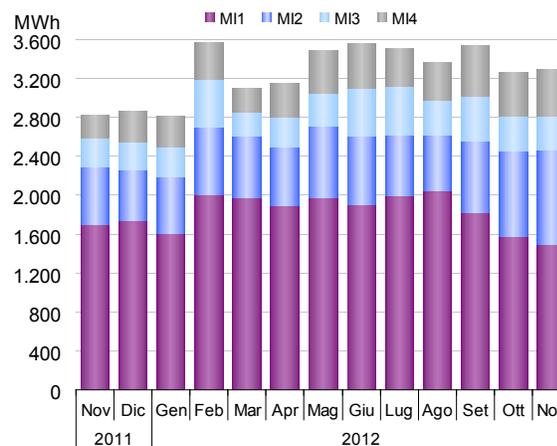
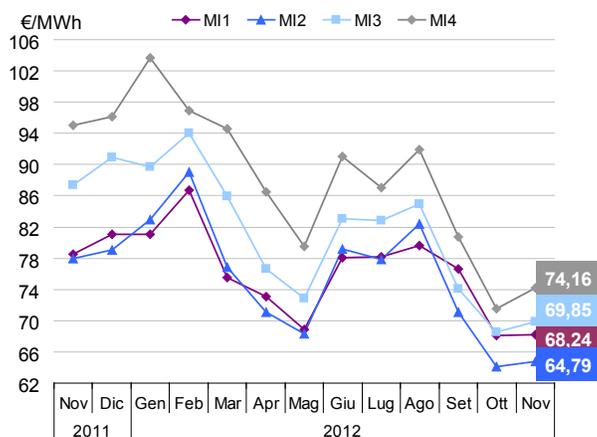
|                         | Prezzo medio d'acquisto €/MWh |                         |               | Volumi medi orari MWh |               |                |
|-------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------|-----------------------|---------------|----------------|
|                         | 2012                          | 2011                    | variazione    | 2012                  | 2011          | variazione     |
| <b>MGP</b><br>(1-24 h)  | <b>64,09</b>                  | <b>78,47</b>            | <b>-18,3%</b> | <b>32.817</b>         | <b>36.011</b> | <b>-8,9%</b>   |
| <b>MI1</b><br>(1-24 h)  | <b>68,24</b><br>(+6,5%)       | <b>78,48</b><br>(+0,0%) | <b>-13,0%</b> | <b>1.486</b>          | <b>1.694</b>  | <b>-12,3%</b>  |
| <b>MI2</b><br>(1-24 h)  | <b>64,79</b><br>(+1,1%)       | <b>77,98</b><br>(-0,6%) | <b>-16,9%</b> | <b>984</b>            | <b>603</b>    | <b>+63,2%</b>  |
| <b>MI3</b><br>(13-24 h) | <b>69,85</b><br>(-6,6%)       | <b>87,39</b><br>(-2,7%) | <b>-20,1%</b> | <b>344</b>            | <b>288</b>    | <b>+19,4%</b>  |
| <b>MI4</b><br>(17-24 h) | <b>74,16</b><br>(-8,2%)       | <b>94,98</b><br>(-1,5%) | <b>-21,9%</b> | <b>488</b>            | <b>238</b>    | <b>+104,8%</b> |



NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore).

Grafico 6: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



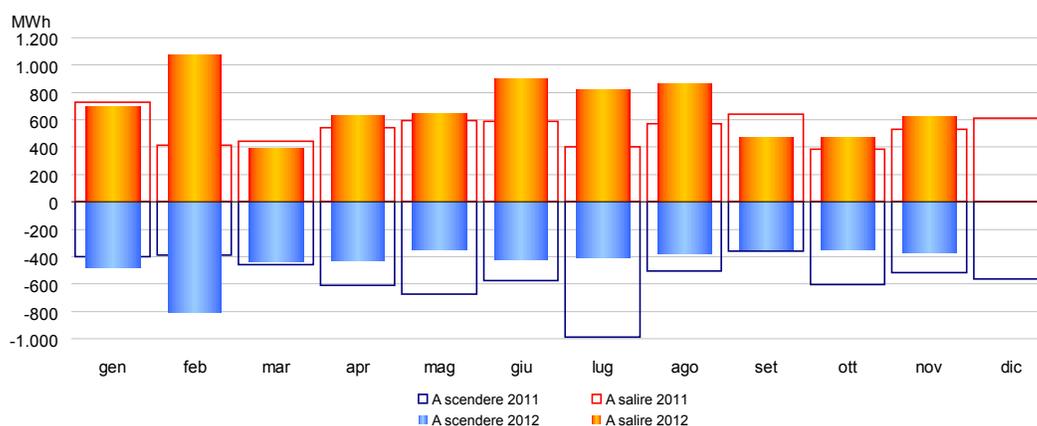
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a novembre, gli acquisti di Terna sono stati pari a 451 mila MWh, in aumento del 17,9% su base annua. Ancora in fles-

sione tendenziale, la nona consecutiva, invece, le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 268 mila MWh (-28,4%) (Grafico 7).

Grafico 7: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a novembre, si sono registrate 89 negoziazioni in cui si sono scambiati 490 contratti, pari a 1,8 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 320 contratti O.T.C., pari a 405 mila MWh. Il totale delle posizioni aperte a fine mese ammonta a 6.124 MW, per un totale di 44,6 milioni di MWh.

I prezzi dei prodotti mensili prossimi alla consegna, *Dicembre 2012* e *Gennaio 2013*, hanno segnato un ribasso. Riguardo

gli altri prodotti, si registra una generale stabilità dei prezzi per i profili baseload ed un moderato rialzo per i *peakload* (Tabella 7 e Grafico 8).

Il prodotto *Dicembre 2012* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 68,80 €/MWh (-2,8%) sul *baseload* e 78,70 €/MWh (-1,0%) sul *peakload* e con una posizione netta pari rispettivamente a 4.380 e 969 MW, per complessivi 3,5 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

| PRODOTTI BASELOAD         |                      |            |              |                |            |               |                    |                   |
|---------------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|---------------|--------------------|-------------------|
|                           | Prezzo di controllo* |            | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | Posizioni aperte** |                   |
|                           | €/MWh                | variazione | N.           | MW             | MW         | MW            | MW                 | MWh               |
| <i>Dicembre 2012</i>      | 68,80                | -2,8%      | 19           | 75             | 250        | 325           | 4.380              | 3.258.720         |
| <i>Gennaio 2013</i>       | 71,00                | -3,0%      | 4            | 35             | -          | 35            | 35                 | 26.040            |
| <i>Febbraio 2013</i>      | 72,00                | -0,1%      | -            | -              | -          | -             | -                  | -                 |
| <i>Marzo 2013</i>         | 69,90                | -          | -            | -              | -          | -             | -                  | -                 |
| <i>I Trimestre 2013</i>   | 70,93                | -1,5%      | 8            | 60             | -          | 60            | 390                | 842.010           |
| <i>II Trimestre 2013</i>  | 68,00                | +0,0%      | 2            | 6              | -          | 6             | 11                 | 24.024            |
| <i>III Trimestre 2013</i> | 72,30                | +0,1%      | 5            | 35             | -          | 35            | 286                | 631.488           |
| <i>IV Trimestre 2013</i>  | 72,00                | -0,4%      | 12           | 95             | -          | 95            | 136                | 300.424           |
| <i>Anno 2013</i>          | 70,82                | -0,4%      | 24           | 118            | -          | 118           | 4.660              | 40.821.600        |
| <b>Totale</b>             |                      |            | <b>74</b>    | <b>424</b>     | <b>250</b> | <b>674</b>    | <b>5.518</b>       | <b>42.645.586</b> |

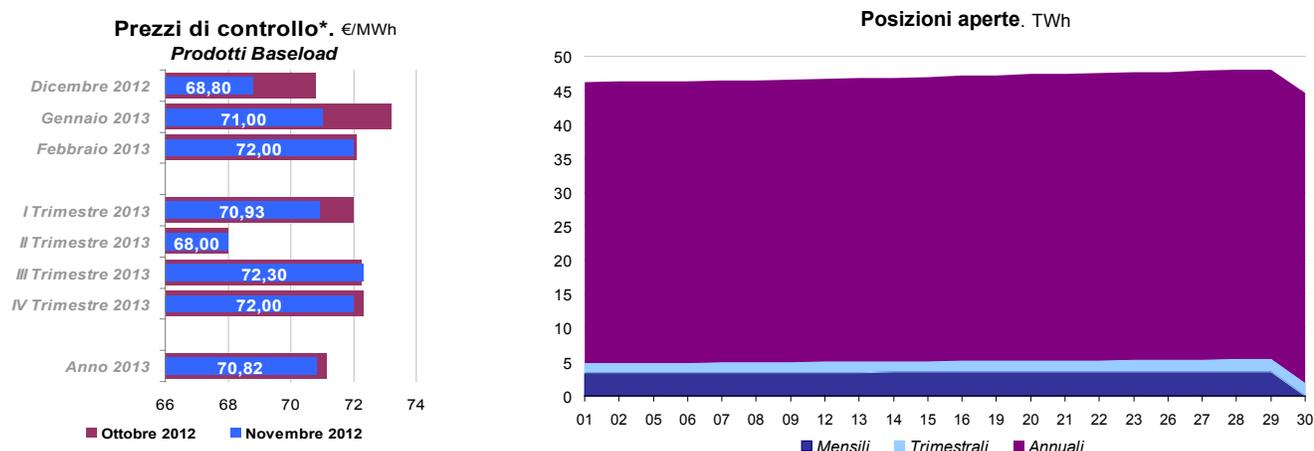
| PRODOTTI PEAK LOAD        |                      |            |              |                |            |               |                    |                  |
|---------------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|---------------|--------------------|------------------|
|                           | Prezzo di controllo* |            | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | Posizioni aperte** |                  |
|                           | €/MWh                | variazione | N.           | MW             | MW         | MW            | MW                 | MWh              |
| <i>Dicembre 2012</i>      | 78,70                | -1,0%      | -            | -              | -          | -             | 969                | 244.188          |
| <i>Gennaio 2013</i>       | 81,50                | -0,3%      | -            | -              | -          | -             | -                  | -                |
| <i>Febbraio 2013</i>      | 88,96                | +3,6%      | -            | -              | -          | -             | -                  | -                |
| <i>Marzo 2013</i>         | 79,54                | -          | -            | -              | -          | -             | -                  | -                |
| <i>I Trimestre 2013</i>   | 83,19                | +0,7%      | -            | -              | -          | -             | -                  | -                |
| <i>II Trimestre 2013</i>  | 71,68                | +2,7%      | -            | -              | -          | -             | -                  | -                |
| <i>III Trimestre 2013</i> | 74,93                | +2,7%      | -            | -              | -          | -             | -                  | -                |
| <i>IV Trimestre 2013</i>  | 80,75                | +1,0%      | -            | -              | -          | -             | -                  | -                |
| <i>Anno 2013</i>          | 77,62                | +1,7%      | 15           | 66             | 70         | 136           | 624                | 1.954.368        |
| <b>Totale</b>             |                      |            | <b>15</b>    | <b>66</b>      | <b>70</b>  | <b>136</b>    | <b>624</b>         | <b>1.954.368</b> |

\* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

\*\* In corsivo la posizione netta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 8: MTE, prezzi di controllo\* dei prodotti negoziabili a novembre ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a novembre 2012, dopo il massimo storico di ottobre, sono scese a 31,5 milioni di MWh, con un aumento del 14,1% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,2 milioni di MWh, sono cresciute del 6,0% trainate dai contratti *non standard* (+13,0%) e dai *baseload* (+8,9%). Ancora più che triplicate le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+234,4%), attestatesi a 3,3 milioni di MWh, e pari al 10,4% del totale registrato (contro

il 3,5% di un anno fa). Anche a novembre si conferma, da un lato la crescita della posizione netta dei conti energia, pari a 17,2 milioni di MWh (+5,3%), dall'altro il calo dei programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 9,5 milioni di MWh (-12,6%), che nei conti in prelievo, pari a 12,8 milioni di MWh (-1,9%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, dopo il record di ottobre, è sceso a 1,82, ma nettamente superiore rispetto all'1,68 di un anno fa (Grafico 9).

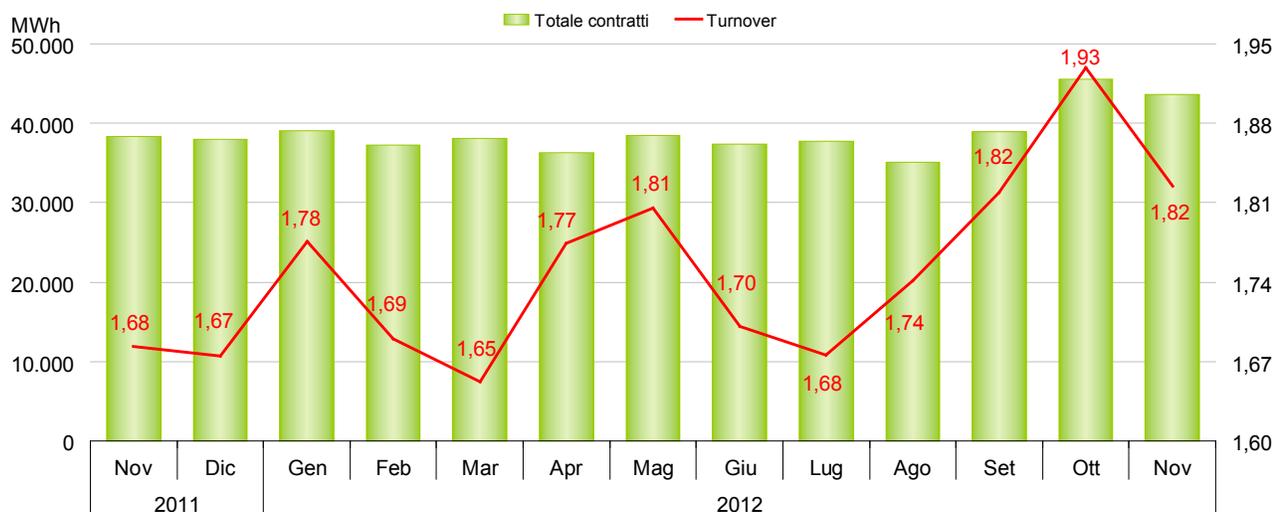
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGistrate |                   |                |               | PROGRAMMI                        |                  |           |              |                   |               |               |
|------------------------|-------------------|----------------|---------------|----------------------------------|------------------|-----------|--------------|-------------------|---------------|---------------|
|                        | MWh               | Variazione     | Struttura     | Immissione                       |                  |           | Prelievo     |                   |               |               |
|                        |                   |                |               | MWh                              | Variazione       | Struttura | MWh          | Variazione        | Struttura     |               |
| <i>Baseload</i>        | 7.291.563         | +8,9%          | 23,2%         | Richiesti                        | 10.416.534       | -5,8%     | 100,0%       | 12.821.890        | -1,9%         | 100,0%        |
| <i>Off Peak</i>        | 985.284           | -38,3%         | 3,1%          | di cui con indicazione di prezzo | 4.027.026        | +39,8%    | 38,7%        | 1                 | 100%          | 0,0%          |
| <i>Peak</i>            | 1.109.177         | -33,4%         | 3,5%          | <b>Registrati</b>                | <b>9.485.366</b> | -12,6%    | <b>91,1%</b> | <b>12.821.890</b> | -1,9%         | <b>100,0%</b> |
| <i>Week-end</i>        | -                 | -              | -             | di cui con indicazione di prezzo | 3.096.863        | +14,1%    | 29,7%        | 0,50              | 100%          | 0,0%          |
| Totale Standard        | 9.386.024         | -5,7%          | 29,8%         | Rifiutati                        | 931.169          | +355,6%   | 8,9%         | -                 | -             | -             |
| Totale Non standard    | 18.797.113        | +13,0%         | 59,8%         | di cui con indicazione di prezzo | 930.163          | +460,3%   | 8,9%         | -                 | -             | -             |
| <b>PCE bilaterali</b>  | <b>28.183.137</b> | <b>+6,0%</b>   | <b>89,6%</b>  | <b>Saldo programmi</b>           | -                | -         | -            | <b>3.336.524</b>  | <b>+50,2%</b> | -             |
| <b>MTE</b>             | <b>3.272.256</b>  | <b>+234,4%</b> | <b>10,4%</b>  |                                  |                  |           |              |                   |               |               |
| <b>TOTALE PCE</b>      | <b>31.455.393</b> | <b>+14,1%</b>  | <b>100,0%</b> |                                  |                  |           |              |                   |               |               |
| <b>POSIZIONE NETTA</b> | <b>17.241.749</b> | <b>+5,3%</b>   | <b>54,8%</b>  |                                  |                  |           |              |                   |               |               |

Grafico 9: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di novembre i prezzi della zona nord di IPEX e della borsa BSP, rispettivamente pari a 62,78 €/MWh e 46,57 €/MWh, risultano entrambi in lieve diminuzione congiunturale (-1/2%) determinando un differenziale di prezzo di 16,2 € MWh, sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente. Tale dinamica si conferma anche su base oraria, con il prezzo italiano superiore a quello sloveno nel 94% delle ore e uguale nel restante 6%. In questo contesto il market

coupling ha allocato 511 MW di capacità, pari al 97% della capacità transfrontaliera, utilizzata sempre in importazione verso l'Italia, ad eccezione dell'ora 5 del giorno 11 in cui vi è stata un'epidica esportazione di 38 MWh verso la Slovenia, a fronte di un differenziale di prezzo nullo. L'allocatione con asta esplicita si conferma residuale, totalizzando 15 MW di capacità allocata.

