

**APPROFONDIMENTI**

# LO SVILUPPO DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA NEL 2012 ALLA LUCE DELLE RECENTI NOVITÀ NORMATIVE E REGOLATORIE

Matteo Leonardi e Donatella Bobbio, REF-E

■ Lo sviluppo del fotovoltaico è stato rilevante nell'ultimo triennio, fortemente condizionato dall'evoluzione normativa e dalle politiche d'incentivazione. Il forte sviluppo ha modificato le condizioni di funzionamento del sistema elettrico e mostrato i limiti di alcune scelte tecnologiche dei dispositivi di interfaccia con la rete fino ad ora utilizzati. In particolare una criticità segnalata fra l'altro da Terna nel Piano di Sviluppo 2012 è connessa alle crescenti esigenze di regolazione primaria. Infatti, "per rispettare gli standard di sicurezza nella gestione del sistema elettrico, questo deve essere amministrato con una adeguata capacità di regolazione primaria rispetto alle esigenze di mantenimento della stabilità di frequenza"<sup>1</sup>.

Il Codice di Rete prescrive che tutte le unità di produzione rendano disponibile una banda di regolazione primaria pari all'1,5% della potenza efficiente sul Continente e Sicilia (10% in Sicilia se scollegata dal continente) e pari al 10% in Sardegna. Da tale obbligo sono esclusi gli impianti a fonte rinnovabile.

L'entrata delle rinnovabili riduce le quote di produzione della capacità convenzionale e di conseguenza riduce la capacità di regolazione primaria del sistema. Pertanto, per garantire gli standard di sicurezza, risulta necessario rendere partecipi

anche i generatori rinnovabili alla fornitura dei servizi ancillari.

Le recenti disposizioni dell'AEEG affrontano il problema imponendo modifiche agli impianti esistenti di generazione distribuita in media tensione entro il 2013 e stabilendo degli incentivi per gli operatori che intervengono entro l'estate 2012. Per quanto riguarda i nuovi impianti, sono imposti standard tecnici più stringenti sia per gli impianti in bassa che in media tensione sin da subito, anticipando al secondo semestre 2012 gli obblighi normativi in materia di inverter (d.m. 5 maggio 2011) che avevano fissato nel gennaio 2013 l'obbligo di nuovi dispositivi.

Tali misure interessano in particolare gli impianti fotovoltaici in media e bassa tensione. Le modifiche intervenute nella normativa e la crisi economica hanno frenato l'ingresso di nuova capacità fotovoltaica nel 2012, quindi gran parte dei problemi che il gestore di rete deve risolvere dipendono dallo stock d'investimenti realizzati nel biennio 2010-2011. La previsione dello sviluppo del fotovoltaico nel 2012 mostra che le disposizioni tecniche sui nuovi entranti, in particolari quelli sulla BT, potrebbero pertanto contribuire in misura trascurabile alla sicurezza nel corso della prossima estate.

► continua a pagina 30

## IN QUESTO NUMERO

**■ REPORT/APRILE 2012**

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

**■ APPROFONDIMENTI**

*Lo sviluppo del fotovoltaico in Italia nel 2012 alla luce delle recenti novità normative e regolatorie.*  
 di Matteo Leonardi e Donatella Bobbio, pagina 30

**■ NOVITA' NORMATIVE**

pagina 34

**■ APPUNTAMENTI**

pagina 36

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile la recessione economica ha depresso gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima ai livelli minimi, sia in termini assoluti che in media oraria, dall'avvio del mercato nell'aprile 2004.

La flessione ha interessato prevalentemente il mercato over the counter (-15,3% su base annua) e solo marginalmente la borsa elettrica (-0,5%), dove le nuove capacità da fonti rinnovabili hanno sospinto le

vendite del GSE, in crescita del 45,6% su base annua, ai massimi da febbraio 2006. La liquidità del mercato è, pertanto, schizzata a 61,8% livello più alto degli ultimi sedici mesi. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) ha registrato una nuova flessione congiunturale, dopo quella di marzo, portandosi a 72,72 €/MWh (-3,4%); il confronto su base annua evidenzia, però, ancora un rialzo in doppia cifra (+11,6%).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un calo di 2,60 €/MWh (-3,4%) rispetto a marzo, è sceso a 72,72 €/MWh, livello minimo degli ultimi nove mesi, confermandosi però più alto rispetto ad aprile 2011 (+ 7,54 €/MWh; +11,6%). L'analisi per gruppi di ore rivela un aumento su base annua di 6,45 €/MWh (+8,7%) nelle

ore di picco e di 8,35 €/MWh (+13,7%) nelle ore fuori picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 80,25 €/MWh e 69,22 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). In conseguenza del maggior rialzo nelle ore fuori picco, il rapporto del prezzo picco/baseload, ha ripiegato a 1,10, livello minimo dallo scorso settembre.

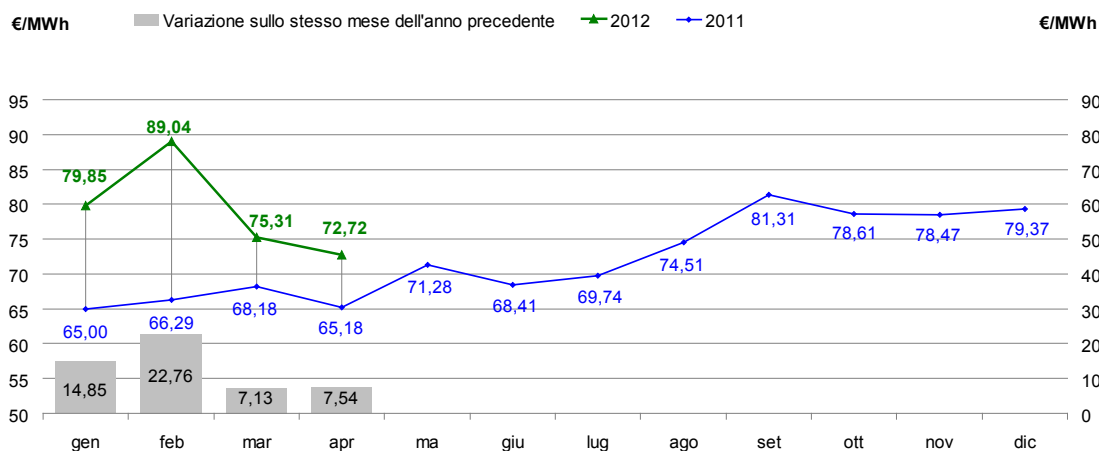
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

|                       | Prezzo medio di acquisto |               |                        |              | Volumi medi orari |              |                         |              | Liquidità    |              |
|-----------------------|--------------------------|---------------|------------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|
|                       | 2012<br>€/MWh            | 2011<br>€/MWh | Var vs 2011<br>€/MWh % |              | Borsa<br>MWh %    |              | Sistema Italia<br>MWh % |              | 2012<br>%    | 2011<br>%    |
| <b>Baseload</b>       | <b>72,72</b>             | <b>65,18</b>  | <b>7,54</b>            | <b>11,6%</b> | <b>19.256</b>     | <b>-0,5%</b> | <b>31.180</b>           | <b>-6,7%</b> | <b>61,8%</b> | <b>57,9%</b> |
| <i>Picco</i>          | 80,25                    | 73,80         | 6,45                   | 8,7%         | 24.396            | 2,1%         | 38.156                  | -5,2%        | 63,9%        | 59,4%        |
| <i>Fuori picco</i>    | 69,22                    | 60,87         | 8,35                   | 13,7%        | 16.874            | -1,2%        | 27.946                  | -6,8%        | 60,4%        | 56,9%        |
| <i>Minimo orario</i>  | 12,14                    | 22,94         |                        |              | 10.377            |              | 20.557                  |              | 49,4%        | 45,6%        |
| <i>Massimo orario</i> | 152,82                   | 118,07        |                        |              | 28.212            |              | 42.359                  |              | 71,8%        | 66,3%        |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