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

|                 | Prezzi (€/MWh) |              |               |              |              | N° di ore (%) |                  |                  | Capacità (MW) |                  |
|-----------------|----------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|------------------|------------------|---------------|------------------|
|                 | Pz Nord        | Diff M-1(%)  | Diff M-12(%)  | Pz BSP*      | Diff M-1(%)  | Diff M-12(%)  | Pz Nord > Pz BSP | Pz Nord = Pz BSP |               | Pz Nord < Pz BSP |
| <b>Baseload</b> | <b>62,78</b>   | <b>-1,1%</b> | <b>-19,1%</b> | <b>46,57</b> | <b>-2,2%</b> | <b>-33,1%</b> | <b>94%</b>       | <b>6%</b>        | <b>0%</b>     | <b>511</b>       |
| Picco           | 77,42          | +6,9%        | -16,1%        | 61,95        | +1,4%        | -29,1%        | 34%              | 1%               | 0%            | 602              |
| Fuori Picco     | 53,02          | -8,8%        | -21,3%        | 38,57        | -6,1%        | -35,8%        | 34%              | 1%               | 0%            | 514              |
| Festivo         | 57,08          | -1,9%        | -21,2%        | 37,96        | +0,4%        | -36,6%        | 26%              | 4%               | 0%            | 402              |

\* I prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Grafico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

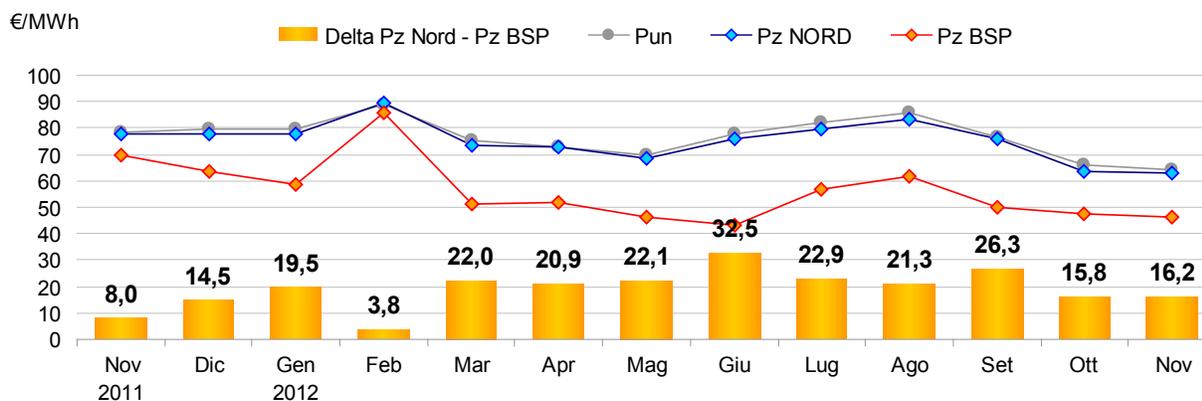
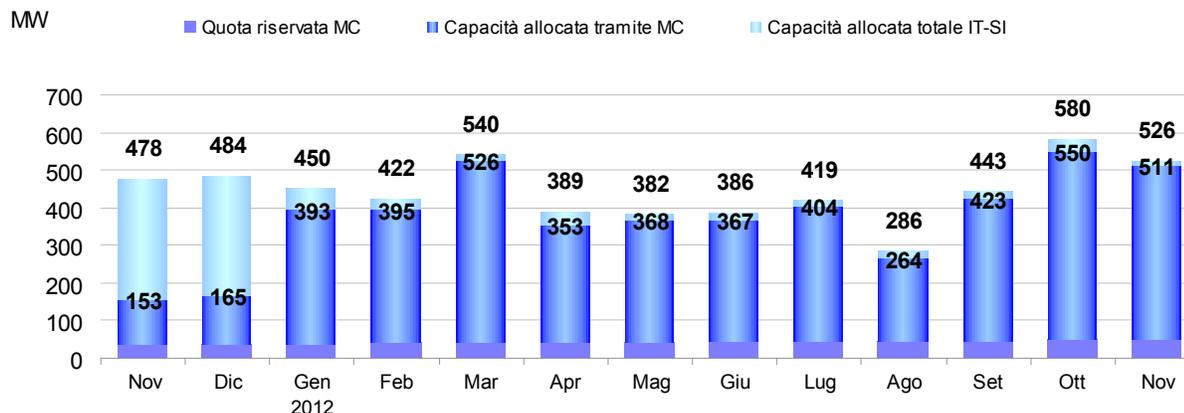


Grafico 2: Capacità di import dalla Slovenia

Fonte: GME



## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

|               | Volumi medi (MWh)     |                            | N° di ore di utilizzo (%) |                            | N° di ore di uso efficiente (%) |                            | N° di ore di sottoutilizzo (%) |                            | N° di ore di uso antieconomico (%) |                            |
|---------------|-----------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------------------|----------------------------|------------------------------------|----------------------------|
|               | BSP (Market coupling) | Zona SLOV (Asta esplicita) | BSP (Market coupling)     | Zona SLOV (Asta esplicita) | BSP (Market coupling)           | Zona SLOV (Asta esplicita) | BSP (Market coupling)          | Zona SLOV (Asta esplicita) | BSP (Market coupling)              | Zona SLOV (Asta esplicita) |
| Import        | 512                   | 15                         | 99,9%                     | 83,3%                      | 99,9%                           | 83,3%                      | 0,0%                           | 0,0%                       | 0,0%                               | 0,0%                       |
| Export        | 38                    | 0                          | 0,1%                      | 0,0%                       | 0,1%                            | 0,0%                       | 0,0%                           | 0,0%                       | 0,0%                               | 0,0%                       |
| <b>Totale</b> | <b>511</b>            | <b>15</b>                  | <b>100,0%</b>             | <b>83,3%</b>               | <b>100,0%</b>                   | <b>83,3%</b>               | <b>0,0%</b>                    | <b>0,0%</b>                | <b>0,0%</b>                        | <b>0,0%</b>                |

Grafico 3: Relazione tra delta Pz Nord- Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

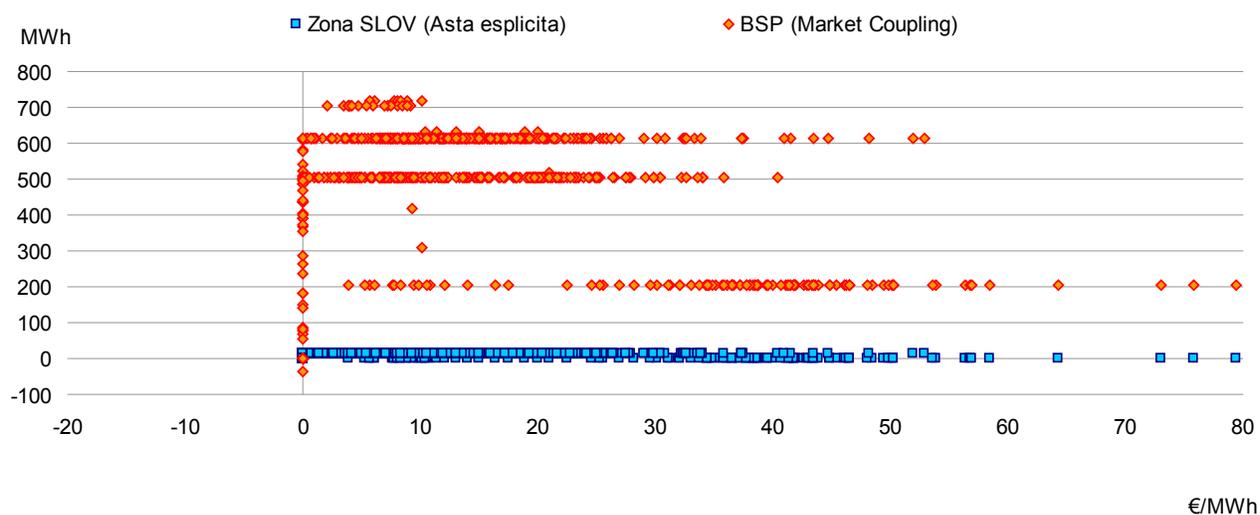
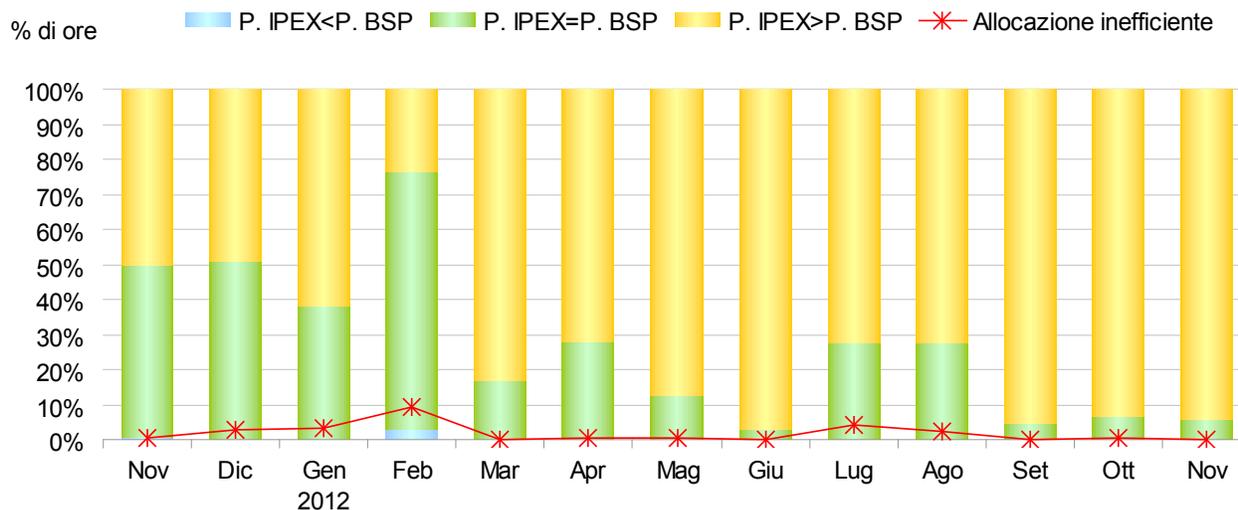


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

I consumi di novembre risultano naturalmente in aumento ma continuano a risultare in ribasso tendenziale (-18%) da otto mesi a questa parte a causa della contrazione dei prelievi civili (-18%) e termoelettrici (-25%). Nonostante sia iniziato il periodo di erogazione, gli stoccaggi risultano ancora pieni intorno alla massima capacità (97%).

Le principali quotazioni dei mercati spot italiani indicano prezzi medi stabili (27,47 €/MWh su PB-Gas e 27,88 €/MWh al PSV), in linea con le quotazioni degli altri hub europei, riportando un differenziale ai minimi storici (in media inferiore a 60 c€/MWh).

La domanda aggregata (6.216 mcm) risulta in aumento rispetto al mese scorso (+15%), in linea con il trend stagionale d'inizio anno termico ma in netto calo rispetto al mese di novembre dell'anno precedente (-18%). Un calo tendenziale si registra quasi continuamente da inizio anno solare in tutte e tre le categorie di prelievo. Il settore termoelettrico segna un

calo (-25%) con vendite sul MGP elettrico delle unità a ciclo combinato (-26%), che perdono 8 p.p. della loro quota di mercato rispetto all'anno precedente. Anche il settore civile segna un calo (-18%) nonostante rappresenti il principale elemento di domanda nel mese. Il settore industriale risulta invece più stabile (-4%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

| Volumi                          | MCM          | Δ% Tend     |
|---------------------------------|--------------|-------------|
| <b>Domanda</b>                  | <b>6.216</b> | <b>-18%</b> |
| Impianti di Distribuzione       | 3.193        | -18%        |
| Consumi Termoelettrici          | 1.642        | -25%        |
| Consumi Industriali             | 1.165        | -4%         |
| Rete terzi e consumi di sistema | 216          | -18%        |
| <b>Offerta</b>                  | <b>6.216</b> | <b>-18%</b> |
| Import                          | 5.129        | -9%         |
| Produzione Nazionale            | 658          | -4%         |
| Sistemi di stoccaggio           | 429          | +66%        |

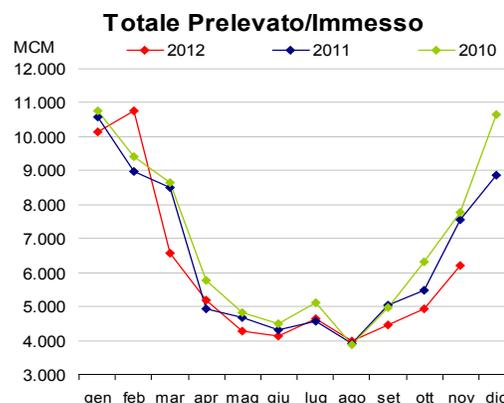


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



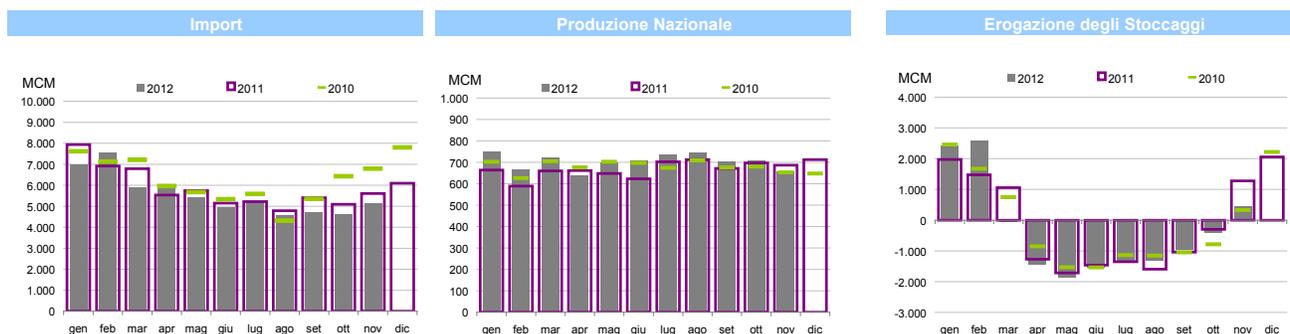
## (continua)

L'aumento dei prelievi viene assorbito sul lato offerta da un aumento dei flussi medi ai punti d'importazione (227 mmc/g, +11%), con un utilizzo ancora discreto della massima capacità continua conferita agli stessi (76%). I flussi dalla Russia rimangono stabili (97 mmc/g), in aumento i flussi algerini (84 mmc/g, +39%) e nord-europei (18 mmc/g, +17%) mentre risultano in calo le importazioni dalla Libia (29 mmc, -9%). Anche ai punti di rigassificazione si registra un aumento

dei flussi medi giornalieri (+46%) ed un utilizzo simile della capacità massima di trasporto (76%). Gli stoccaggi risultano in continua erogazione con un flusso medio di 30 mmc/g nei giorni feriali e 11 mmc/g nei giorni festivi (fanno eccezione 4 giorni nella prima metà del mese in cui gli utenti di Stogit hanno preferito iniettare). Complessivamente, a fine mese, si registra uno stock di 2.736 mmc.

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

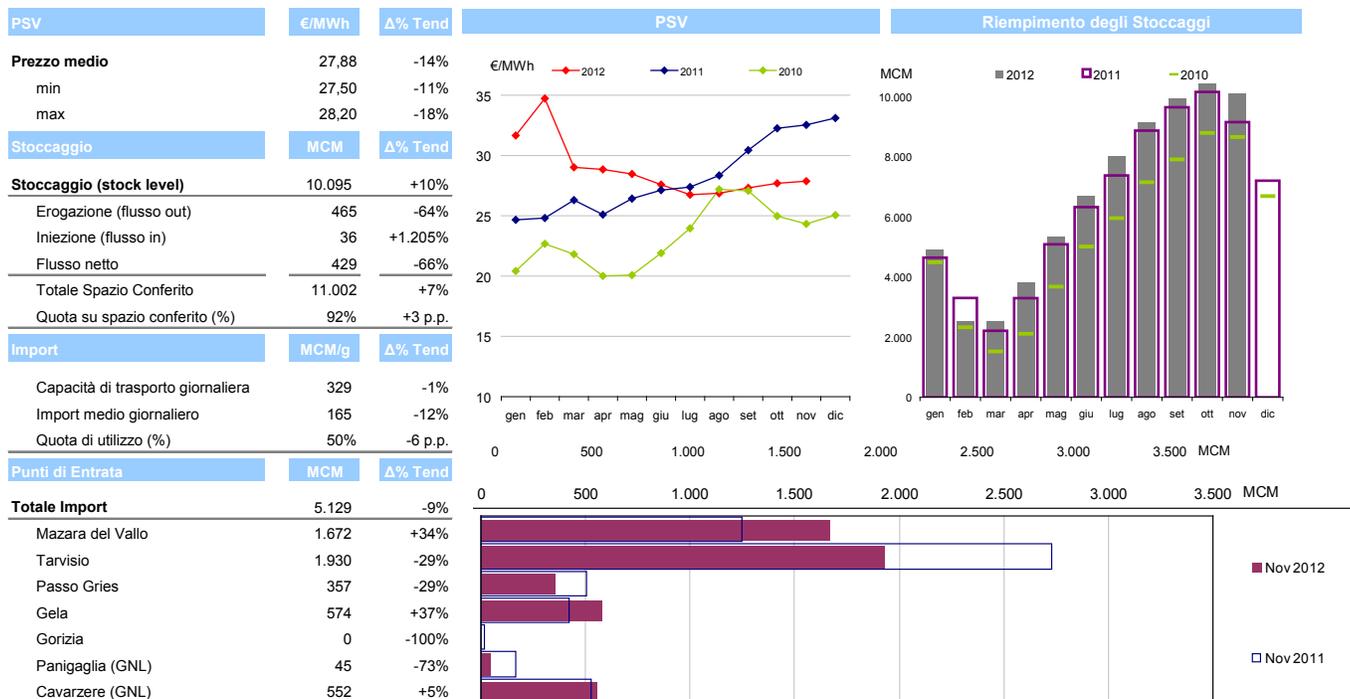


La quotazione mensile del PSV risulta in leggero aumento da ottobre ma in netto calo tendenziale (-14%), attestandosi a 27,88 €/MWh. Si registra il minimo differenziale storico del PSV

rispetto agli altri hub europei (in media inferiore a 60 c€/MWh) e si nota che nell'ultima settimana del mese l'hub italiano risulta addirittura mostrare uno sconto rispetto a quello inglese (NBP).

Figura 2: Gas Naturale, prezzo PSV, stoccaggio e import

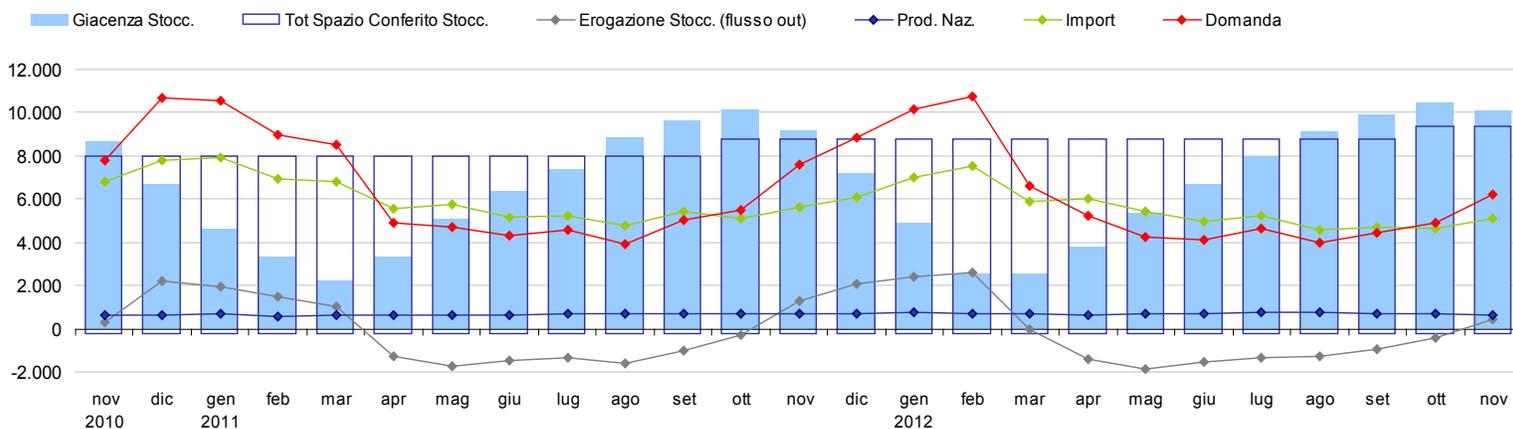
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



MCM

I mercati del gas gestiti dal GME registrano transazioni sulle piattaforme di bilanciamento e royalties. Sul mercato di bilanciamento i volumi scambiati (237 mmc) risultano inferiori al mese scorso, mentre sono costanti i volumi offerti sul comparto import della P-GAS (36 mmc). Il prezzo

medio di bilanciamento (27,47 €/MWh) risulta stabile rispetto al mese scorso ed allineato alla quotazione PSV (27,88 €/MWh) mentre si registra un prezzo medio sul comparto royalties con consegna gennaio 2013 di 30,05 €/MWh.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

| MERCATO                     | UdM   | M     | Sessioni con abbinamenti | Δ% M-1 | Volatilità | M+1   | M+2 | Winter | Annuale |
|-----------------------------|-------|-------|--------------------------|--------|------------|-------|-----|--------|---------|
| MGP-gas asta (1)            | €/MWh | -     | -                        | -      | -          | -     | -   | -      | -       |
| MGP-gas contr. continua (2) | €/MWh | -     | -                        | -      | -          | -     | -   | -      | -       |
| MI-gas (2)                  | €/MWh | -     | -                        | -      | -          | -     | -   | -      | -       |
| Comp. Royalties (3)         | €/MWh | 30,05 | -                        | -      | -          | 28,59 | -   | -      | -       |
| Comp. Import (3)            | €/MWh | -     | -                        | -      | -          | -     | -   | -      | -       |
| Comp. D.lgs 130/10 (3)      | €/MWh | -     | -                        | -      | -          | -     | -   | -      | -       |
| PB-gas (1)                  | €/MWh | 27,47 | 30                       | -0,1%  | 1,4%       | -     | -   | -      | -       |
| PSV (1)                     | €/MWh | 27,88 | -                        | 0,7%   | 0,8%       | -     | -   | -      | -       |

I prezzi sono calcolati come segue:

(1) media aritmetica dei prezzi di equilibrio giornalieri

(2) media aritmetica dei prezzi giornalieri medi ponderati

(3) media ponderata dei prezzi di abbinamento nell'ultimo mese calendariale utile di trading

(continua)

Grafico 4: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG

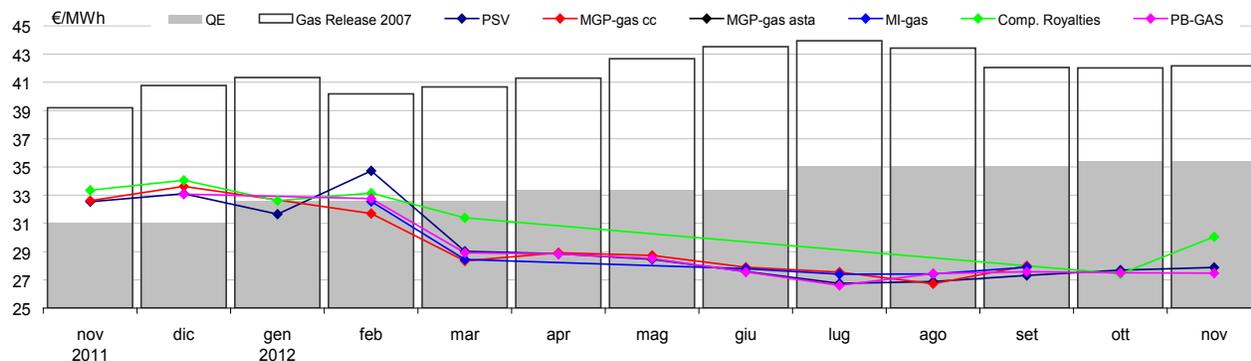


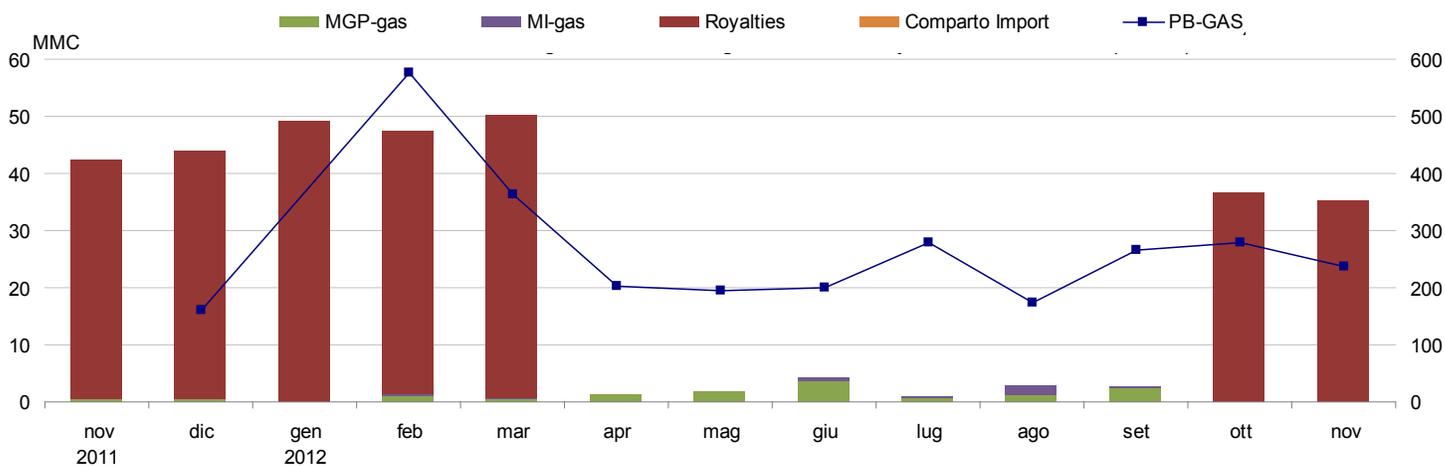
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

| MERCATO                         | UdM | M   | Δ% M-1 | M+2 | Winter | Annuale | Totale | Operatori con abbinamenti |               | Contratti abbinati |
|---------------------------------|-----|-----|--------|-----|--------|---------|--------|---------------------------|---------------|--------------------|
|                                 |     |     |        |     |        |         |        | lato vendita              | lato acquisto |                    |
| MGP-gas asta                    | MCM | -   | -      | -   | -      | -       | -      | -                         | -             | -                  |
| MGP-gas contrattazione continua | MCM | -   | -      | -   | -      | -       | -      | -                         | -             | -                  |
| MI-gas                          | MCM | -   | -      | -   | -      | -       | -      | -                         | -             | -                  |
| Comp. Royalties                 | MCM | 36  | -      | -   | -      | -       | -      | -                         | -             | -                  |
| Comp. Import                    | MCM | -   | -      | -   | -      | -       | -      | -                         | -             | -                  |
| Comp. D.lgs 130/10              | MCM | -   | -      | -   | -      | -       | -      | -                         | -             | -                  |
| PB-GAS                          | MCM | 237 | -11,9% | -   | -      | -       | 237    | 14                        | 38            | -                  |

Grafico 5: Gas Naturale, confronto volumi (volumi di delivery)

Fonte: dati GME, SRG



## II MERCATO DI BILANCIAMENTO DEL GAS

Sulla PB-Gas nel mese di novembre sono stati scambiati 2,5 TWh, di cui 2,4 TWh (96%) richiesti da Snam per il bilanciamento del sistema e 0,101 TWh (4%) scambiati tra gli operatori. Lo sbilanciamento complessivo di sistema (SCS) questo mese è risultato mediamente pari al 4% della domanda aggregata, in lieve calo rispetto al mese scorso (-1%), diviso in 6 giorni in cui il sistema è risultato corto e 24 giorni in cui è risultato lungo.

Durante il mese, il prezzo del mercato di bilanciamento è rimasto stabile sui 27,47 €/MWh, presentando un differenziale di 41 c€/MWh rispetto alla quotazione PSV (27,88 €/MWh). Diminuisce nettamente la volatilità dei prezzi (1,4%, -2,2 p.p.), grazie ad un minor numero di passaggi del lato di offerta di Snam (5 rispetto ai 7 del mese precedente). Si nota che diminuisce anche la differenza tra la media dei prezzi nelle sessioni in cui Snam acquista e la media nelle sessioni in cui Snam vende (62 c€/MWh rispetto

ai 1,78 €/MWh del mese precedente). Similmente a quanto riscontrato nei mesi precedenti, non si registrano sostanziali differenze di prezzo tra giorni feriali e festivi (~2 c€/MWh).

Risulta stabile il numero di operatori che hanno concluso scambi sulla piattaforma, con 30 operatori su 62 soggetti all'obbligo di offerta. Risulta stabile anche l'indice di concentrazione di mercato rispetto al mese scorso (HHI<sup>1</sup> 2.993), e rimane bassa la differenza nella concentrazione tra i giorni in cui SNAM vende (3.123) e acquista (2.473). Torna, invece, ad aumentare la differenza del CR3<sup>2</sup> per le quote in vendita (66%) ed in acquisto (86%). Aumenta l'indice di marginalità (IOMq<sup>3</sup>) che si attesta comunque su un valore basso (32%). Gli indicatori calcolati al margine delle curve di domanda e offerta evidenziano un numero stabile di operatori al margine e curve di domanda e offerta sostanzialmente anelastiche.

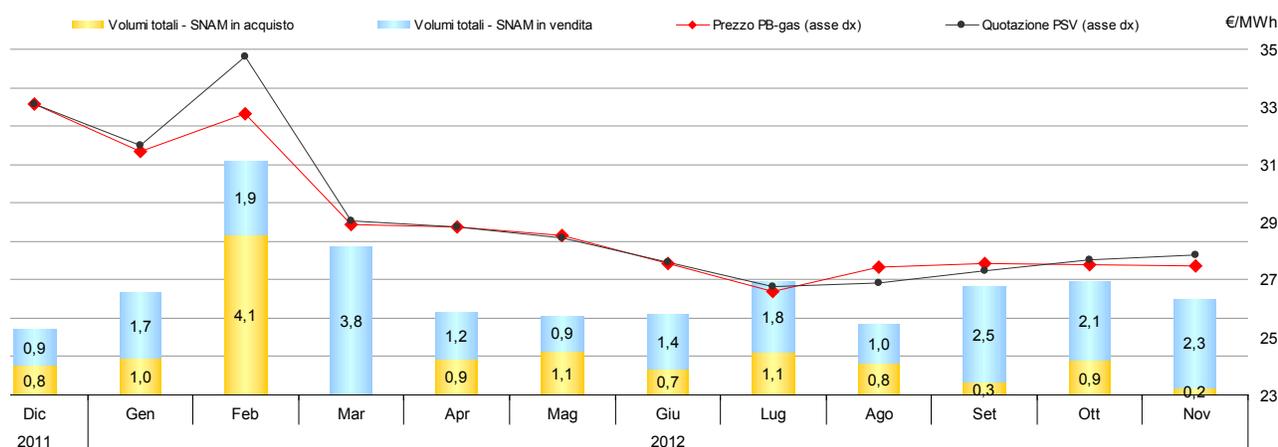
Tabella 1: Esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson Reuters

| SNAM     | Frequenza sessioni |     | Prezzo €/MWh |        |       | Volatilità (%) |      | Volumi medi (MWh) |        |
|----------|--------------------|-----|--------------|--------|-------|----------------|------|-------------------|--------|
|          | M                  | M-1 | M            | Δ% M-1 | Δ PSV | M              | M-1  | M                 | Δ% M-1 |
| Acquisto | 6                  | 9   | 27,97        | -2,8%  | -0,15 | 0,7%           | 2,7% | 34.033            | -65%   |
| Vendita  | 24                 | 22  | 27,35        | 1,3%   | -0,47 | 1,2%           | 1,6% | 96.042            | 2%     |
| Totale   | 30                 | 31  | 27,47        | -0,1%  | -0,40 | 1,4%           | 3,6% | 83.640            | -12%   |

Grafico 1: Andamento mensile degli esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson Reuters



1. Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI). Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità vendute dagli operatori. Può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo.

2. Per Concentration Ratio 3 (CR3) si intende la quota di mercato cumulata dei primi tre operatori.

3. Indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo. Per ciascun operatore, in ciascun giorno, è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. L'indicatore relativo al primo operatore marginale misura la massima quota di volumi su cui lo stesso operatore ha fissato il prezzo.

Grafico 2: Andamento giornaliero esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