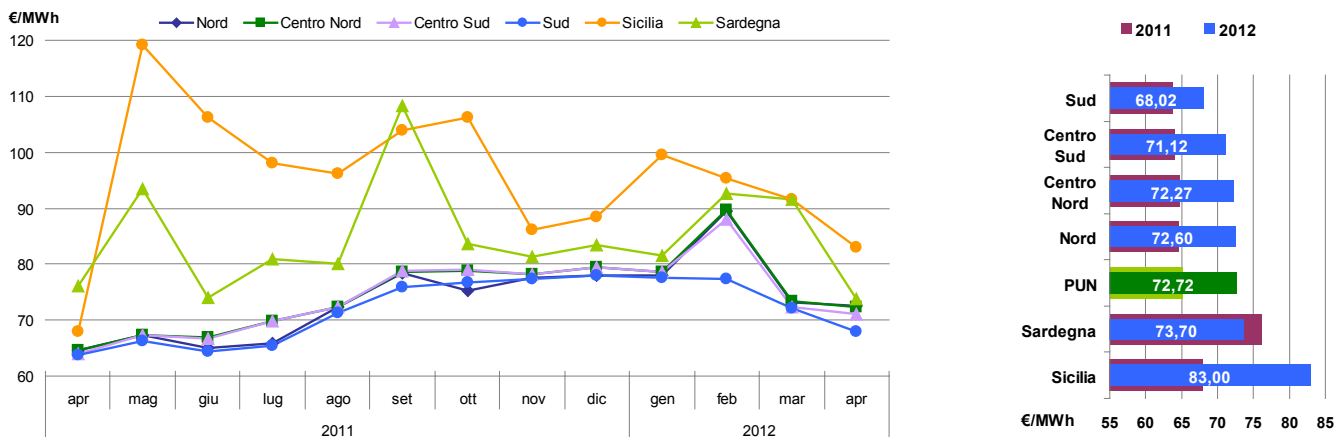
(continua)

I prezzi di vendita hanno registrato un aumento tendenziale in tutte le zone ad eccezione della Sardegna, il cui prezzo è sceso a 73,70 €/MWh (-3,2%) riducendo sensibilmente lo spread con Nord, Centro Nord e Centro Sud, attestatisi

intorno ai 72 €/MWh. Il Sud, con 68,02 €/MWh, e la Sicilia, con 83,00 €/MWh, si confermano, anche questo mese, rispettivamente la zona dal prezzo più basso e più alto (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, con una flessione tendenziale del 6,7%, sono scesi a 22,4 milioni di MWh, livello più basso dall'avvio della borsa. Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 13,9 milioni di MWh (valore superiore solo al minimo storico di agosto 2011), sono diminuiti di solo lo

0,5%, mentre gli scambi O.T.C., registrati sulla PCE, pari a 8,6 milioni di MWh (livello minimo da gennaio 2010), si sono ridotti del 15,3% (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato è, pertanto, aumentata di 3,9 punti percentuali su base annua, attestandosi a 61,8%, livello più alto da inizio 2011 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

|                           | MWh               | Variazione    | Struttura     |
|---------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| <b>Borsa</b>              | <b>13.864.331</b> | <b>-0,5%</b>  | <b>61,8%</b>  |
| Operatori                 | 6.343.279         | -21,2%        | 28,3%         |
| GSE                       | 4.506.223         | +45,6%        | 20,1%         |
| Zone estere               | 3.014.829         | +8,3%         | 13,4%         |
| Saldo programmi PCE       | -                 | -100,0%       | 0,0%          |
| <b>PCE (incluso MTE)</b>  | <b>8.584.922</b>  | <b>-15,3%</b> | <b>38,2%</b>  |
| Zone estere               | 805.687           | -38,5%        | 3,6%          |
| Zone nazionali            | 7.779.235         | -11,8%        | 34,7%         |
| Saldo programmi PCE       | -                 |               |               |
| <b>VOLUMI VENDUTI</b>     | <b>22.449.253</b> | <b>-6,7%</b>  | <b>100,0%</b> |
| <b>VOLUMI NON VENDUTI</b> | <b>20.662.851</b> | <b>+6,8%</b>  |               |
| <b>OFFERTA TOTALE</b>     | <b>43.112.104</b> | <b>-0,7%</b>  |               |

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

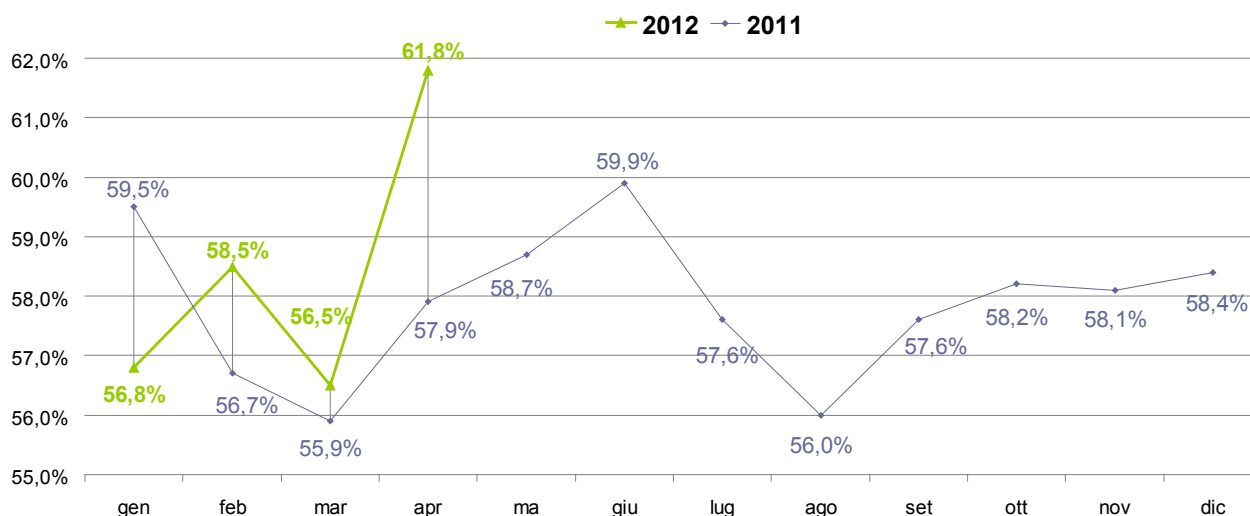
Fonte: GME

|                                | MWh               | Variazione    | Struttura     |
|--------------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| <b>Borsa</b>                   | <b>13.864.331</b> | <b>-0,5%</b>  | <b>61,8%</b>  |
| Acquirente Unico               | 2.962.786         | -16,5%        | 13,2%         |
| Altri operatori                | 8.402.969         | -5,8%         | 37,4%         |
| Pompaggi                       | 73.750            | +28,4%        | 0,3%          |
| Zone estere                    | 99.830            | +23,6%        | 0,4%          |
| Saldo programmi PCE            | 2.324.995         | +76,0%        | 10,4%         |
| <b>PCE (incluso MTE)</b>       | <b>8.584.922</b>  | <b>-15,3%</b> | <b>38,2%</b>  |
| Zone estere                    | 36.000            | -1,5%         | 0,2%          |
| Zone nazionali AU              | 2.816.564         | +0,7%         | 12,5%         |
| Zone nazionali altri operatori | 8.057.353         | -6,5%         | 35,9%         |
| Saldo programmi PCE            | -2.324.995        |               |               |
| <b>VOLUMI ACQUISTATI</b>       | <b>22.449.253</b> | <b>-6,7%</b>  | <b>100,0%</b> |
| <b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>   | <b>2.503.438</b>  | <b>+34,2%</b> |               |
| <b>DOMANDA TOTALE</b>          | <b>24.952.691</b> | <b>-3,8%</b>  |               |

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, con una flessione su base annua del 6,8%, sono scesi al livello più basso mai registrato, pari a 22,3 milioni di MWh. La riduzione degli acquisti ha interessato tutte le zone eccetto la Sardegna (+14,3%). In aumento, invece, gli acquisti sulle zone estere, pari a 136 mila MWh (+15,8%) (Tabella 4).

Anche le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, pari a 18,6 milioni di MWh, con una riduzione

di 9,3% rispetto a marzo e di 6,7% rispetto ad un anno fa, hanno segnato un record negativo.

A livello zonale, le vendite sono diminuite nel Nord (-15,2%), nel Sud (-7,3%) ed in Sicilia (-6,0%), che insieme rappresentano il 70% delle vendite nazionali, mentre sono aumentate nelle altre zone.