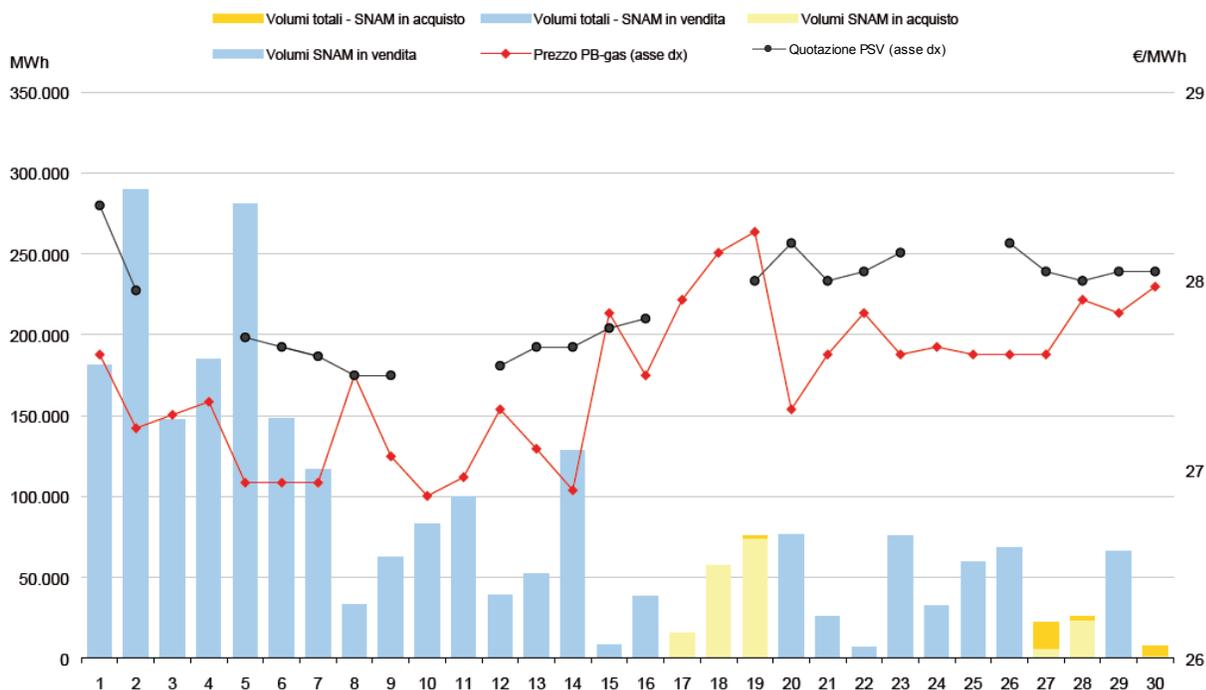


Tabella 2: Partecipazione al mercato

Fonte: dati GME

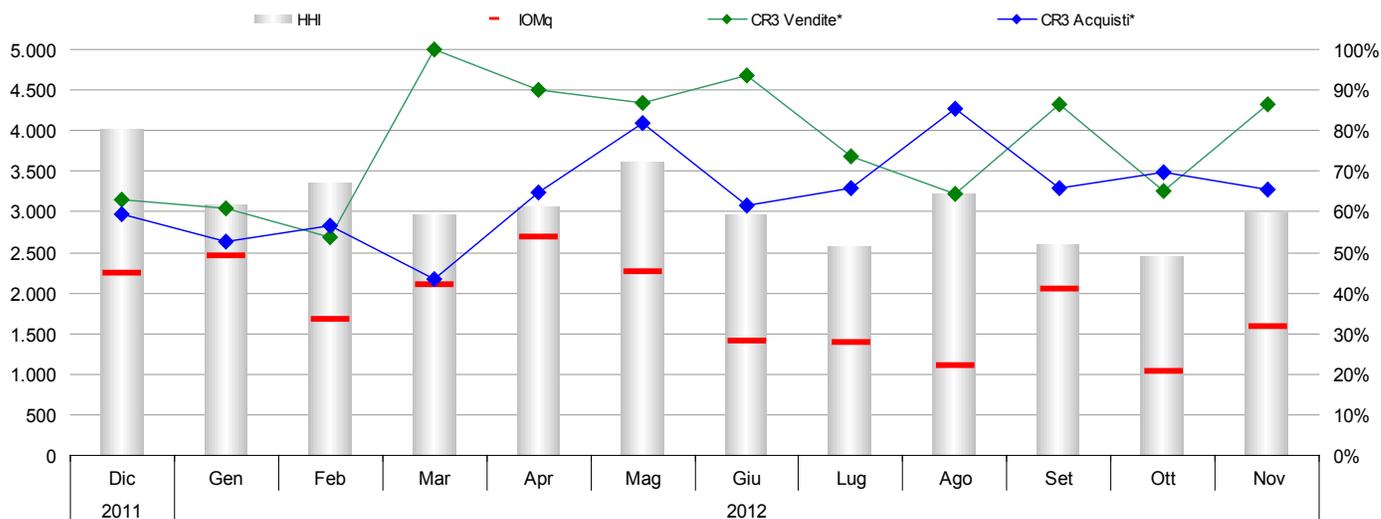
| SNAM     | N° operatori attivi |     | HHI   |       | IOMq |     | N° operatori nell'intorno (1) |     |        |     | Elasticità di prezzo nell'intorno (2) |       |        |       |
|----------|---------------------|-----|-------|-------|------|-----|-------------------------------|-----|--------|-----|---------------------------------------|-------|--------|-------|
|          | M                   | M-1 | M     | M-1   | M    | M-1 | Sinistro                      |     | Destro |     | Sinistro                              |       | Destro |       |
|          |                     |     |       |       |      |     | M                             | M-1 | M      | M-1 | M                                     | M-1   | M      | M-1   |
| Acquisto | 20                  | 34  | 2.473 | 2.365 | 38%  | 26% | 6                             | 9   | 6      | 9   | 0,0%                                  | -0,2% | 0,0%   | 0,1%  |
| Vendita  | 39                  | 40  | 3.123 | 2.488 | 48%  | 38% | 24                            | 22  | 24     | 22  | 0,1%                                  | 0,1%  | 0,1%   | -0,1% |
| Totale   | 39                  | 43  | 2.993 | 2.452 | 32%  | 21% | 30                            | 31  | 30     | 31  | 0,1%                                  | 0,0%  | 0,1%   | 0,0%  |

1) Intorno pari a ±5% del prezzo riconosciuto in ciascuna sessione

2) Intorno pari a ±5% dei volumi scambiati in ciascuna sessione

Grafico 3: Andamento mensile indici di concentrazione

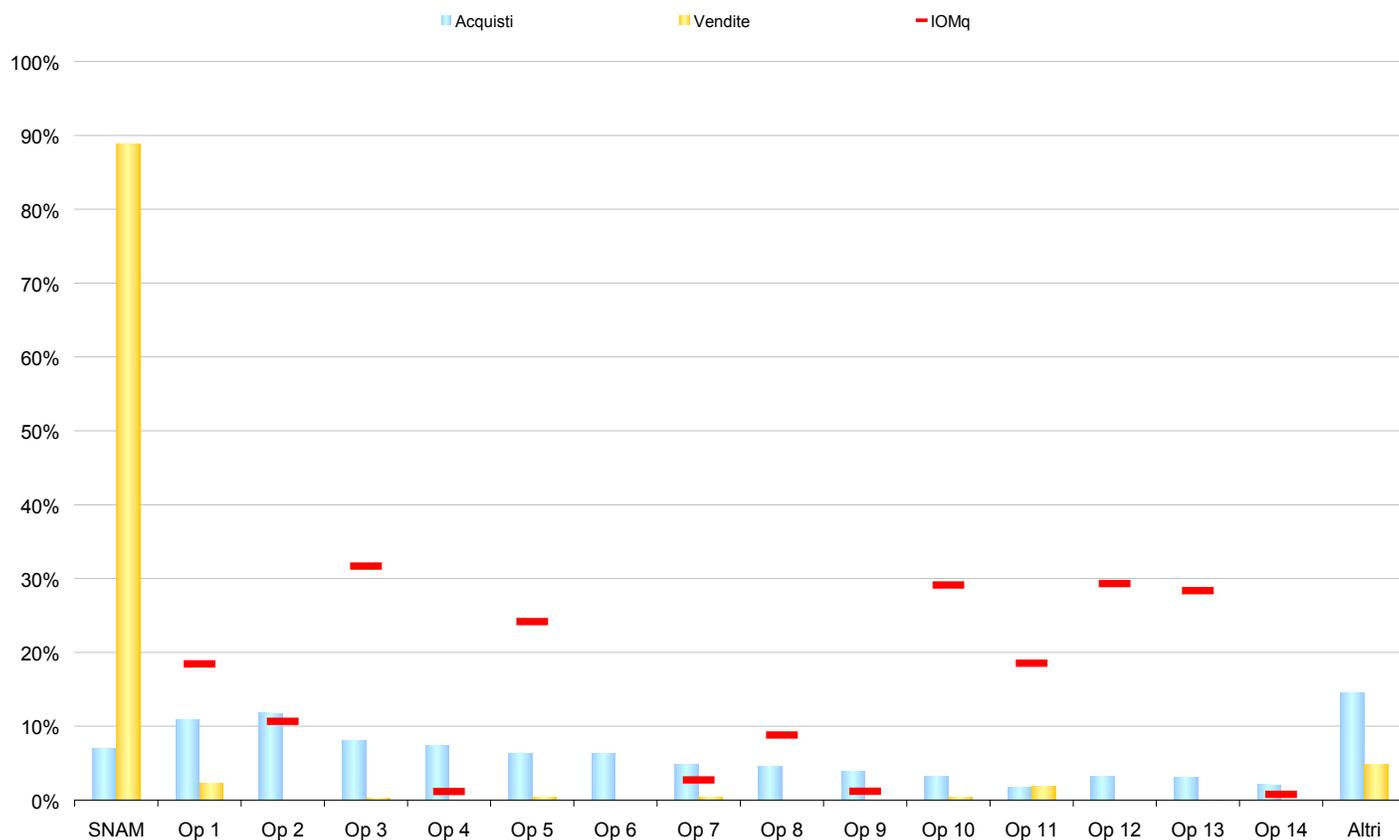
Fonte: dati GME



\* i valori del CR3 sono calcolati sul lato opposto a quello dell'offerta di SNAM

Grafico 4: Quote di mercato e IOMq

Fonte: dati GME



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ La lieve diminuzione registrata nel mese di novembre rafforza la dinamica moderatamente ribassista rilevata nel corso dell'ultimo trimestre sulle quotazioni del Brent e dell'olio combustibile, interrompendo invece la tendenza spiccatamente rialzista osservata sul gasolio da luglio scorso. Non accenna a concludersi, d'altro canto, la fase di apprezzamento del gas naturale, la cui valutazione cresce

ulteriormente su tutti gli hub centro-europei, mantenendosi allineata al PSV italiano, storicamente più elevato. In calo, infine, le quotazioni elettriche, attestatesi su valori decisamente inferiori alle aspettative mostrate dai mercati nello scorso mese di ottobre. In Italia, in particolare, la flessione appare di tutto riguardo sia rispetto ai livelli toccati prima dell'estate, sia rispetto ai prezzi di un anno fa.

Nel mese di novembre il prezzo del Brent registra un ulteriore lieve calo a 109,1 \$/bbl (-2,2% sul mese precedente, -1,4% su base tendenziale), seguendo una dinamica analoga a quella osservata sui principali riferimenti extra-europei e confermando le aspettative espresse a ottobre dai mercati futures. In chiave prospettica questi ultimi segnalano una sostanziale stabilità delle quotazioni nel prossimo trimestre, evidenziando invece una tendenza di lungo termine lievemente ribassista.

Il calo del petrolio induce riduzioni anche sui prezzi dei suoi prodotti di raffinazione, scesi al minimo valore annuo di 610,4 \$/MT per l'olio combustibile (-5/-6% sia rispetto a ottobre che al 2011) e a 940,5 \$/MT per il gasolio (-3/-5%), interrompendo in quest'ultimo caso la serie di aumenti consecutivi dell'ultimo quadrimestre.

Ancora sui livelli minimi annui anche il carbone, nonostante la ripresa congiunturale che porta le quotazioni a ridosso dei 90 \$/MT (+3,9%), alimentando le aspettative rialziste previste dai mercati per il prossimo anno. In totale controtendenza appare, invece, l'andamento del riferimento cinese, in calo deciso dal mese di luglio.

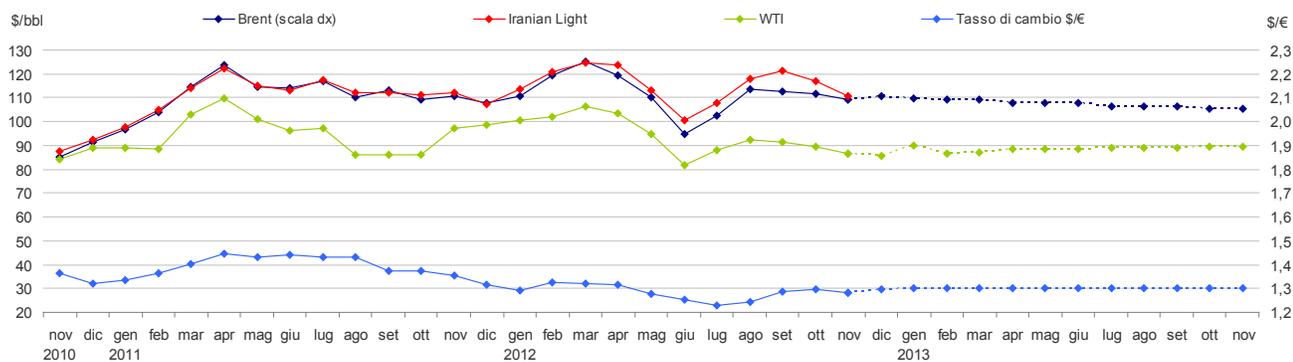
La conversione in euro dei prezzi produce variazioni sostanziali negli andamenti delle commodities soltanto in termini tendenziali, rispetto ai quali la forte contrazione osservata sul tasso di cambio dollaro/euro (1,28 \$/€, -5,2% sul 2011) favorisce un contenimento delle diminuzioni osservate sull'olio combustibile e sul carbone e addirittura un'inversione delle dinamiche apprezzate sul Brent e sul gasolio (+2/+4%).

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica Fonte: Thomson-Reuters

| FUEL               | UdM    | Quotazioni spot |             |              |                     | Quotazioni futures |         |         |          |
|--------------------|--------|-----------------|-------------|--------------|---------------------|--------------------|---------|---------|----------|
|                    |        | Nov 12          | Diff M-1(%) | Diff M-12(%) | Ultima quot. future | Dic 12             | Gen 13  | Feb 13  | Calendar |
| Exch. Rate \$/€    | -      | 1,28            | -1,0%       | -5,2%        | 1,30                | 1,30 ▲             | 1,30 ▲  | 1,30 -  | 1,31 ▲   |
| Brent              | \$/bbl | 109,1           | -2,2%       | -1,4%        | 109,0               | 110,5 ▲            | 109,7 ▲ | 109,1 - | 107,2 ▲  |
| FOB                | €/bbl  | 85,0            | -1,3%       | +4,1%        | 84,1                | 85,1 ▲             | 84,5 ▲  | 84,0 -  | 82,1 ▲   |
| Fuel Oil           | \$/MT  | 610,4           | -5,7%       | -7,8%        | 637,5               | 618,3 ▼            | 622,8 ▼ | 626,3 - | 629,8 ▼  |
| 1% FOB ARA Barge   | €/MT   | 475,4           | -4,8%       | -2,7%        | 491,8               | 476,0 ▼            | 479,3 ▼ | 481,9 - | 482,2 ▼  |
| Gasolio            | \$/MT  | 940,5           | -4,9%       | -3,4%        | 987,0               | 921,8 ▼            | 952,3 ▼ | 920,7 - | 909,4 ▼  |
| 0,1% FOB ARA Barge | €/MT   | 732,4           | -4,0%       | +2,0%        | 761,4               | 709,7 ▼            | 733,0 ▼ | 708,4 - | 696,3 ▼  |
| Coal               | \$/MT  | 89,9            | +3,9%       | -21,5%       | 85,5                | 93,0 ▲             | 93,6 ▲  | 94,1 -  | 100,0 ▲  |
| API2 CIF ARA       | €/MT   | 70,0            | +5,0%       | -17,2%       | 66,0                | 71,6 ▲             | 72,0 ▲  | 72,4 -  | 76,6 ▲   |

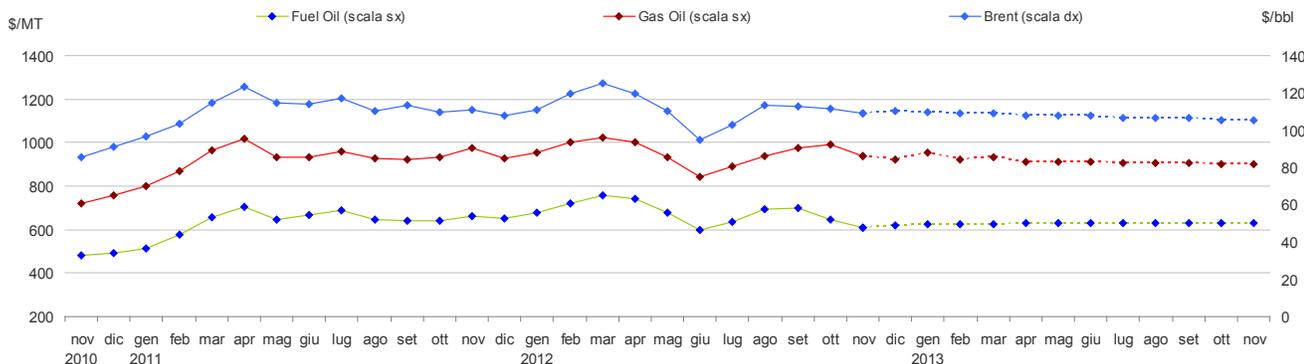
(continua)

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



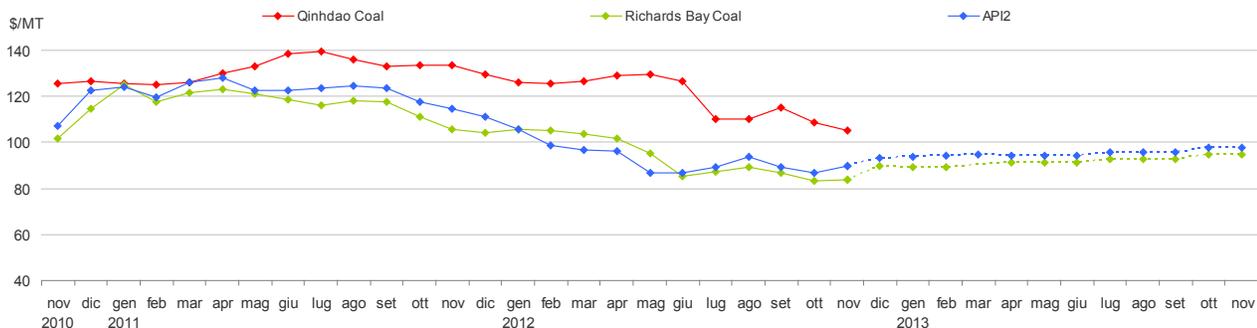
Fonte: Thomson-Reuters

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

Grafico 3: Coal, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

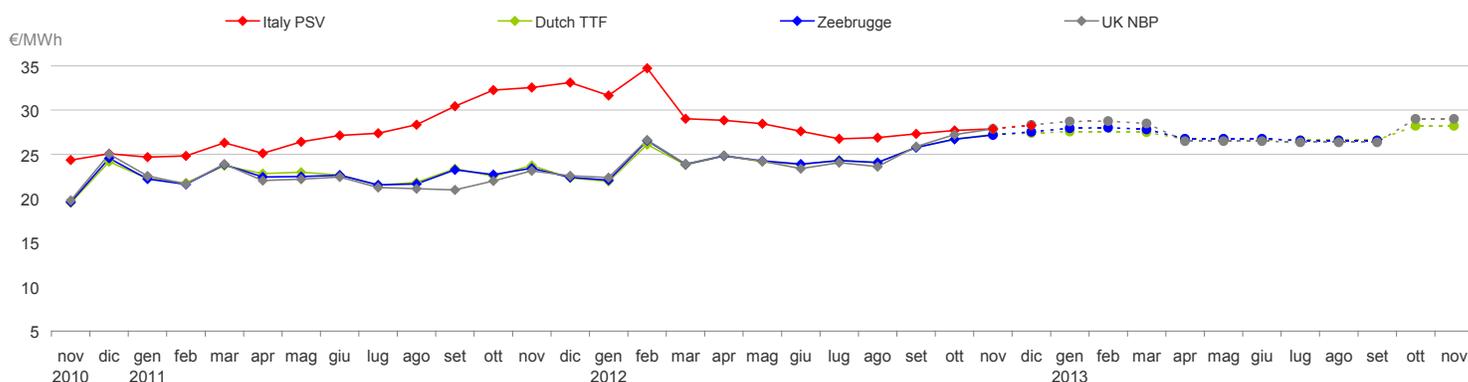
A fronte di ciò, il mercato del gas continua a mostrare un solido andamento crescente, tanto a livello congiunturale, quanto su base annua. La completa convergenza ai principali hub europei mantiene i prezzi allineati sui 27/28 €/MWh (+2% circa sul mese scorso, +15/+20% sul 2011), segnalando l'unica eccezione del

riferimento italiano, sostanzialmente stabile rispetto a ottobre e in marcata flessione tendenziale (-14,3%). Indicazioni lievemente rialziste si registrano per il breve termine sulle quotazioni futures, profilate secondo la classica curva stagionale dei consumi.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

| Quotazioni spot (€/MWh) |             |        |             |              |                     | Quotazioni futures (€/MWh) |        |        |             |       |   |       |   |
|-------------------------|-------------|--------|-------------|--------------|---------------------|----------------------------|--------|--------|-------------|-------|---|-------|---|
| GAS                     | Area        | Nov 12 | Diff M-1(%) | Diff M-12(%) | Ultima quot. future | Dic 12                     | Gen 13 | Feb 13 | Gas Year 13 |       |   |       |   |
| PSV DA                  | Italia      | 27,88  | +0,7%       | -14,3%       | 29,20               | 28,25                      | -      | -      | -           | -     | - | -     | - |
| Dutch TTF               | Olanda      | 27,25  | +2,1%       | +14,8%       | 27,80               | 27,40                      | ▼      | 27,55  | -           | -     | - | 27,60 | ▼ |
| Zeebrugge               | Belgio      | 27,18  | +1,8%       | +16,0%       | 28,10               | 27,53                      | ▼      | 27,93  | ▼           | 28,01 | - | 28,04 | ▼ |
| UK NBP                  | Regno Unito | 27,87  | +2,4%       | +20,6%       | 28,80               | 28,31                      | ▼      | 28,71  | ▼           | 28,75 | ▼ | 28,23 | ▼ |



I rincari sul gas non producono effetti rilevanti sulle borse elettriche, in calo generalizzato su tutti i principali riferimenti europei. I prezzi si attestano sui 45/49 €/MWh Centro-Europa (-3/-8% rispetto al mese precedente), in lieve ripresa solo in Germania (+2%), attestandosi sui 64 €/MWh in Italia (-2,9%), valore minimo da fine 2010. La flessione determina peraltro

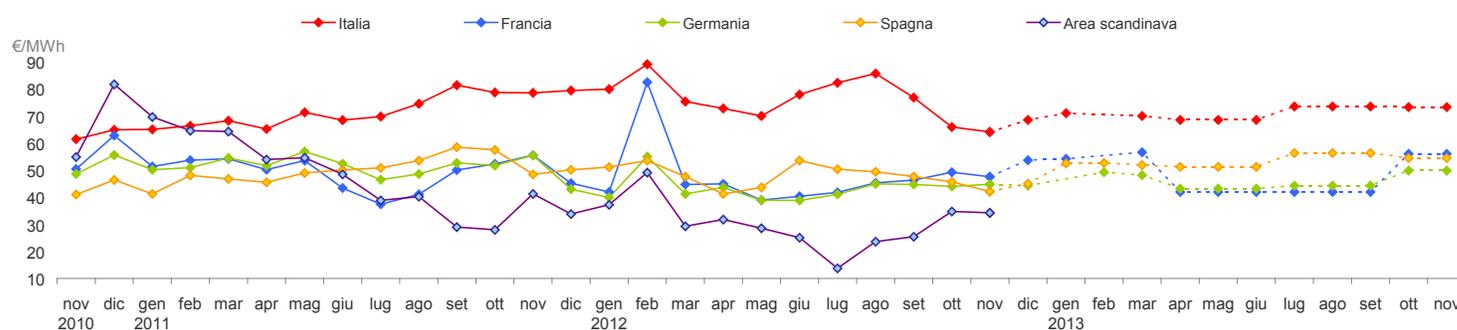
un consolidamento delle tendenze ribassiste emerse sul Continente nel corso degli ultimi mesi, evidenziando riduzioni del 13/22%.

All'interno di questo contesto, i mercati futures confermano attese rialziste per dicembre, nonostante la smentita di analoghe aspettative nei due mesi appena trascorsi.

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

| Quotazioni spot (€/MWh) |        |             |              |                     | Quotazioni futures (€/MWh) |         |         |          |
|-------------------------|--------|-------------|--------------|---------------------|----------------------------|---------|---------|----------|
| Area                    | Nov 12 | Diff M-1(%) | Diff M-12(%) | Ultima quot. future | Dic 12                     | Gen 13  | Feb 13  | Calendar |
| Italia                  | 64,09  | -2,7%       | -18,3%       | 70,00               | 68,50 ▼                    | 71,00 - | - -     | 71,33 ▲  |
| Francia                 | 47,51  | -3,5%       | -14,3%       | 51,20               | 53,63 ▼                    | 54,13 - | - -     | 49,08 ▼  |
| Germania                | 44,79  | +2,0%       | -19,1%       | 43,53               | 44,27 -                    | - -     | 49,17 - | 46,30 ▼  |
| Svizzera                | 49,33  | -7,7%       | -26,6%       | -                   | -                          | -       | -       | -        |
| Austria                 | 44,79  | +0,1%       | -19,7%       | -                   | -                          | -       | -       | -        |
| Spagna                  | 42,07  | -7,8%       | -13,0%       | 46,20               | 45,00 ▼                    | 52,50 ▼ | 52,63 - | 53,45 ▼  |
| Area scandinava         | 34,21  | -1,5%       | -16,9%       | -                   | -                          | -       | -       | -        |



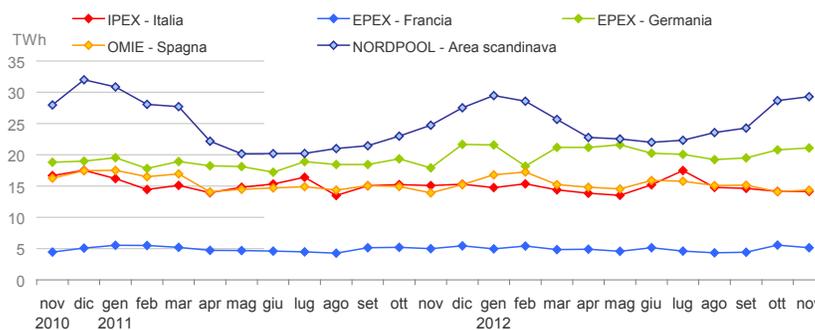
Relativamente alle quantità scambiate, il volume delle contrattazioni spot raggiunge i 29,3 TWh su Nordpool e i 26,2 TWh su Epex, in forte ripresa tendenziale su entrambi gli exchange (rispettivamente, +18,5% e +14,4%). Allineata

attorno ai 14 TWh, invece, l'energia negoziata sui listini dell'area mediterranea, in lieve aumento in Spagna (+3,3%) e in calo in Italia (-6,2%).

Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

| Volumi spot (TWh) |        |              |
|-------------------|--------|--------------|
| Area              | Nov 12 | Diff M-12(%) |
| Italia            | 14,1   | -6,2%        |
| Francia           | 5,1    | +3,0%        |
| Germania          | 21,1   | +17,6%       |
| Svizzera          | 1,5    | +38,2%       |
| Austria           | 0,8    | +19,7%       |
| Spagna            | 14,4   | +3,3%        |
| Area scandinava   | 29,3   | +18,5%       |



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di novembre 2012, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 176.973 TEE, in aumento rispetto ai 128.911 TEE scambiati a ottobre.

Dei 176.973 TEE, sono stati scambiati 71.058 TEE di Tipo I, 74.184 TEE di Tipo II e 31.731 TEE di Tipo III.

Nel mese di novembre si rileva, rispetto al mese precedente, sia il trend in aumento dei volumi sul mercato sia la conferma dell'andamento in diminuzione dei prezzi medi.

Nel dettaglio, la diminuzione dei prezzi medi, in percentuale, è stata pari a 2,84% per la Tipologia I, 3,87% per la Tipologia II e

3,04% per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 96,73 € (99,55 € a ottobre), i titoli di Tipo II ad una media di 95,58 € (€99,42 il mese scorso) e i titoli di Tipo III ad una media di 96,37 € (99,39 € nel mese precedente).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 5.614.618 (2.037.660 di Tipo I, 1.970.642 di Tipo II e 1.606.316 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 17.039.436.

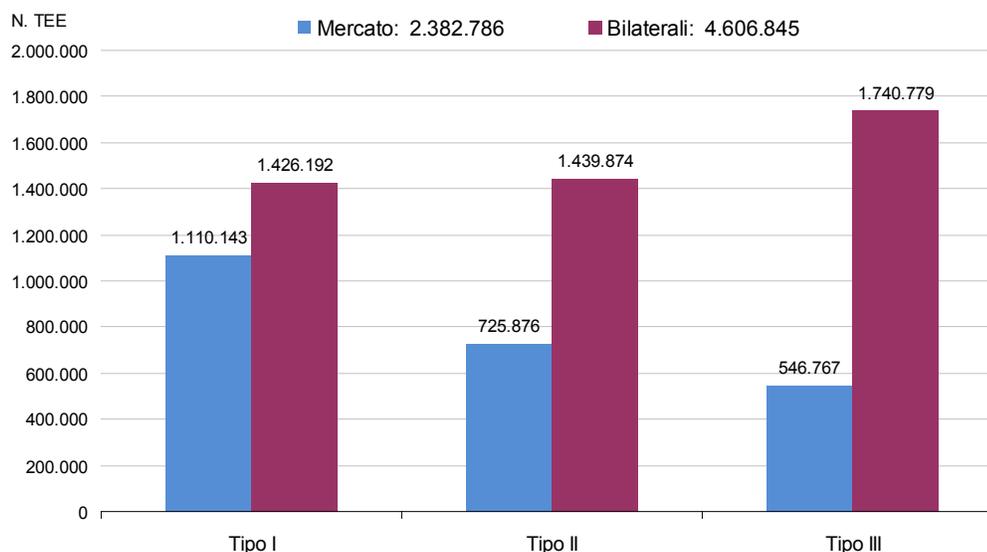
TEE, risultati del mercato del GME - novembre 2012

Fonte: GME

|                          | Tipo I       | Tipo II      | Tipo III     |
|--------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Volumi scambiati (n.TEE) | 71.058       | 74.184       | 31.731       |
| Valore Totale (€)        | 6.873.286,69 | 7.090.225,14 | 3.057.955,28 |
| Prezzo minimo (€/TEE)    | 92,01        | 92,05        | 92,01        |
| Prezzo massimo (€/TEE)   | 99,00        | 99,20        | 99,00        |
| Prezzo medio (€/TEE)     | 96,73        | 95,58        | 96,37        |

TEE scambiati dal 1 gennaio 2012

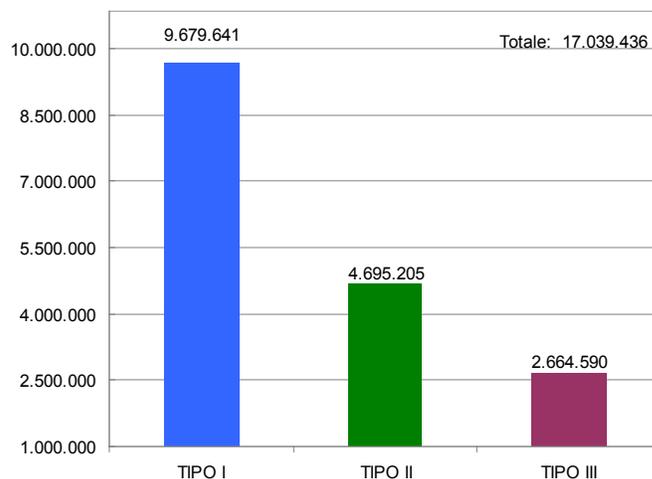
Fonte: GME



(continua)

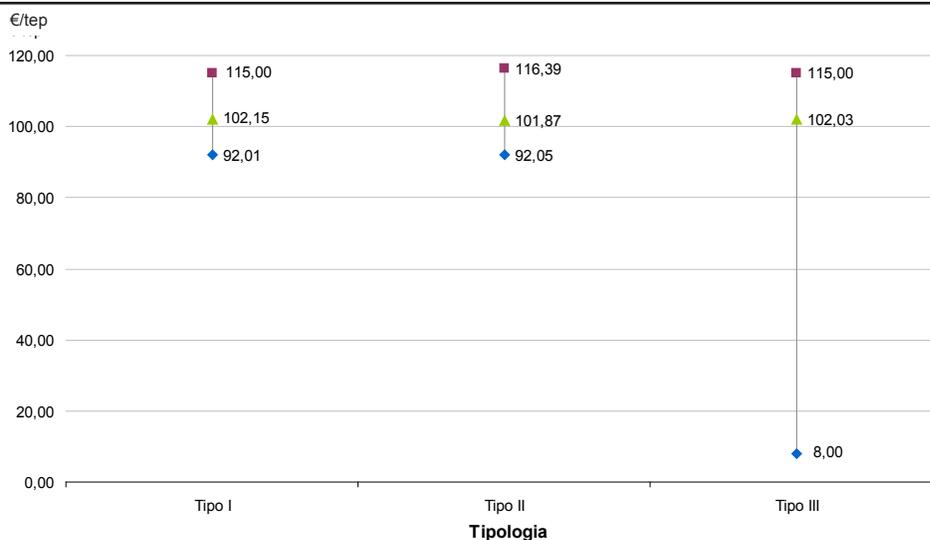
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine novembre 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



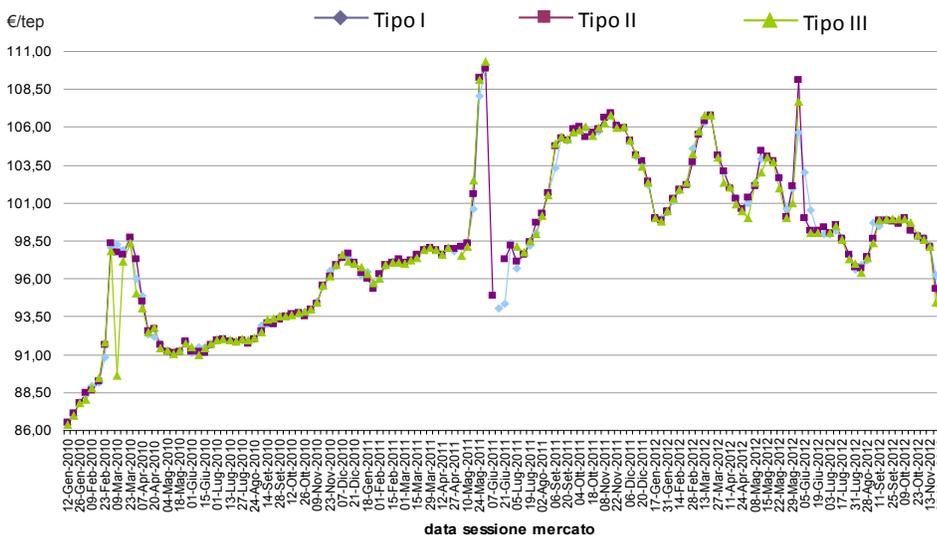
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni al 31 novembre 2012)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a novembre 2012)

Fonte: GME

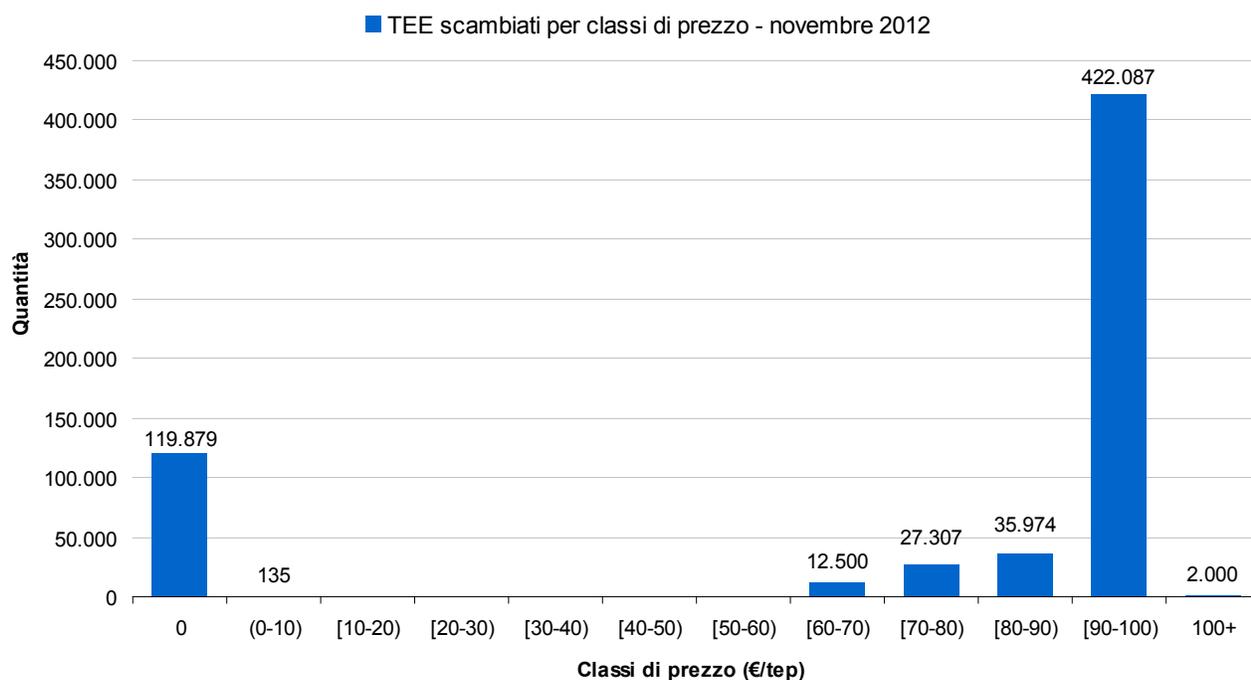


Nel corso del mese di novembre 2012 sono stati scambiati 619.882 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 75,06 €/tep, minore di 26,98 €/tep rispetto alla

media registrata sul mercato organizzato pari a 102,04 €/tep. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - novembre 2012

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di novembre 2012 sono stati scambiati 555.274 CV, in aumento rispetto ai 395.390 CV negoziati nel mese di ottobre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2012 con un numero di certificati pari a 531.043 (377.193 CV\_2012 a ottobre) e dei CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento con anno di riferimento 2010 con un volume pari a 10.154 (11.861 CV\_TRL\_2010 il mese scorso).