In calo anche le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,8 milioni di MWh (-6,7%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

|                         | Offerte           |               |              | Vendite           |               |              | Acquisti          |               |              |
|-------------------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|
|                         | Totale            | Media oraria  | Var          | Totale            | Media oraria  | Var          | Totale            | Media oraria  | Var          |
| Nord                    | 18.675.010        | 25.938        | -3,1%        | 8.378.150         | 11.636        | -15,2%       | 12.008.006        | 16.678        | -8,0%        |
| Centro Nord             | 3.288.715         | 4.568         | -5,8%        | 1.787.648         | 2.483         | +7,9%        | 2.476.751         | 3.440         | -7,3%        |
| Centro Sud              | 6.416.710         | 8.912         | +4,8%        | 2.577.906         | 3.580         | +4,9%        | 3.577.694         | 4.969         | -5,2%        |
| Sud                     | 6.617.126         | 9.190         | +2,4%        | 3.486.913         | 4.843         | -7,3%        | 1.741.799         | 2.419         | -13,0%       |
| Sicilia                 | 2.648.356         | 3.678         | +6,9%        | 1.371.887         | 1.905         | -6,0%        | 1.429.444         | 1.985         | -3,9%        |
| Sardegna                | 1.463.182         | 2.032         | +12,4%       | 1.026.233         | 1.425         | +36,5%       | 1.079.728         | 1.500         | +14,3%       |
| <b>Totale nazionale</b> | <b>39.109.099</b> | <b>54.318</b> | <b>-0,0%</b> | <b>18.628.737</b> | <b>25.873</b> | <b>-6,7%</b> | <b>22.313.423</b> | <b>30.991</b> | <b>-6,8%</b> |
| Estero                  | 4.003.005         | 5.560         | -6,5%        | 3.820.516         | 5.306         | -6,7%        | 135.830           | 189           | +15,8%       |
| <b>Sistema Italia</b>   | <b>43.112.104</b> | <b>59.878</b> | <b>-0,7%</b> | <b>22.449.253</b> | <b>31.180</b> | <b>-6,7%</b> | <b>22.449.253</b> | <b>31.180</b> | <b>-6,7%</b> |

L'analisi per tecnologia di produzione evidenzia la forte crescita su base annua delle vendite da fonti rinnovabili (+11,4%), trainate soprattutto dai nuovi impianti fotovoltaici. Nonostante il modesto apporto, ad aprile, degli impianti idroelettrici (-31,1%), le vendite da fonti rinnovabili hanno sfiorato quota 30% sul totale venduto, con un aumento di 4,8 punti percentuali rispetto ad aprile 2011. In evidenza gli impianti solari che, in un anno, sono passati dal 3,4 all'11,0%. Le vendite da impianti termoelettrici si sono, invece, ridotte

dell'11,3%, scontando da un lato la netta flessione delle vendite da impianti a ciclo combinato (-21,5%) - penalizzati dagli alti costi del gas - e dall'altro l'aumento delle vendite da impianti a carbone (+16,4%), soprattutto al Nord (+100,8%) (Tabella 5).

Pertanto, la quota delle vendite da impianti a ciclo combinato è scesa al 44,2% (-8,3 punti percentuali rispetto ad un anno fa), mentre quella degli impianti a carbone è salita al 13,1% (+2,6 p.p.) (Grafico 4).

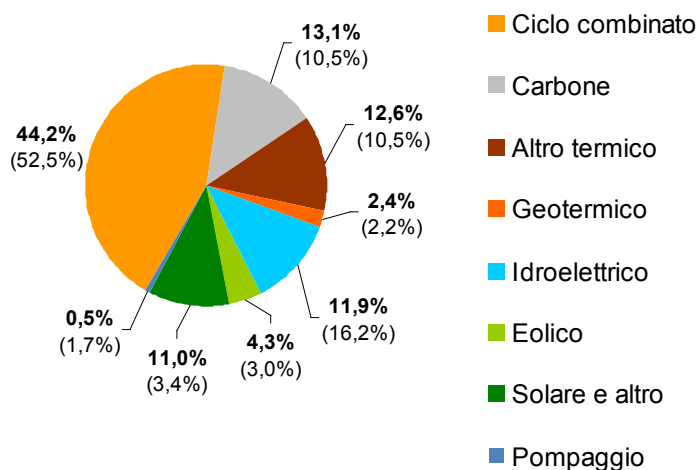
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto: media oraria

Fonte: GME

| Impianto                 | 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>Termoelettrico</b>    | <b>7.877</b>  | <b>-17,6%</b> | <b>1.300</b> | <b>+9,4%</b>  | <b>2.785</b> | <b>+5,5%</b>  | <b>3.535</b> | <b>-19,5%</b> | <b>1.397</b> | <b>-19,6%</b> | <b>1.187</b> | <b>+36,4%</b> | <b>18.081</b>  | <b>-11,3%</b> |
| Ciclo combinato          | 5.748         | -29,0%        | 1.228        | +6,9%         | 834          | -4,1%         | 1.836        | -36,1%        | 1.291        | -13,2%        | 498          | +417,1%       | 11.435         | -21,5%        |
| Carbone                  | 1.129         | +100,8%       | 18           | -             | 1.601        | +1,2%         | 0            | -             | 0            | -             | 628          | -16,8%        | 3.377          | +16,4%        |
| Altro                    | 1.000         | +10,1%        | 54           | +36,0%        | 349          | +87,2%        | 1.699        | +11,9%        | 106          | -57,7%        | 61           | +236,2%       | 3.269          | +11,9%        |
| <b>Fonti rinnovabili</b> | <b>3.676</b>  | <b>-4,8%</b>  | <b>1.167</b> | <b>+10,5%</b> | <b>788</b>   | <b>+13,5%</b> | <b>1.308</b> | <b>+57,3%</b> | <b>502</b>   | <b>+80,8%</b> | <b>218</b>   | <b>+44,4%</b> | <b>7.658</b>   | <b>+11,4%</b> |
| Geotermico               | -             | -             | 611          | -0,9%         | -            | -             | 2            | +0,0%         | -            | -             | -            | -             | 613            | -0,9%         |
| Idroelettrico            | 2.207         | -33,4%        | 241          | -30,8%        | 323          | -31,7%        | 265          | -2,0%         | 32           | +79,6%        | 21           | -66,2%        | 3.089          | -31,1%        |
| Eolico                   | 13            | +424,3%       | 4            | +179,1%       | 165          | +25,8%        | 484          | +26,8%        | 305          | +32,0%        | 140          | +87,7%        | 1.112          | +35,1%        |
| Solare e altro           | 1.456         | +165,8%       | 311          | +251,2%       | 299          | +234,6%       | 558          | +213,8%       | 165          | +474,2%       | 56           | +294,6%       | 2.845          | +200,6%       |
| <b>Pompaggio</b>         | <b>83</b>     | <b>-71,9%</b> | <b>16</b>    | <b>-72,5%</b> | <b>7</b>     | <b>-90,7%</b> | <b>-</b>     | <b>-</b>      | <b>7</b>     | <b>-41,6%</b> | <b>21</b>    | <b>-10,8%</b> | <b>134</b>     | <b>-71,4%</b> |
| <b>Totale Impianti</b>   | <b>11.636</b> | <b>-15,2%</b> | <b>2.483</b> | <b>+7,9%</b>  | <b>3.580</b> | <b>+4,9%</b>  | <b>4.843</b> | <b>-7,3%</b>  | <b>1.905</b> | <b>-6,0%</b>  | <b>1.425</b> | <b>+36,5%</b> | <b>25.873</b>  | <b>-6,7%</b>  |

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



Tra parentesi sono indicati i valori dello stesso mese dell'anno precedente

## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Anche nel Mercato Infragioraliero (MI) il prezzo d'acquisto, in flessione congiunturale in tutte le quattro sessioni, si conferma più alto rispetto ai livelli di dodici mesi fa. Su MI2, con 71,13 €/MWh, si è registrato il prezzo più basso; su MI4, con 86,49 €/MWh il prezzo più elevato.

Il confronto con MGP negli stessi periodi rilevanti (ore) non ha rivelato significative differenze nei prezzi medi delle sessioni MI1, MI3 ed MI4; su MI2, invece, i prezzi sono stati

mediamente più bassi del 2,2% (Tabella 6; Grafico 5).