Seguono, la tipologia di Certificati Verdi con anno di riferimento 2011 con una quantità di certificati negoziati sul mercato pari a 10.036 (2.996 CV\_11 a ottobre), e dei CV con anno di riferimento 2010 con una quantità di titoli presenti sulla piattaforma pari a 4.041 (1.574 CV\_2010 scambiati il mese scorso).

Incremento dei prezzi medi per tutte le tipologie di certificato presenti sul mercato, rispetto al mese di ottobre.

Infatti, per i CV\_2010\_TRL, lo scarto positivo, rispetto al mese scorso è stato di 4,86 €/MWh mentre i CV\_2010 hanno registrato un aumento pari a 4,15 €/MWh.

Infine, i CV\_2012 segnano una variazione mensile positiva pari a 3,54 €/MWh e i CV\_2011 riportano, nel confronto con il mese di ottobre, un aumento del prezzo medio pari a 0,32 €/MWh.

(1) Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh

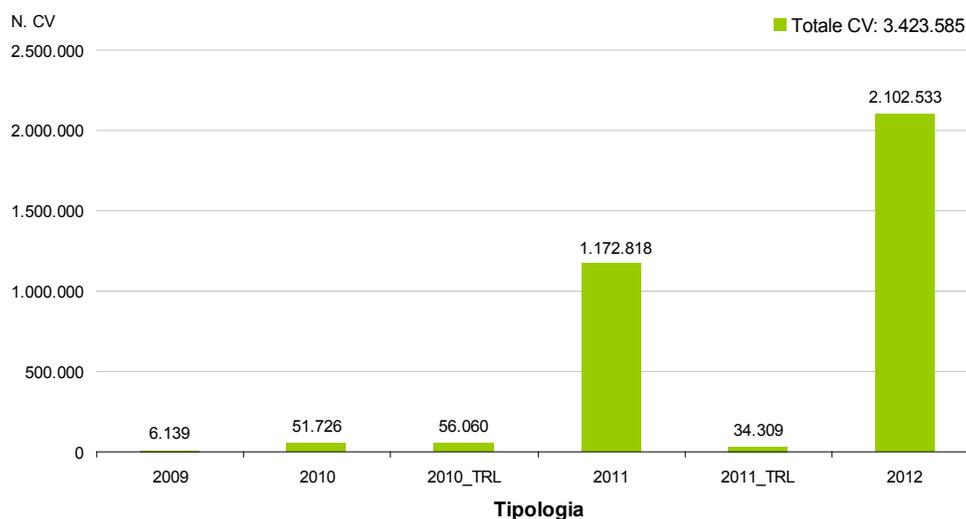
CV, risultati del mercato GME. Novembre 2012

Fonte: GME

|                         | Anno di riferimento |            |            |               |
|-------------------------|---------------------|------------|------------|---------------|
|                         | 2010                | 2010_TRL   | 2011       | 2012          |
| Volumi scambiati (n.CV) | 4.041               | 10.154     | 10.036     | 531.043       |
| Valore Totale (€)       | 307.912,25          | 768.743,84 | 808.676,65 | 41.035.591,77 |
| Prezzo minimo (€/CV)    | 72,00               | 72,45      | 80,00      | 75,90         |
| Prezzo massimo (€/CV)   | 77,55               | 76,95      | 82,00      | 77,80         |
| Prezzo medio (€/CV)     | 76,20               | 75,71      | 80,58      | 77,27         |

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

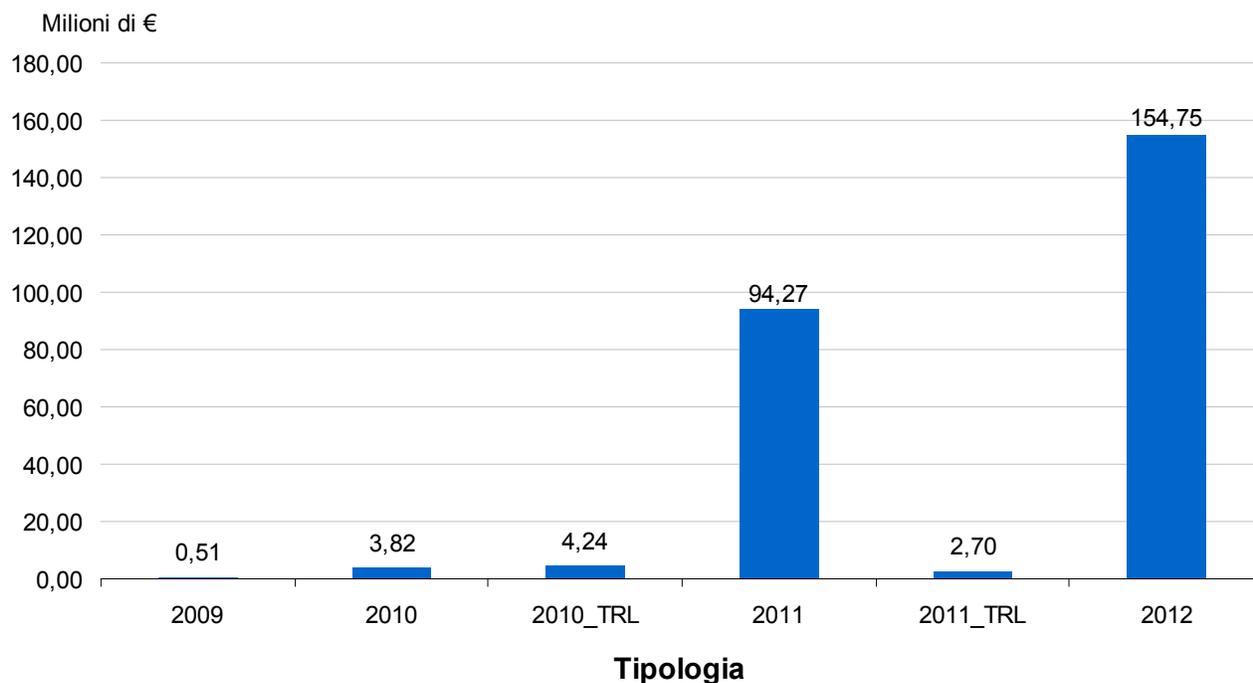
Fonte: GME



(continua)

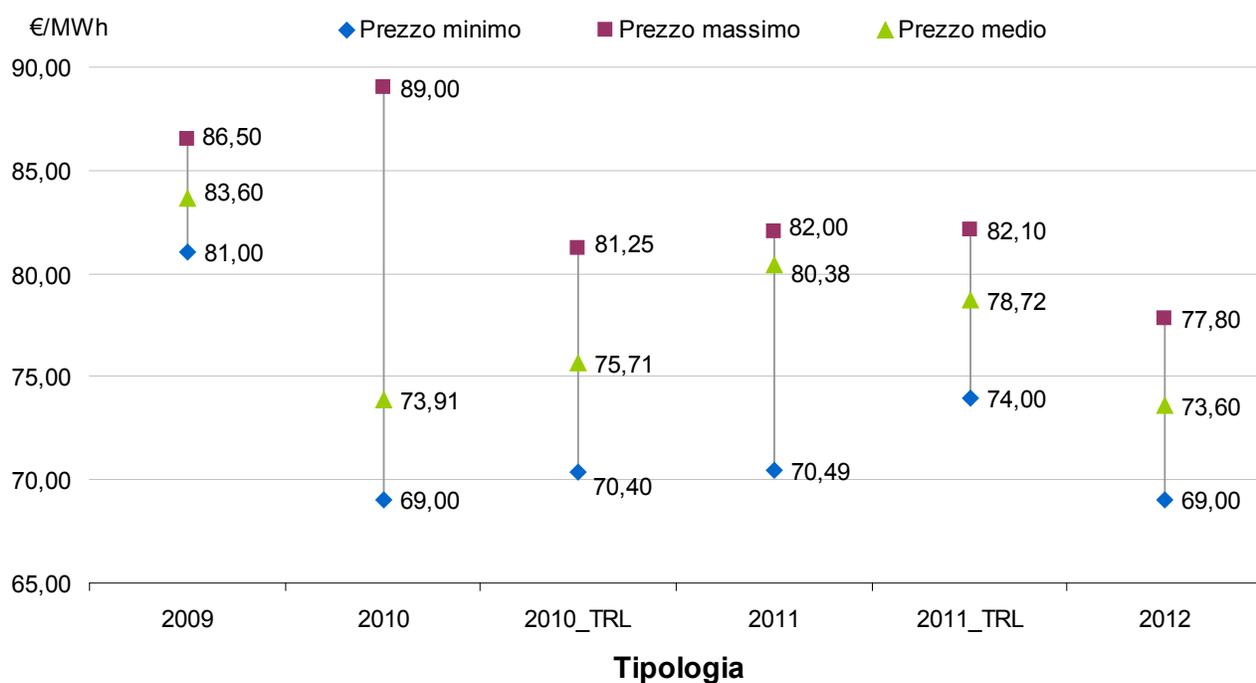
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

Fonte: GME

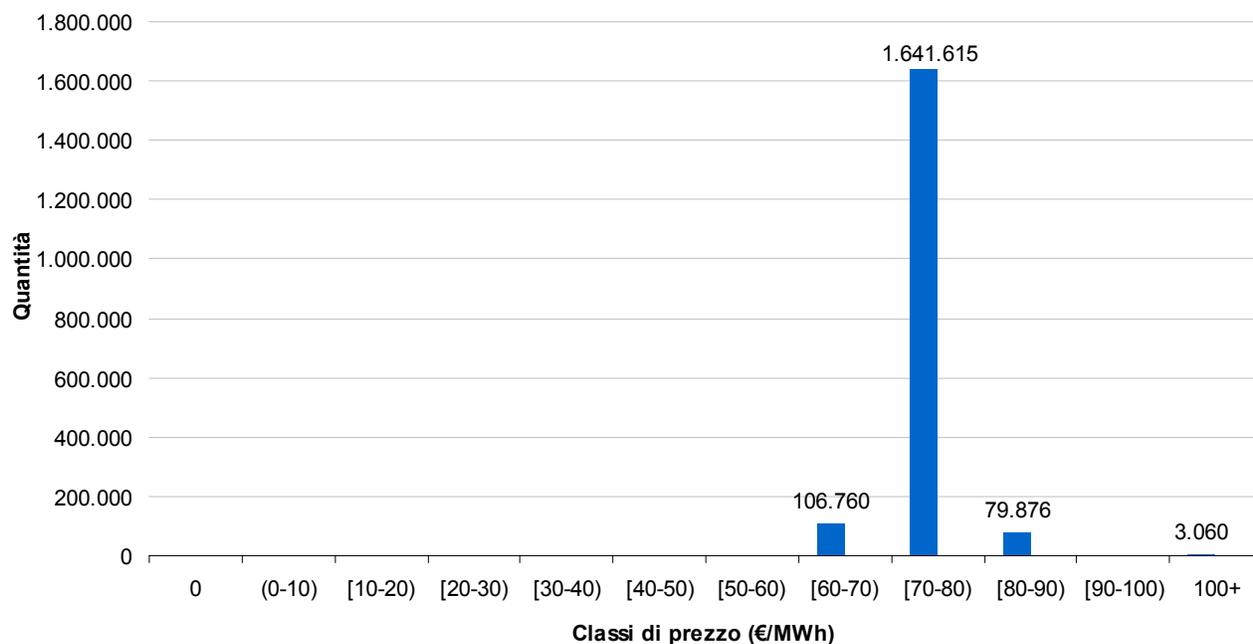


(continua)

Nel corso del mese di novembre 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 1.831.311 CV delle varie tipologie. Nel grafico sottostante vengono evidenziate i volumi per ciascuna classe di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo 2012. Novembre 2012

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di novembre, è stata pari a 75,09 €/MWh, minore di 0,94 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (76,03 €/MWh).

# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di novembre sono state scambiate sulle piattaforme europee 897,4 milioni di EUAs, in aumento del 26,39 % rispetto al mese precedente (710 milioni di EUA a ottobre - fonte Point Carbon).

Il crollo delle quotazioni delle EUAs sia a pronti sia a termine verso la metà del mese di novembre è dovuto alla sfiducia che ha provocato sul mercato, la proposta della Commissione Ue di bloccare la vendita dei permessi di emissione in mano agli operatori e di sospendere il calendario delle aste della

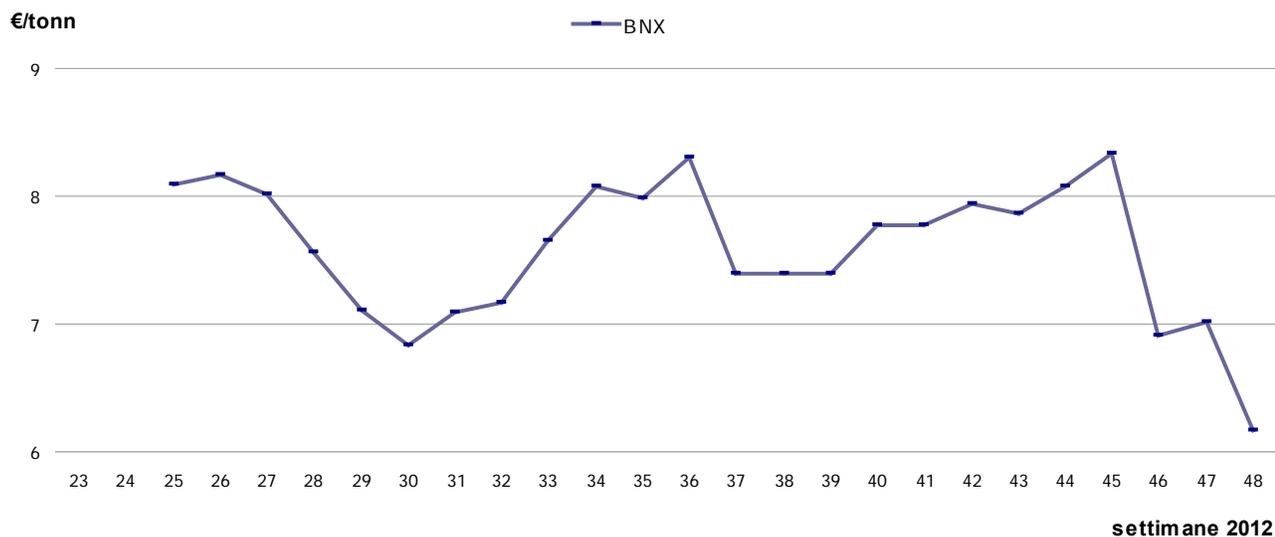
Fase III del Sistema ET.

Infatti, nel mese di novembre, rispetto al calendario delle aste per le offerte dei permessi di emissione Fase III predisposto dalla Commissione UE, sui principali mercati sia a pronti che a termine, è stato emesso, un numero inferiore di permessi, rispetto a quello previsto.

L'andamento dei prezzi spot di Bluenext aggiornato è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2011- 2012)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



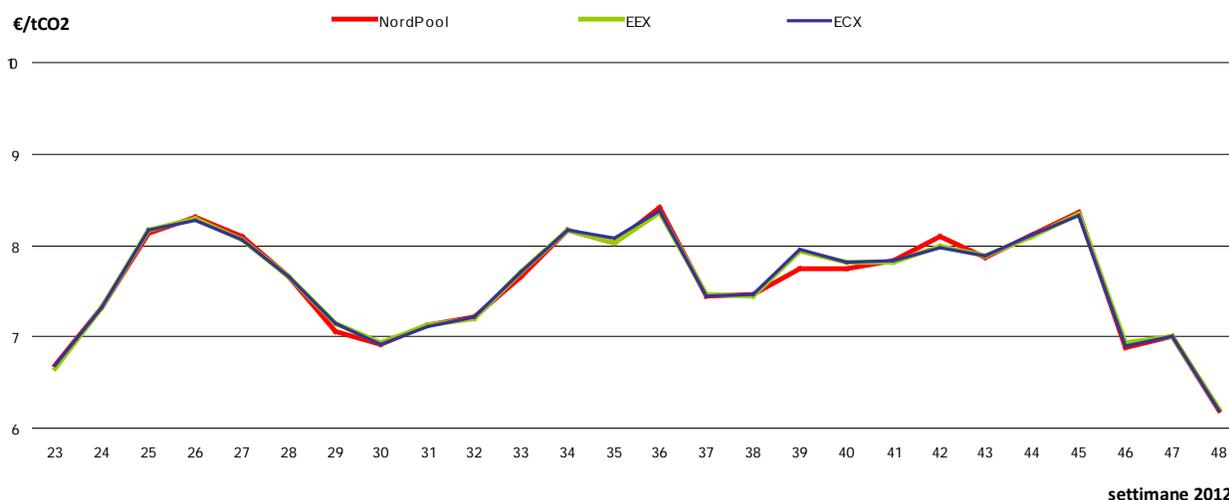
(continua)

Per quanto riguarda il mercato a termine, l'andamento dei prezzi medi settimanali del contratto di riferimento ICE\_ECX, con consegna *Dicembre 2012*, ha registrato un andamento in ribasso da 8,11 €/tonn di inizio mese, sino a scendere a 6,20 €/

tonn, a fine mese. Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



# LA CONSULTAZIONE EUROPEA SUI MECCANISMI DI REMUNERAZIONE DELLA CAPACITÀ DI GENERAZIONE PER L'ADEGUATEZZA DEI SISTEMI ELETTRICI

A cura di: REF-E Claudia Checchi, Michele Dalena, Ana Georgieva

(continua dalla prima)

andrebbero a influenzare anche i paesi vicini, costringendoli a loro volta a intervenire nei propri mercati per compensarne gli effetti indiretti.

I meccanismi di remunerazione della capacità in vigore o in corso di implementazione nei vari paesi sono molto eterogenei ma tutti potenzialmente in grado di influire, direttamente o indirettamente, sui prezzi nei mercati dell'energia.

Nel caso particolare delle *reliability options* (modello tra i più diffusi, almeno tra i meccanismi in via di definizione come nel caso italiano, tedesco e UK) se tutta la capacità a mercato partecipa al meccanismo, il risultato può essere quello di un cap alle offerte sul mercato del giorno prima, ad un valore pari allo *strike price* ossia al prezzo di esercizio della opzione. In generale le strategie di offerta sui mercati dell'energia sono influenzate dalle compensazioni per la capacità ricevute mediante i meccanismi di remunerazione. Uno dei principali rischi è che i prezzi sui mercati dell'energia in presenza di cap non sarebbero più in grado di segnalare efficacemente la scarsità, perché una parte di questa viene prezzata dalla remunerazione della capacità.

Ciò potrebbe impattare sull'integrazione dei mercati: in assenza di vincoli di scambio tra i sistemi interconnessi, gli effetti sono più contenuti perché comunque i prezzi tenderebbero ad allinearsi, soprattutto in caso di *market coupling*. In presenza di vincoli di scambio, potrebbero generarsi effetti distorsivi sulle strategie di import/export generati dai diversi effetti sui prezzi dei meccanismi di capacità. La gestione della capacità di interconnessione è uno degli aspetti cruciali per l'efficiente funzionamento dei meccanismi in un'ottica di integrazione dei mercati e necessita sia di un coordinamento tra TSO sui metodi di valutazione del fabbisogno di capacità di lungo periodo per evitare che, ai fini della definizione delle curve di domanda di capacità, i transiti vengano ad esempio conteggiati da entrambi i paesi, sia di coordinamento del livello degli *strike price*. Gli effetti sul *market coupling* dipenderanno anche dalle caratteristiche con cui saranno implementati e dagli scenari di sviluppo nei singoli paesi.

A causa della loro complessità i meccanismi di remunerazione della capacità per l'adeguatezza potrebbero avere effetti così profondi sul funzionamento dei mercati da rendere difficile la loro successiva rimozione, soprattutto nei casi in cui vengono contemplate remunerazioni per periodi di tempo molto estesi, che peraltro è l'unico modo per rendere gli incentivi efficaci, in una industria caratterizzata da cicli di vita degli impianti abbastanza lunghi.

## I criteri per la valutazione

Nell'analizzare gli impatti vengono evidenziati anche possibili problemi di compatibilità con le norme europee sia in materia di politica energetica che in materia di concorrenza. Particolare attenzione è dedicata al tema dell'obbligo di servizio pubblico che i meccanismi di remunerazione della capacità per l'adeguatezza potrebbero comportare per i produttori. La Commissione sottolinea a tal proposito come non sia in generale opportuno porre obblighi di servizio pubblico su attività che possono essere svolte in modo soddisfacente in normali condizioni di mercato e che comunque tali obblighi dovrebbero essere chiaramente definiti, non discriminatori, necessari, proporzionati e transitori.

Un'ulteriore criticità potrebbe provenire dalla compatibilità con la normativa in tema di aiuti di stato: questa impone, tra l'altro, che eventuali aiuti rispondano a precisi fallimenti dei mercati, siano più efficaci rispetto a misure alternative e forniscano agli operatori i corretti incentivi.

La Commissione suggerisce quindi una lista di criteri comuni che potrebbero garantire la compatibilità dei meccanismi rispetto alle diverse esigenze descritte. Sono identificati in particolare nove possibili criteri comuni secondo cui i meccanismi di capacità:

- devono risultare realmente necessari nelle normali condizioni di funzionamento dei mercati dell'energia e comunque essere subordinati a misure alternative quali il potenziamento delle reti, la rimozione degli ostacoli alla concorrenza, lo sviluppo dell'efficienza energetica e la partecipazione attiva della domanda ai mercati;
- devono essere realmente efficaci nel rispondere a fallimenti dei mercati, intesi come situazioni che non si sarebbero verificate alla luce delle normali regole di mercato;
- devono avere una durata prestabilita e limitata per non rendere difficoltosa o addirittura impossibile una loro eventuale revisione o rimozione futura;
- devono consentire la partecipazione anche degli operatori di altri paesi membri;
- non devono ostacolare gli scambi transfrontalieri o la concorrenza nel mercato comune dell'energia elettrica e non rendere inefficienti le scelte di localizzazione dei nuovi investimenti in capacità di generazione (anche spiazzando gli investimenti da un paese membro verso altri paesi);
- devono essere basati su meccanismi di mercato, consentendo la partecipazione delle misure di efficienza energetica e di *demand response* su basi paritarie rispetto alla generazione;
- devono essere neutrali rispetto alle differenti tecnologie di generazione;

# LA CONSULTAZIONE EUROPEA SUI MECCANISMI DI REMUNERAZIONE DELLA CAPACITÀ DI GENERAZIONE PER L'ADEGUATEZZA DEI SISTEMI ELETTRICI

(continua)

- devono minimizzare i costi a carico dei consumatori, evitando di dare luogo a una sovraremunerazione della capacità obbligata e giustificando la durata delle remunerazioni;
- devono consentire un trasferimento dei costi verso i beneficiari dell'adeguatezza, trattando in modo non discriminatorio le diverse classi di consumatori.

## L'adeguatezza in Europa

Oltre al timore per i possibili impatti distorsivi dei meccanismi di remunerazione della capacità per l'adeguatezza e per un loro eventuale incompatibilità con le norme europee in materia di politica energetica e di concorrenza, nell'avviare la consultazione la Commissione sembra avere considerato attentamente anche l'effettiva esistenza in Europa di problemi di adeguatezza della capacità di generazione sia nel medio che nel lungo termine così come emergono dal recente *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030* di ENTSO-E. Effettivamente ciò che emerge dalle analisi di ENTSO-E è che a livello di intero sistema europeo almeno sino al 2020 non dovrebbero esservi problemi di adeguatezza nemmeno dopo il *phase-out* degli impianti nucleari ancora presenti in Germania, Belgio e Svizzera. Ciò vale in ciascuno dei tre scenari elaborati da ENTSO-E ovvero:

- lo scenario EU 2020 basato sulle previsioni di carico e di

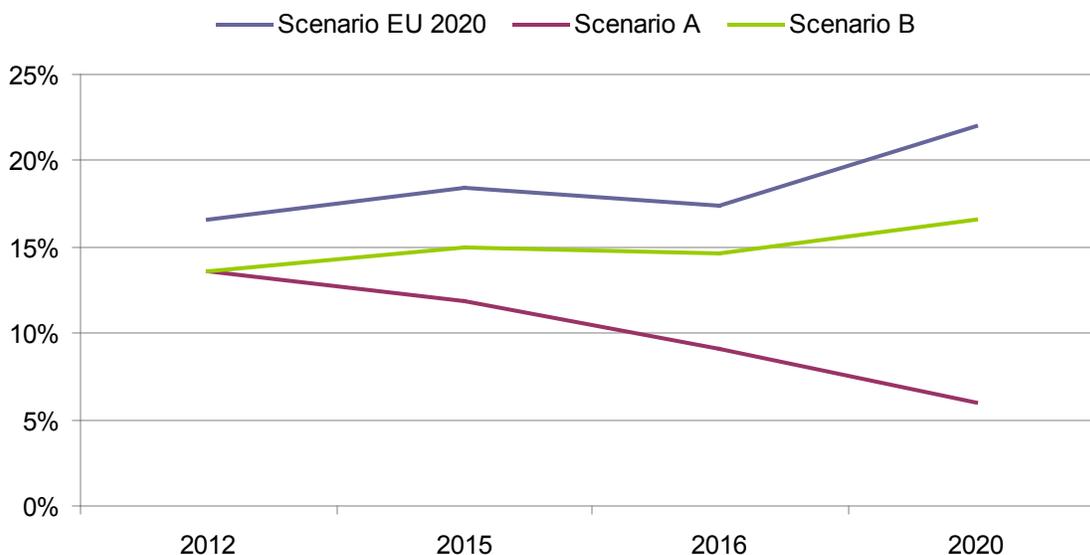
capacità di generazione dei diversi piani di azione nazionali sulle rinnovabili dei paesi europei;

- lo scenario A basato sulle informazioni trasmesse dai vari TSO circa le previsioni di carico e la capacità di generazione addizionale (derivante da progetti già approvati) necessaria per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti;
- lo scenario B basato oltre che sulla capacità di generazione inclusa nello scenario A anche su quella relativa a progetti noti, ma non ancora approvati.

In particolare, da una rielaborazione dei dati pubblicati da ENTSO-E<sup>3</sup> è possibile osservare che nello scenario EU 2020, in cui viene assunta una crescita del carico dello 0.8% nel periodo 2012-2015 e dello 0.6% nel periodo 2015-2020 e allo stesso tempo un forte sviluppo della generazione rinnovabile e una sostanziale stabilità della generazione fossile, il margine di adeguatezza<sup>4</sup> dovrebbe collocarsi sempre ampiamente al di sopra del 15%. Anche con la maggiore crescita del carico (1.6% nel periodo 2012-2015 e dello 0.9% nel periodo 2015-2020) assunta nello scenario B il margine di adeguatezza dovrebbe inoltre oscillare sino al 2020 attorno al 15%. Soltanto escludendo i progetti in nuova capacità di generazione ancora in discussione (scenario A) il margine di adeguatezza<sup>4</sup> è previsto decrescere nei prossimi anni sino ad attestarsi leggermente al di sopra del 5% nel 2020 (Figura 1).

Figura 1. Margine di adeguatezza in Europa

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ENTSO-E



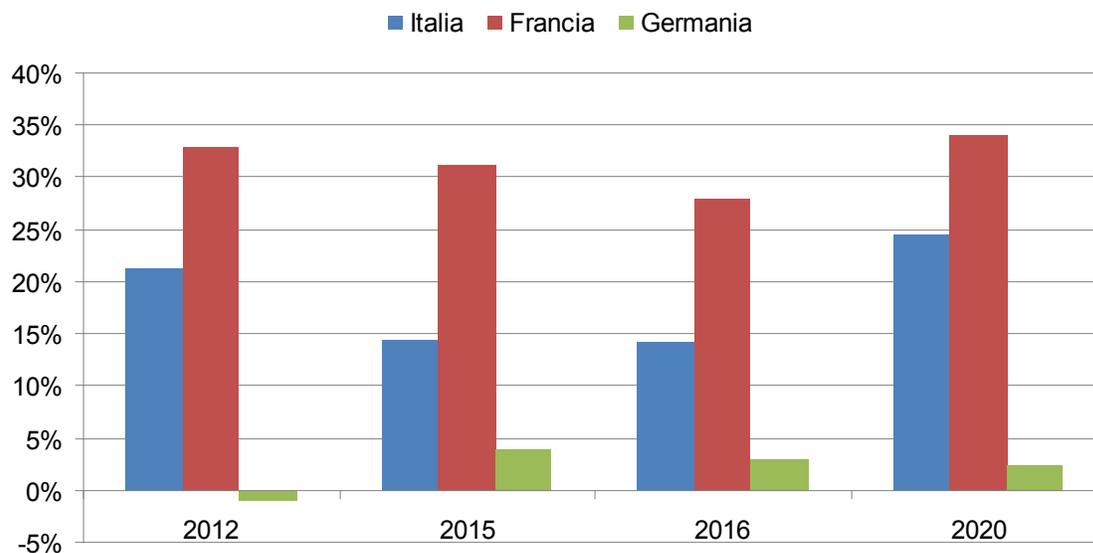
# LA CONSULTAZIONE EUROPEA SUI MECCANISMI DI REMUNERAZIONE DELLA CAPACITÀ DI GENERAZIONE PER L'ADEGUATEZZA DEI SISTEMI ELETTRICI

(continua)

Il quadro aggregato a livello di intero sistema europeo nasconde naturalmente le differenze tra paesi, come è possibile notare analizzando il margine di adeguatezza atteso per Italia, Francia e Germania nello scenario EU 2020. In Francia ad esempio è atteso un margine di adeguatezza sostanzialmente costante attorno al 30% e quindi sempre superiore rispetto alla media dell'intero sistema europeo. Ciò è riconducibile alla forte crescita della generazione rinnovabile inclusa nel piano di azione nazionale, a fronte di un picco di carico praticamente stabile sino al 2020. In Italia invece il margine di adeguatezza dovrebbe attestarsi leggermente al di sopra del 20% nel 2012 e nel 2020 e leggermente al di sotto di tale valore negli anni centrali del periodo considerato. In Italia la

punta di carico è infatti attesa crescere leggermente nel 2015 e nel 2016 per poi ridursi nel 2020, a fronte di una progressiva penetrazione della generazione rinnovabile e in particolare del solare. Interessanti appaiono infine i risultati dello scenario EU 2020 per la Germania, dove il sistema risulta non adeguato nel brevissimo periodo (2012), e con un margine di adeguatezza soltanto in leggero incremento nel medio-lungo periodo. In particolare, dal 2015 al 2020 sebbene la punta di carico sia prevista in leggera riduzione, l'incremento della capacità di generazione è atteso dipendere quasi esclusivamente dall'incremento della generazione rinnovabile il cui peso rispetto alla generazione convenzionale è notevolmente minore ai fini dell'adeguatezza del sistema (Figura 2).

Figura 2. Margine di adeguatezza in Italia, Francia e Germania nello scenario EU 2020



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ENTSO-E

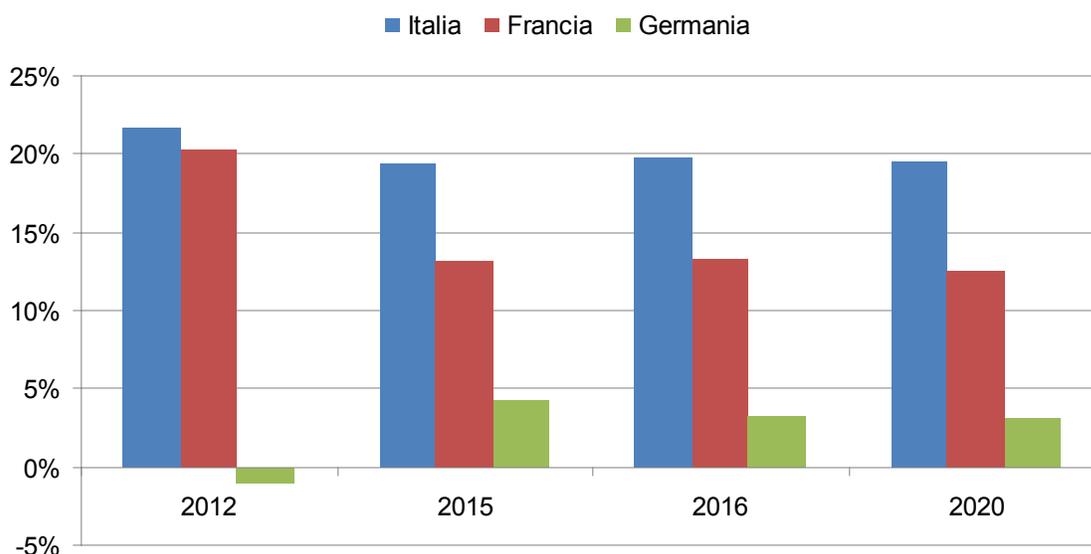
Nello scenario B, mentre le condizioni di adeguatezza della Germania sono attese pressoché in linea con quelle dello scenario EU 2020, le posizioni di Francia e Italia si invertono con un maggiore margine di adeguatezza nel nostro paese. In particolare, in questo scenario in Italia a fronte di una crescita della generazione rinnovabile attesa in linea con quella dello scenario EU 2020 si prevede che la realizzazione di maggiore capacità termoelettrica sarà in grado di più che compensare la progressiva crescita della punta di carico. Secondo lo sce-

nario B anche nel 2015 e nel 2016 il margine di adeguatezza in Italia è atteso quindi attestarsi attorno al 20%. In Francia invece il margine di adeguatezza nello scenario B si riduce nettamente rispetto a quello dello scenario EU 2020 poiché nonostante una più lenta uscita di capacità termoelettrica viene ipotizzato un picco di carico più elevato non soltanto nel suo livello di partenza del 2012 ma anche in termini di tasso di crescita (Figura 3).