I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragioraliero sono stati pari a 2,0 milioni di MWh, in aumento dell'8,4% rispetto ad aprile 2011. Di questi oltre il 68%, ovvero 1,4 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1, con una crescita su base annua del 12,0%. Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 438 mila MWh su MI2 (-6,1%); 110 mila MWh (+21,6%) su MI3; 86 mila MWh (+26,1%) su MI4 (Tabella 6 e Grafico 5).

## Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini  
dei mercati del GME

[www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)

Tabella 6: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

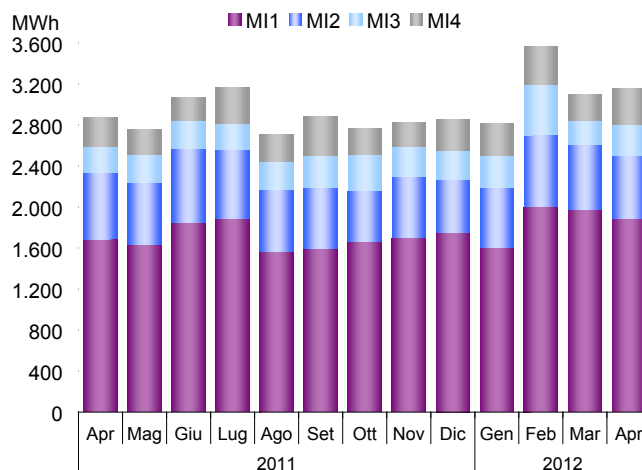
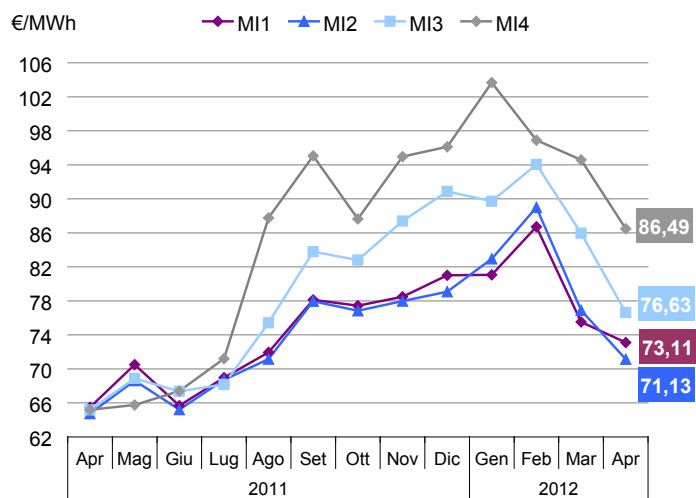
|                         | Prezzo medio d'acquisto<br>€/MWh |                         |              | Volumi medi orari<br>MWh |               |              | ■ 2012 | ■ 2011 |  |
|-------------------------|----------------------------------|-------------------------|--------------|--------------------------|---------------|--------------|--------|--------|--|
|                         | 2012                             | 2011                    | variazione   | 2012                     | 2011          | variazione   |        |        |  |
| <b>MGP</b><br>(1-24 h)  | <b>72,72</b>                     | <b>65,18</b>            | <b>11,6%</b> | <b>31.180</b>            | <b>33.416</b> | <b>-6,7%</b> |        |        |  |
| <b>MI1</b><br>(1-24 h)  | <b>73,11</b><br>(+0,5%)          | <b>65,48</b><br>(+0,5%) | <b>11,7%</b> | <b>1.888</b>             | <b>1.686</b>  | <b>12,0%</b> |        |        |  |
| <b>MI2</b><br>(1-24 h)  | <b>71,13</b><br>(-2,2%)          | <b>64,75</b><br>(-0,7%) | <b>9,9%</b>  | <b>608</b>               | <b>648</b>    | <b>-6,1%</b> |        |        |  |
| <b>MI3</b><br>(13-24 h) | <b>76,63</b><br>(-0,5%)          | <b>65,19</b><br>(-4,8%) | <b>17,6%</b> | <b>307</b>               | <b>252</b>    | <b>21,6%</b> |        |        |  |
| <b>MI4</b><br>(17-24 h) | <b>86,49</b><br>(+0,7%)          | <b>65,19</b><br>(-5,7%) | <b>32,7%</b> | <b>357</b>               | <b>283</b>    | <b>26,1%</b> |        |        |  |

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

(continua)

Grafico 5: MI, prezzi e volumi scambiati. Media oraria

Fonte: GME



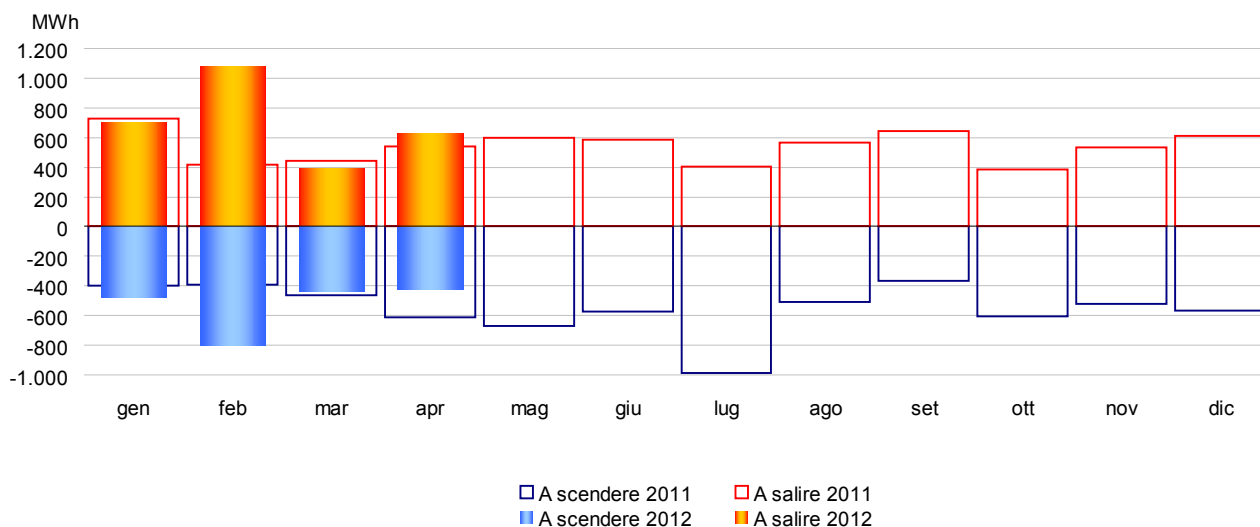
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, ad aprile, gli acquisti di Terna, sono saliti a 455 mila MWh, con un aumento tendenziale del 16,3%. In calo, invece, le vendite di

Terna nel mercato a scendere, pari a 307 mila MWh (-30,1% su base annua), valore minimo da ottobre 2011 (Grafico 6).

Grafico 6: 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), ad aprile, sono stati negoziati 1330 contratti, pari a 3,2 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 215 contratti O.T.C., pari a 1,4 milioni di MWh. La maggior parte degli scambi ha riguardato prodotti baseload e, in particolare, il mensile *Maggio 2012* e *l'Anno 2013*. Quest'ultimo ha chiuso il mese a 75,45 €/MWh, in ribasso del 2,1% rispetto a marzo. In generale, si registra un calo anche per i prezzi degli altri prodotti negoziati.

Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 21.253 MW, per un totale di 33,1 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 7). Il prodotto *Maggio 2012* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 75,85 €/MWh sul baseload e 82,00 €/MWh sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 3.645 e 1.259 MW, per complessivi 3,1 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

| PRODOTTI BASELOAD         |                      |            |                    |                      |                  |                     |                    |                   |
|---------------------------|----------------------|------------|--------------------|----------------------|------------------|---------------------|--------------------|-------------------|
|                           | Prezzo di controllo* |            | Negoziazioni<br>N. | Volumi mercato<br>MW | Volumi OTC<br>MW | Volumi TOTALI<br>MW | Posizioni aperte** |                   |
|                           | €/MWh                | variazione |                    |                      |                  |                     | MW                 | MWh               |
| <i>Maggio 2012</i>        | 75,85                | -0,8%      | 42                 | 480                  | -                | 480                 | 3.645              | 2.711.880         |
| <i>Giugno 2012</i>        | 75,60                | -1,2%      | 8                  | 100                  | -                | 100                 | 3.360              | 2.419.200         |
| <i>Luglio 2012</i>        | 79,00                | -1,3%      | 13                 | 145                  | -                | 145                 | 2.735              | 2.034.840         |
| <i>Agosto 2012</i>        | 79,00                | -          | -                  | -                    | -                | -                   | 2.595              | 1.930.680         |
| <i>III Trimestre 2012</i> | 79,00                | -1,4%      | 21                 | 155                  | 60               | 215                 | 3.195              | 7.054.560         |
| <i>IV Trimestre 2012</i>  | 80,50                | -1,7%      | 20                 | 180                  | 10               | 190                 | 2.925              | 6.461.325         |
| <i>I Trimestre 2013</i>   | 79,40                | -1,4%      | 6                  | 40                   | -                | 40                  | 40                 | 86.360            |
| <i>II Trimestre 2013</i>  | 73,00                | -0,3%      | 5                  | 10                   | -                | 10                  | 8                  | 17.472            |
| <i>Anno 2013</i>          | 75,45                | -2,1%      | 39                 | 210                  | 145              | 355                 | 1.225              | 10.731.000        |
| <b>Totale</b>             |                      |            | <b>154</b>         | <b>1.320</b>         | <b>215</b>       | <b>1.535</b>        | <b>16.083</b>      | <b>30.735.437</b> |

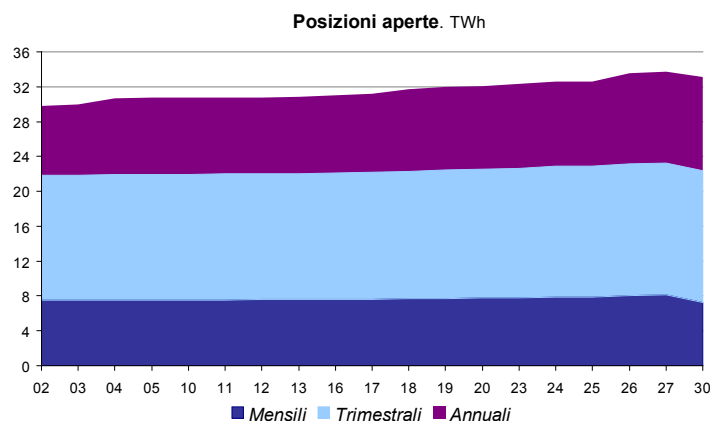
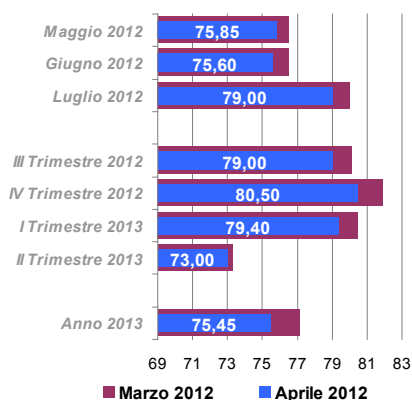
| PRODOTTI PEAK LOAD        |                      |            |                    |                      |                  |                     |                  |                  |
|---------------------------|----------------------|------------|--------------------|----------------------|------------------|---------------------|------------------|------------------|
|                           | Prezzo di controllo* |            | Negoziazioni<br>N. | Volumi mercato<br>MW | Volumi OTC<br>MW | Volumi TOTALI<br>MW | Posizioni aperte |                  |
|                           | €/MWh                | variazione |                    |                      |                  |                     | MW               | MWh              |
| <i>Maggio 2012</i>        | 82,00                | -6,0%      | 1                  | 5                    | -                | 5                   | 1.259            | 347.484          |
| <i>Giugno 2012</i>        | 81,50                | -6,7%      | 1                  | 5                    | -                | 5                   | 1.264            | 318.528          |
| <i>Luglio 2012</i>        | 89,00                | -6,0%      | -                  | -                    | -                | -                   | 959              | 253.176          |
| <i>Agosto 2012</i>        | 86,58                | -          | -                  | -                    | -                | -                   | 959              | 264.684          |
| <i>III Trimestre 2012</i> | 86,50                | -6,3%      | -                  | -                    | -                | -                   | 1.029            | 802.620          |
| <i>IV Trimestre 2012</i>  | 93,00                | -5,2%      | -                  | -                    | -                | -                   | 959              | 759.528          |
| <i>I Trimestre 2013</i>   | 98,67                | -1,4%      | -                  | -                    | -                | -                   | -                | -                |
| <i>II Trimestre 2013</i>  | 83,56                | -0,3%      | -                  | -                    | -                | -                   | -                | -                |
| <i>Anno 2013</i>          | 85,50                | -3,8%      | -                  | -                    | -                | -                   | -                | -                |
| <b>Totale</b>             |                      |            | <b>2</b>           | <b>10</b>            | <b>-</b>         | <b>10</b>           | <b>5.170</b>     | <b>2.398.536</b> |

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

\*\* Tra parentesi i valori relativi alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 7: MTE, prezzi di controllo\* dei prodotti negoziabili ad aprile 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 ad aprile 2012, pari a 26,1 milioni di MWh, hanno registrato un aumento su base annua del 24,7%. Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da contratti bilaterali, pari a 23,4 milioni di MWh, sono aumentate su base annua del 14,6%: in crescita sia i contratti non standard (+12,1%) che i contratti standard (+18,9%). Tra questi ultimi in evidenza gli off peak, più che raddoppiati (+108,9%). Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,7 milioni di MWh, sono più che quintuplicate rispetto ad un anno fa, rappresentando più del 10% del totale registrato (erano inferiori al 3% ad aprile 2011).

Nel complesso le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 14,7 milioni di MWh (+4,8%).

Si conferma invece la dinamica di segno opposto per i programmi registrati nei Conti Energia. In particolare i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 8,6 milioni di MWh, hanno segnato una flessione su base annua del 15,3%. Più contenuto, invece, il calo di quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 10,9 milioni di MWh (-4,7%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, dopo due ribassi congiunturali è risalito a 1,77 (+0,28 rispetto ad un anno fa) (Grafico 8).

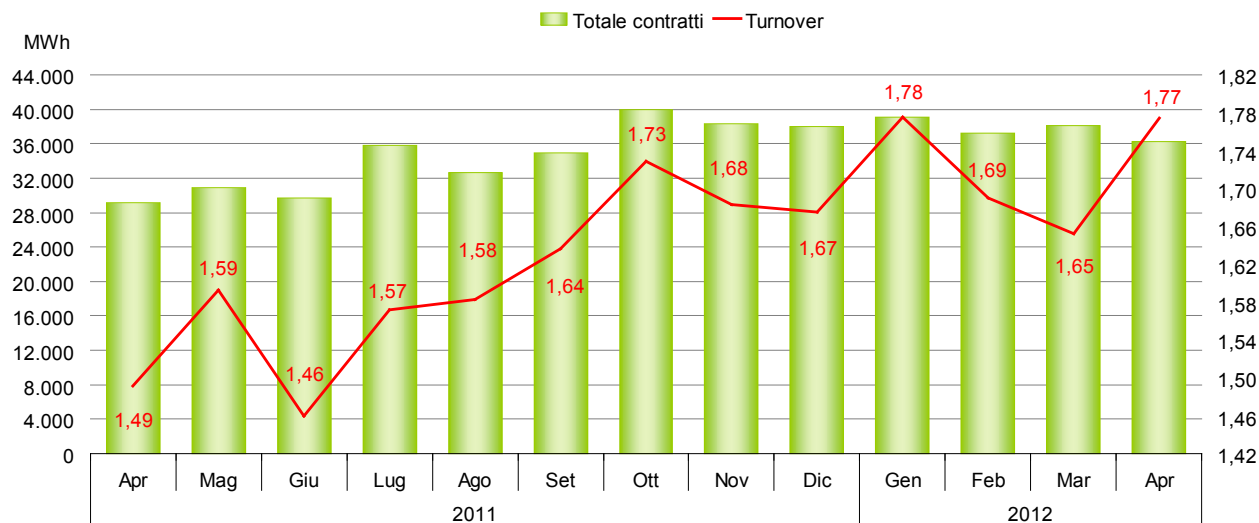
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGistrate |                   |                |               | PROGRAMMI                        |                  |           |              |                   |               |               |
|------------------------|-------------------|----------------|---------------|----------------------------------|------------------|-----------|--------------|-------------------|---------------|---------------|
|                        | MWh               | Variazione     | Struttura     | Immissione                       |                  |           | Prelievo     |                   |               |               |
|                        |                   |                |               | MWh                              | Variazione       | Struttura | MWh          | Variazione        | Struttura     |               |
| Baseload               | 7.194.196         | +11,6%         | 27,5%         | Richiesti                        | 9.351.554        | -10,6%    | 100,0%       | 10.909.918        | -4,7%         | 100,0%        |
| Off Peak               | 866.796           | +108,9%        | 3,3%          | di cui con indicazione di prezzo | 3.586.318        | +23,6%    | 38,3%        | -                 | -             | -             |
| Peak                   | 844.339           | +34,6%         | 3,2%          | Registrati                       | <b>8.584.922</b> | -15,3%    | <b>91,8%</b> | <b>10.909.918</b> | -4,7%         | <b>100,0%</b> |
| Week-end               | 240               | -80,0%         | 0,0%          | di cui con indicazione di prezzo | 2.852.758        | +9,8%     | 30,5%        | -                 | -             | -             |
| Totale Standard        | 8.905.571         | +18,9%         | 34,1%         | Rifiutati                        | 766.631          | +130,2%   | 8,2%         | -                 | -             | -             |
| Totale Non standard    | 14.519.035        | +12,1%         | 55,6%         | di cui con indicazione di prezzo | 733.561          | +140,6%   | 7,8%         | -                 | -             | -             |
| <b>PCE bilaterali</b>  | <b>23.424.606</b> | <b>14,6%</b>   | <b>89,7%</b>  | <b>Saldo programmi</b>           | -                | -         | -            | <b>2.324.995</b>  | <b>+76,0%</b> | -             |
| <b>MTE</b>             | <b>2.689.668</b>  | <b>+429,3%</b> | <b>10,3%</b>  |                                  |                  |           |              |                   |               |               |
| <b>TOTALE PCE</b>      | <b>26.114.274</b> | <b>+24,7%</b>  | <b>100,0%</b> |                                  |                  |           |              |                   |               |               |
| <b>POSIZIONE NETTA</b> | <b>14.721.600</b> | <b>+4,8%</b>   | <b>56,4%</b>  |                                  |                  |           |              |                   |               |               |

Grafico 8: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME





## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di aprile il prezzo della zona Nord del sistema italiano, attestatosi a 72,60 €/MWh, e il prezzo della borsa slovena, pari a 51,73 €/MWh, sono risultati sostanzialmente stabili su base congiunturale. Si conferma, così, un differenziale di prezzo tra le due borse su valori massimi storici, pari a 20,90 €/MWh. Tale differenziale si registra anche su base oraria, dove il prezzo italiano è risultato sempre superiore (72% delle ore) o uguale (28%) a quello sloveno. Il market coupling, coerentemente con le suddette quotazioni, ha allocato complessivamente 353

MWh medi orari, nel 99,7% delle ore in import verso l'Italia e nelle restanti 0,3% di ore in export verso la Slovenia. Di contro, si conferma la riduzione dell'utilizzo dell'asta esplicita in atto da inizio anno, sia in termini di volumi, risultati pari a circa 37 MWh medi orari, sia in termini di percentuale di ore di utilizzo, scesa al 75%. Si evidenzia, infine, che quest'ultimo meccanismo ha generato inefficienza nello 0,4% delle ore, quando le nomination hanno prodotto flussi incoerenti rispetto al differenziale di prezzo tra le due borse.

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 | Capacità allocata dal Market Coupling |
| <b>Baseload</b> | <b>72,60</b>   | <b>-0,9%</b> | <b>+12,3%</b> | <b>51,73</b> | <b>+1,0%</b> | <b>+0,1%</b>  | <b>72%</b>       | <b>28%</b>       | <b>0%</b>        | <b>353</b>                            |
| Picco           | 79,72          | -7,9%        | +8,7%         | 69,80        | +11,6%       | +13,5%        | 15%              | 17%              | 0%               | 148                                   |
| Fuori Picco     | 69,29          | +6,4%        | +20,7%        | 52,54        | +12,5%       | +1,2%         | 23%              | 9%               | 0%               | 127                                   |
| Festivo         | 69,29          | +3,7%        | +9,8%         | 35,42        | -17,3%       | -14,9%        | 34%              | 2%               | 0%               | 78                                    |

\* I prezzi sono relativi alla borsa Slovena BSP

Gráfico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

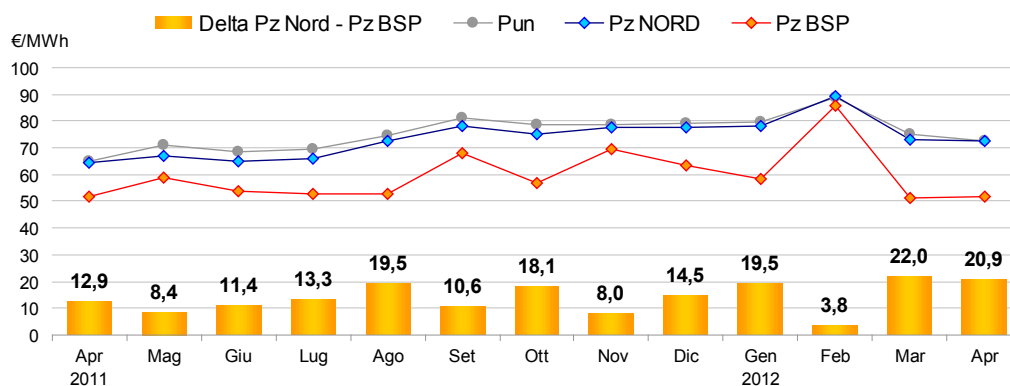
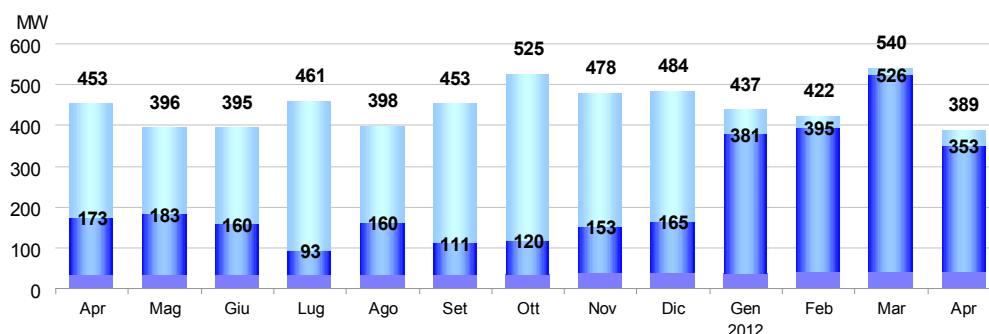


Gráfico 2: Capacità di import dalla Slovenia

Fonte: GME



## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

|               | Volumi medi (MWh)     |                            | N° di ore (%)         |                            | 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) |
| <b>Import</b> | 352,4                 | 36,3                       | 99,7%                 | 73,5%                      | 99,7%                           | 73,5%                      | 0,0%                           | 0,0%                       | 0,0%                               | 0,0%                       |
| <b>Export</b> | 0,1                   | 0,2                        | 0,3%                  | 1,5%                       | 0,3%                            | 1,1%                       | 0,0%                           | 0,0%                       | 0,0%                               | 0,4%                       |
| <b>Totale</b> | <b>352,5</b>          | <b>36,6</b>                | <b>100,0%</b>         | <b>75,0%</b>               | <b>100,0%</b>                   | <b>74,6%</b>               | <b>0,0%</b>                    | <b>0,0%</b>                | <b>0,0%</b>                        | <b>0,4%</b>                |