# LA CONSULTAZIONE EUROPEA SUI MECCANISMI DI REMUNERAZIONE DELLA CAPACITÀ DI GENERAZIONE PER L'ADEGUATEZZA DEI SISTEMI ELETTRICI

(continua)

Figura 3. Margine di adeguatezza in Italia, Francia e Germania nello scenario B



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ENTSO-E

I meccanismi di capacità non sono utili solo quando c'è scarsità, anzi paradossalmente è proprio quando c'è eccesso che i prezzi tendono a scendere e gli investimenti a ridursi gettando le basi per la futura inadeguatezza. Proprio in questi periodi quindi maggiore è la necessità di incentivare gli investimenti attraverso forme di garanzia della redditività. Tuttavia i meccanismi di mercato, quali le reliability options, anche se operano su orizzonti pluriennali, difficilmente riescono a cogliere questo aspetto e il prezzo della capacità tende ad essere molto basso se l'offerta è elevata.

Inoltre l'elevato margine di adeguatezza calcolato da ENTSO-E, che pure tiene conto della presenza di rinnovabili non programmabili, che contribuiscono in misura inferiore all'offerta effettiva, non cattura l'esigenza di investimenti in flessibilità che possono essere necessari per garantire la sicurezza del sistema. In questo contesto i mercati della capacità non sono forse gli strumenti più adatti a risolvere i problemi più urgenti dei sistemi europei, come anche il documento della Commissione sembra in parte suggerire.

<sup>1</sup> L'adeguatezza rappresenta la capacità del sistema elettrico di coprire il suo fabbisogno con un opportuno livello di affidabilità.

<sup>2</sup> A dimostrazione della molteplicità dei possibili disegni dei meccanismi di remunerazione della capacità per l'adeguatezza, in Europa vi sono attualmente, da un lato, meccanismi di capacity payment in Irlanda e Irlanda del Nord, in Spagna e in Italia, dall'altro meccanismi di strategic reserve in Svezia e in Finlandia. Nel frattempo si sta considerando l'introduzione di un meccanismo di capacity obligation in Francia e di un meccanismo di reliability options in Gran Bretagna e in Germania. Un meccanismo di reliability options andrà infine a sostituire in Italia l'attuale meccanismo di capacity payment a partire dal 2017, secondo quanto stabilito dalla delibera ARG/elt 98/11 dell'AEEG. In linea con questa delibera, Terna proprio alla fine dello scorso mese di novembre ha posto in consultazione lo schema di proposta di disciplina del nuovo meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità per l'adeguatezza che sarà introdotto in Italia.

<sup>3</sup> Dei dati pubblicati da ENTSO-E vengono qui considerati soltanto quelli relativi al periodo invernale.

<sup>4</sup> Il margine di adeguatezza è stato ottenuto a partire dai dati ENTSO-E come peso percentuale della differenza tra capacità di generazione disponibile e punta di carico stagionale rispetto alla punta di carico stagionale.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 31 ottobre 2012 455/2012/R/eel** | **“Approvazione del regolamento disciplinante le aste per l'importazione elettrica virtuale per l'anno 2013”** | pubblicata il 2 novembre 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/455-12.htm>

Con riferimento al servizio di importazione elettrica virtuale istituito ai sensi dell'Art. 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99, recante “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” – l'attuale quadro regolatorio di riferimento, ai sensi della deliberazione AEEG ARG/elt 179/09, prevede che Terna:

- predisponga il contratto che regola il rapporto tra Terna stessa e i soggetti selezionati ai sensi dell'articolo 32, comma 2, della legge 99/09, che intendano avvalersi delle misure di cui al comma 6 del medesimo articolo (di seguito: contratto Terna-finanziatori);
- predisponga il contratto che regola il rapporto tra Terna stessa e i soggetti che si impegnano a dare esecuzione al servizio di importazione virtuale (di seguito: shipper) selezionati in esito ad apposite procedure concorsuali (di seguito: contratto Terna-shipper);
- predisponga un regolamento annuale disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli shipper;
- invii, entro il 31 (trentuno) ottobre di ciascun anno, il Regolamento all'AEEG per l'approvazione.

Ciò premesso, con il provvedimento de quo l'AEEG approva il regolamento disciplinante, per l'anno 2013, le procedure concorsuali per l'individuazione degli shipper (di seguito: Regolamento) nella versione inviata da Terna al Regolatore in data 30 ottobre u.s..

Con riferimento alla restante documentazione sopra indicata, Terna ha inoltre segnalato, nell'ambito della medesima comunicazione all'AEEG, che non si ravvisano esigenze di apportare eventuali modifiche o integrazioni agli schemi di contratto Terna-finanziatori e Terna-shipper rispetto alle versioni già approvate dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt n.117/11, del 8 settembre 2011.

■ **Delibera 08 novembre 2012 466/2012/R/eel** | **“Riconoscimento, per l'anno 2011, degli oneri derivanti dall'emission trading system, limitatamente all'energia elettrica ritirata dal Gse ai sensi del provvedimento**

**Cip 6/92”** | pubblicata il 9 novembre 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/466-12.htm>

Con riferimento alle modalità di copertura degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva comunitaria 2003/87/CE e ss.mm.ii, nell'ambito del quadro regolatorio nazionale è previsto che i titolari di convenzioni di cessione destinata, sottoscritte ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, hanno diritto a ricevere, a titolo di indennizzo, un contributo economico su base annuale.

Al fine di determinare la misura di tale contributo economico per il 2011, con la determinazione 13 aprile 2012, il Direttore della Direzione Mercati dell'AEEG ha quantificato i valori dei termini PFLEX e PEUA, espressi in euro/t, applicando i commi 5.1 e 5.3 della deliberazione ARG/elt 77/08 ed il punto 1 della deliberazione ARG/elt 184/10.

In dettaglio, l'AEEG ha determinato che per l'anno 2011:

- a) il valore del termine PFLEX è pari a 9,98 €/t;
- b) il valore del termine PEUA è pari a 12,78 €/t;

Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto, il Regolatore:

- ha definito, per ogni società richiedente e per ogni impianto, sulla base dei dati trasmessi dalle medesime società ai sensi dell'articolo 2, della deliberazione ARG/elt 77/08, il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento del contributo economico annuale secondo quanto previsto dall'art. 3, della medesima deliberazione, distinguendo tra quote di emissione per le quali viene riconosciuto un prezzo pari a PFLEX e quote per le quali viene riconosciuto un prezzo pari a PEUA.
- ha quantificato l'onere complessivo da riconoscere a ciascuna società richiedente, secondo le modalità previste dall'art. 6, comma 6.1, della deliberazione ARG/elt 77/08, come pari al prodotto tra il numero di quote di cui al precedente punto ed i rispettivi valori unitari PFLEX e PEUA sopra indicati, fatto salvo quanto diversamente previsto dall'articolo 5, comma 5.2, della deliberazione ARG/elt 77/08.

Per gli effetti, l'AEEG ha deliberato che la società Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) riconosca ai produttori elencati nelle Tabelle 1, 2 e 3 - in allegato al provvedimento de quo - gli oneri determinati dall'Autorità e riportati nelle medesime tabelle, indicando che il rimborso degli oneri riconosciuti ai sensi del presente provvedimento sarà operato da CCSE a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 49, del Testo Integrato Trasporto. A tal fine, CCSE è autorizzata ad effettuare anticipazioni al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate utilizzando le giacenze disponibili presso gli altri conti di gestione anche oltre il limite

# Novità normative di settore (continua)

previsto al punto 2, della deliberazione 114/2012/R/com.

■ **Delibera 15 novembre 2012 482/2012/R/eel** | “Verifica di conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità, trasmesso da Terna all’Autorità per l’energia elettrica e il gas” | pubblicata il 19 novembre 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/482-12.htm>

Con la delibera ARG/elt 98/11 del 21 luglio 2011 l’AEEG ha disciplinato i criteri e le disposizioni finalizzate a riformulare l’attuale meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di generazione elettrica (c.d. Capacity Payment). Scopo della riforma del sistema di Capacity Payment è, da un lato, quello di soddisfare - in sicurezza e con adeguati livelli di qualità - la domanda attesa di energia elettrica con riferimento alle ore e alle zone di maggiore scarsità nell’offerta, dall’altro, quello di definire un quadro regolatorio adeguato e stabile per il sostegno degli investimenti, anche pluriennali, per lo sviluppo di nuovi impianti di produzione.

Con particolare riferimento all’iter procedurale per l’avvio del nuovo meccanismo, nell’ambito della richiamata delibera, l’AEEG ha stabilito che:

1. Terna elabori e trasmetta all’AEEG una proposta di disciplina del sistema di remunerazione del Capacity Payment;
2. l’AEEG medesima - entro 45 giorni dal ricevimento della predetta proposta - verifichi la conformità dello schema inviato da Terna;
3. Terna, a valle del riscontro positivo espresso da parte dell’AEEG, ponga lo schema proposto in consultazione;
4. Terna, ultimata la consultazione, trasmetta gli esiti del processo all’AEEG, corredati da una relazione che illustri gli orientamenti del Gestore di rete circa l’accoglimento o il rigetto delle osservazioni formulate dagli operatori;
5. Terna, a seguito dell’ulteriore controverifica positiva da parte del Regolatore, trasmetta al Ministero dello sviluppo economico la proposta di disciplina del sistema di remunerazione ai fini dell’emanazione di uno specifico decreto di attuazione.

Per quanto richiamato, con il provvedimento in oggetto, a seguito della documentazione ricevuta da TERNA con le comunicazioni, rispettivamente, del 26 luglio e del 4 settembre 2012, l’Autorità (in attuazione di quanto richiamato al precedente punto 2.) verifica positivamente la documentazione proposta dal Gestore di Rete, con riferimento:

- allo schema di disciplina del nuovo mercato della capacità (nel seguito: Proposta di disciplina);
- alla relazione tecnica a supporto delle scelte tecniche effettuate nello schema di disciplina come integrata da ulteriori cinque spunti di consultazione per gli operatori, in previsione della relativa consultazione (nel seguito: Relazione tecnica);
- agli schemi di rapporto annuali funzionali alla trasparenza ed al monitoraggio del mercato della capacità (nel seguito: Rapporto Annuale).

Inoltre l’AEEG, con la delibera de qua, nell’esprimere parere positivo, ha richiesto a Terna di porre in consultazione presso gli operatori, entro 45 giorni dalla pubblicazione del provvedimento in oggetto, la documentazione approvata comprensiva delle relative integrazioni dalla stessa richieste.

A tal proposito si segnala che Terna, in data 23 Novembre 2012, nella sezione Consultazioni Operatori del proprio sito istituzionale, ha posto in consultazione i seguenti documenti:

- Lo schema di proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (Proposta di disciplina);
- l’Allegato 1. Richiesta di adesione;
- l’Allegato 2. Contratto standard di approvvigionamento di capacità produttiva;
- l’Allegato 3. Definizione dei parametri per il calcolo della CDP qualificata;
- l’Allegato 4. Livelli standard efficienti di indisponibilità;
- l’Allegato 5. Metodologia per il calcolo del prezzo di esercizio;
- l’Allegato 6. Metodologia per la definizione delle garanzie;
- l’Allegato 7. Schema di fideiussione;
- La Relazione tecnica;
- Il Rapporto annuale.

In merito si comunica che il termine per l’invio delle osservazioni da parte dei soggetti interessati - che potranno essere inoltrate all’indirizzo e-mail: [ConsultazioneMercatoCapacità@terna.it](mailto:ConsultazioneMercatoCapacità@terna.it) - è fissato da TERNA a venerdì 15 Febbraio 2013.

■ **Rapporto dell’AEEG 25 ottobre 2012 434/2012/l/efr** | “Il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (certificati bianchi) dal 1° gennaio al 31 maggio 2012” | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/434-12.pdf>

Con il documento in oggetto l’AEEG pubblica, ai sensi dell’articolo 8, comma 1, del decreto ministeriale 21 Dicembre 2007, il Secondo Rapporto Statistico Intermedio relativo all’anno d’obbligo 2011 (nel seguito: Rapporto) presentando i dati relativi ai risparmi energetici complessivamente certificati nell’ambito del meccanismo dei TEE al 31 maggio 2012, dettagliati per Regione e per tipologia di intervento, con un’analisi particolare sul periodo compreso fra il 1° gennaio ed il 31 maggio 2012.

Si segnala inoltre che all’interno della Parte II “Prospettive” del Rapporto, sono presentate le previsioni aggiornate del Regolatore sul futuro grado di conseguimento dell’obiettivo nazionale per il 2012, ultimo anno per il quale, ai sensi della normativa vigente, è attualmente definito l’obbligo di conseguimento dell’obiettivo annuale.

In particolare, l’AEEG, al fine di valutare la possibile evoluzione futura dell’offerta di TEE in rapporto agli obiettivi previsti, prevede che al 31 maggio 2013 - data di verifica per il conseguimento dell’obiettivo annuale 2012 - saranno complessivamente disponibili per i distributori obbligati da un minimo di 0,9 ad un massimo di 3,2 milioni di TEE, valori che determinano

# Novità normative di settore (continua)

rispettivamente un livello di copertura dell'obiettivo 2012 fra il 16% e il 53% del medesimo.

Nell'ambito di tali prospettive, l'AEEG ritiene in ogni caso utile indicare che al fine di conseguire completamente l'obiettivo 2012 entro la data ultima del 31 maggio 2014 (usufruendo quindi i soggetti obbligati della possibilità di ulteriore integrazione entro l'anno successivo prevista dalla normativa vigente) sarebbe sufficiente che la presentazione di nuovi progetti di risparmio energetico proseguisse (a quadro normativo e regolatorio invariato e fino al primo trimestre 2014) con un tasso di presentazione pari a 0,23 Mtep/anno, che corrisponde al solo 40% del tasso di presentazione registrato nella prima metà del 2012. Tale previsione sull'offerta futura dei TEE, peraltro non include i certificati bianchi (TEE II-CAR) che potrebbero risultare disponibili al 31 maggio 2013 in attuazione di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011 in merito ai sistemi di cogenerazione ad alto rendimento (CAR).

## GAS

■ **Delibera 08 novembre 2012 470/2012/R/gas** | “Approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di rete della società Snam Rete Gas S.p.a.” | pubblicata il 9 novembre 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/470-12.htm>

Con la delibera in oggetto l'AEEG approva, per quanto di competenza, la proposta di aggiornamento del Codice di Rete - pubblicata nell'Allegato A al provvedimento de quo - presentata in data 24 settembre 2012 da Snam Rete Gas al fine di dare attuazione alle disposizioni contenute nelle delibere AEEG ARG/gas 45/11 e 181/2012/R/gas.

Con riferimento invece alla seconda richiesta di modifica del Codice di Rete, presentata dal Responsabile del Bilanciamento all'Autorità in data 7 novembre 2012 e finalizzata ad un incremento dell'entità delle garanzie richieste agli operatori del trasporto per la partecipazione al mercato del bilanciamento, l'AEEG, al fine di poter esprimersi in merito al relativo accoglimento, ha deliberato che:

- a) Snam Rete Gas provveda preventivamente a sottoporre in consultazione la relativa proposta di aggiornamento, assegnando a tal fine il termine di 10 giorni per la trasmissione di eventuali osservazioni da parte degli utenti;
- b) integri la medesima proposta con le motivazioni alla base della determinazione della maggiore entità delle garanzie richieste agli operatori rispetto a quanto attualmente vigente nell'ambito del Codice di rete.

# Gli appuntamenti

14 dicembre

## **Presentazione del World Energy Outlook 2012**

Roma, Italia

Organizzatore: Ministero dello Sviluppo Economico  
weo2012@mise.gov.it

14 dicembre

## **Presentazione del rapporto 2012 sulla "Green economy"**

Roma, Italia

Organizzatore: Enea  
www.enea.it

18 dicembre

## **Il ruolo dei Buyer Pubblici nella Spending Review**

Roma, Italia

Organizzatore: Scuola Superiore della Magistratura  
www.promopa.it

19-20 gennaio

## **2013 International Conference on Electrical Energy and Networks**

Singapore

Organizzatore: IACSIT  
www.iceen.org

19-20 gennaio

## **2nd International Conference on Clean and Green Energy**

Dubai, EAU

Organizzatore: CBEES  
www.iccge.org

23-24 gennaio

## **3rd Annual Chem/Petrochem & Refinery Asset Reliability**

Houston, TX, Usa

Organizzatore: Marcus Evans  
www.marcusevansch.com

27-28 gennaio

## **Power Industry North Africa Conference and Exhibition 2013**

Casablanca, Marocco

Organizzatore: ITE  
www.powerindustry-events.com

28-29 gennaio

## **Middle East and North Africa Energy**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Chatham House  
www.chathamhouse.org

19-20 gennaio

## **2nd International Conference on Clean and Green Energy**

Dubai, EAU

Organizzatore: CBEES  
www.iccge.org

24 gennaio

## **Klimahouse**

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano  
www.fieramilano.it

27-28 gennaio

## **Power Industry North Africa Conference and Exhibition 2013**

Casablanca, Marocco

Organizzatore: ITE  
www.powerindustry-events.com

31 Gennaio 2013

## **Le Gare d'Ambito per l'Affidamento del Servizio di Distribuzione di Gas Naturale**

Milano, Italia

Organizzatore: Business International  
www.businesinternational.it

5-6 febbraio

## **ACORE's National Renewable Energy Policy Forum**

Capitol Hill, Washington, Usa

Organizzatore: Acore  
www.acorepolicyforum.com

6-7 febbraio

## **10th Canadian Oil Sands Summit**

Calgary, Canada

Organizzatore: ALN  
www.insightinfo.com

10-12 febbraio

## **Impact of the Southeast in the World's Renewable Energy Future**

Atlanta, GA, Usa

Organizzatore: SEC  
www.secsymposium.com

26-27 febbraio

## **3rd European American Solar Deployment Conference "PV Rollout"**

Atlanta, GA, Usa

Organizzatore: PVR  
www.pvrollout.us

Pubblicazione mensile in formato elettronico  
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07  
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico  
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.  
Largo Tartini, 3/4 - 00198 Roma  
www.mercatoelettrico.org  
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org  
Progetto a cura del GME, in collaborazione con  
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.  
REF-E S.r.l.  
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

## COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.