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

Fonte: GME

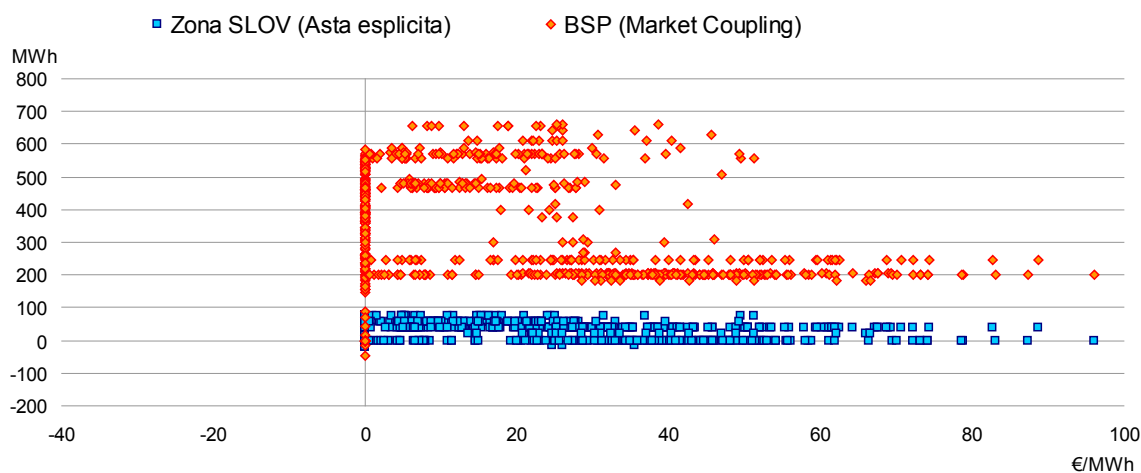
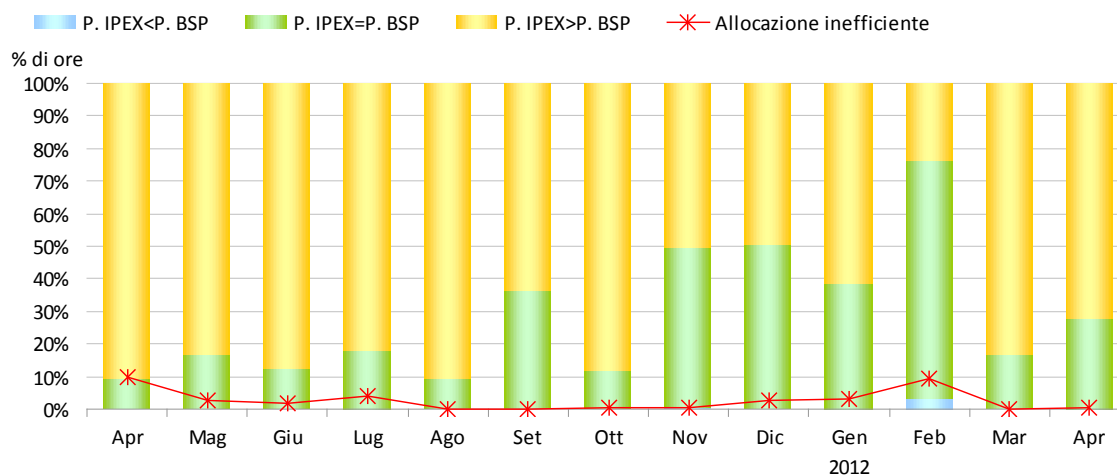


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

I consumi ad aprile registrano un debole segnale di ripresa, trainato dai soli acquisti ad uso civile, perdurando il calo degli utilizzi termoelettrici e industriali. Lato offerta riprende la consueta fase stagionale di iniezione degli stoccaggi.

Le principali quotazioni del gas italiano, PSV e PB-GAS, indicano un prezzo medio sui 28,8 €/MWh, sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente e in mercato aumento tendenziale.

Nel mese di aprile i consumi di gas si attestano a 5.198 Mmc risultando in fisiologica diminuzione congiunturale e in lieve aumento tendenziale (+6%). Quest'ultimo è completamente trainato dagli acquisti residenziali (+43%), favoriti da temperature sotto la media stagionale, a fronte della riduzione degli acquisti di impianti termoelettrici (-13%), dovuta alla

concorrenza delle fonti rinnovabili, e alla stagnazione di quelli industriali (-1%). Tali dinamiche sono confermate anche dai dati complessivi dei primi quattro mesi dell'anno, che mostrano consumi totali in lieve riduzione (-1%), per gli effetti contrapposti di domanda residenziale (+4%) e termoelettrica (-10%), in un quadro di acquisti industriali stabili.

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

| Volumi                          | MCM          | Δ% Tend    |
|---------------------------------|--------------|------------|
| <b>Domanda</b>                  | <b>5.198</b> | <b>+6%</b> |
| Impianti di Distribuzione       | 2.218        | +43%       |
| Consumi Termoelettrici          | 1.816        | -13%       |
| Consumi Industriali             | 1.105        | -1%        |
| Rete terzi e consumi di sistema | 59           | -63%       |
| <b>Offerta</b>                  | <b>5.198</b> | <b>+6%</b> |
| Import                          | 5.993        | +8%        |
| Produzione Nazionale            | 637          | -4%        |
| Sistemi di stoccaggio           | -1.432       | -13%       |

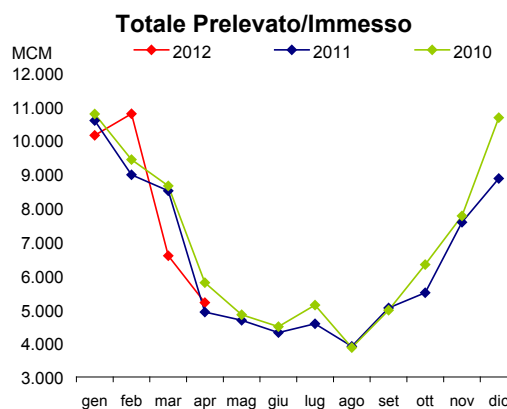
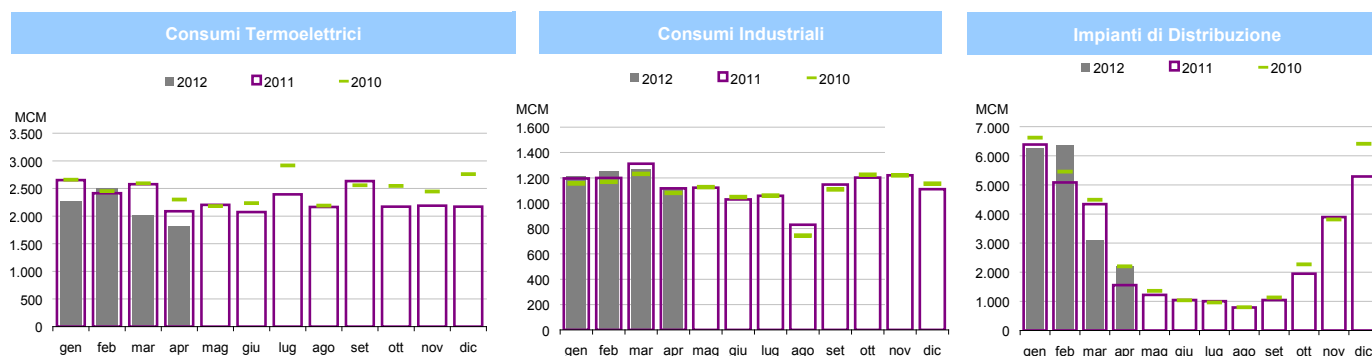


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



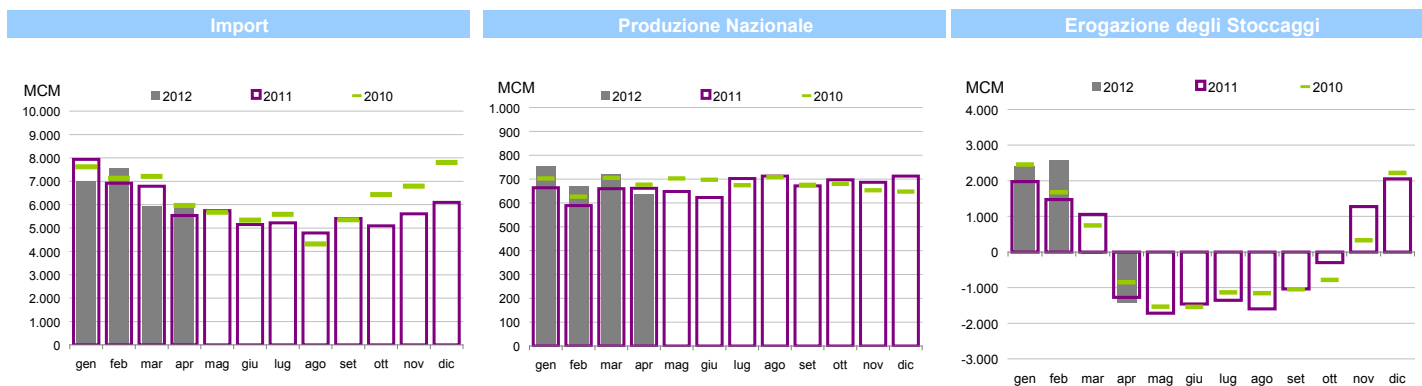
(continua)

Lato offerta si assiste ad una ripresa delle importazioni (+8%), concentrata sui gas algerino (+51%) e libico (un anno fa interrotto a causa della guerra civile), solo in parte compensata dalla riduzione del gas russo (-30%). La produzione nazionale,

pari questo mese al 12% della domanda, risulta in lieve calo (-4%), mentre riprende l'accumulo stagionale di gas negli stoccaggi con la giacenza di Stogit in crescita a 3.387 Mmc (+3%).

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



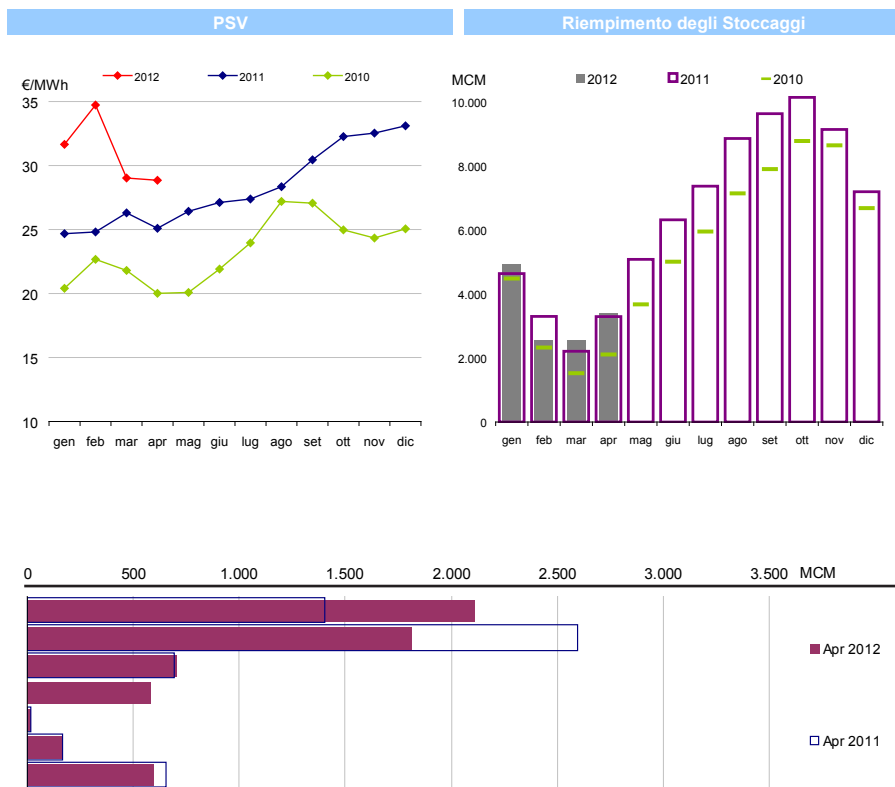
La quotazione mensile del PSV si attesta a 28,84 €/MWh, risultando sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente ma comunque in mercato aumento tendenziale (+15%). Il gas

italiano si conferma, quindi, il più elevato nel panorama europeo, sebbene il differenziale di prezzo sia in calo a circa 4 €/MWh per effetto di modesti rialzi osservati sulle piazze europee.

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

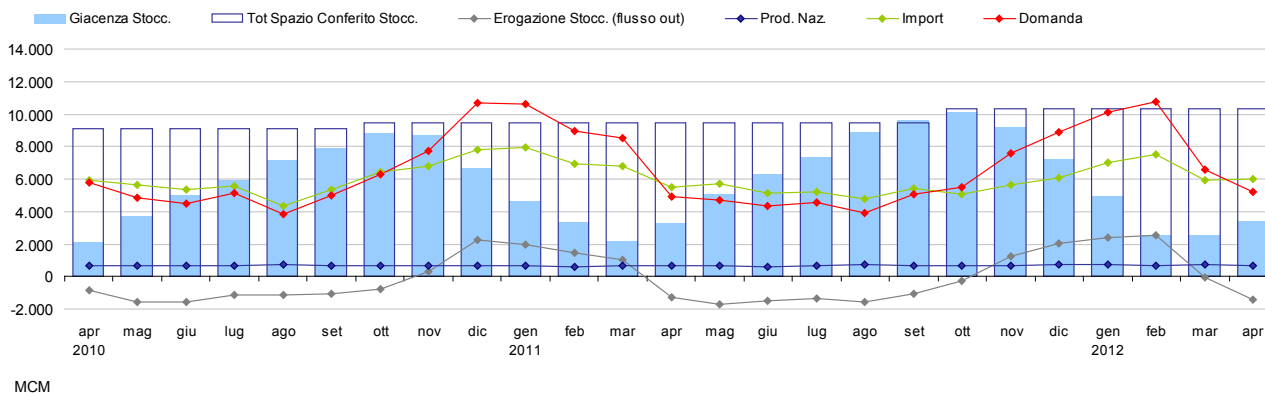
| PSV                               | €/MWh  | Δ% Tend |
|-----------------------------------|--------|---------|
| <b>Prezzo medio</b>               | 28,84  | +15%    |
| min                               | 28,25  | +21%    |
| max                               | 29,40  | +13%    |
| Stoccaggio                        | MCM    | Δ% Tend |
| <b>Stoccaggio (stock level)</b>   | 3.387  | +3%     |
| Erogazione (flusso out)           | 2      | -       |
| Iniezione (flusso in)             | 1434   | +13%    |
| Flusso netto                      | -1432  | -13%    |
| Totale Spazio Conferito           | 10.296 | +9%     |
| Quota su spazio conferito (%)     | 33%    | -2 p.p. |
| Import                            | MCM/g  | Δ% Tend |
| Capacità di trasporto giornaliera | 315    | +1%     |
| Import medio giornaliero          | 193    | +5%     |
| Quota di utilizzo (%)             | 61%    | +2 p.p. |
| Punti di Entrata                  | MCM    | Δ% Tend |
| <b>Totale Import</b>              | 5.993  | +8%     |
| Mazara del Vallo                  | 2.115  | +51%    |
| Tarvisio                          | 1.816  | -30%    |
| Passo Gries                       | 705    | +2%     |
| Gela                              | 582    |         |
| Gorizia                           | 17     | +16%    |
| Panigaglia (GNL)                  | 159    | -6%     |
| Cavarzere (GNL)                   | 598    | -9%     |



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



I mercati del gas gestiti dal GME esprimono prezzi in linea con le quotazioni al PSV. La PB-GAS, su cui sono transitati 203 Mmc, ha registrato un prezzo medio pari a 28,83 €/MWh,

anch'esso stabile rispetto al mese precedente, mentre MGP-gas ha segnato un prezzo medio pari a 28,92 €/MWh, però, ad abbinamenti in sole tre sessioni di mercato.

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 | Annuale |
|-----------------------------|-------|-------|--------------------------|--------|------------|-----|-----|---------|
| MGP-gas asta (1)            | €/MWh | -     | -                        | -      | -          | -   | -   | -       |
| MGP-gas contr. continua (2) | €/MWh | 28,92 | 3                        | 2,0%   | 0,29%      | -   | -   | -       |
| MI-gas (2)                  | €/MWh | -     | -                        | -      | -          | -   | -   | -       |
| Comp. Royalties (3)         | €/MWh | -     | -                        | -      | -          | -   | -   | -       |
| Comp. Import (3)            | €/MWh | -     | -                        | -      | -          | -   | -   | -       |
| PB-gas (1)                  | €/MWh | 28,83 | 30                       | -0,3%  | 1,5%       | -   | -   | -       |
| PSV (1)                     | €/MWh | 28,84 | -                        | -0,6%  | 1,1%       | -   | -   | -       |

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

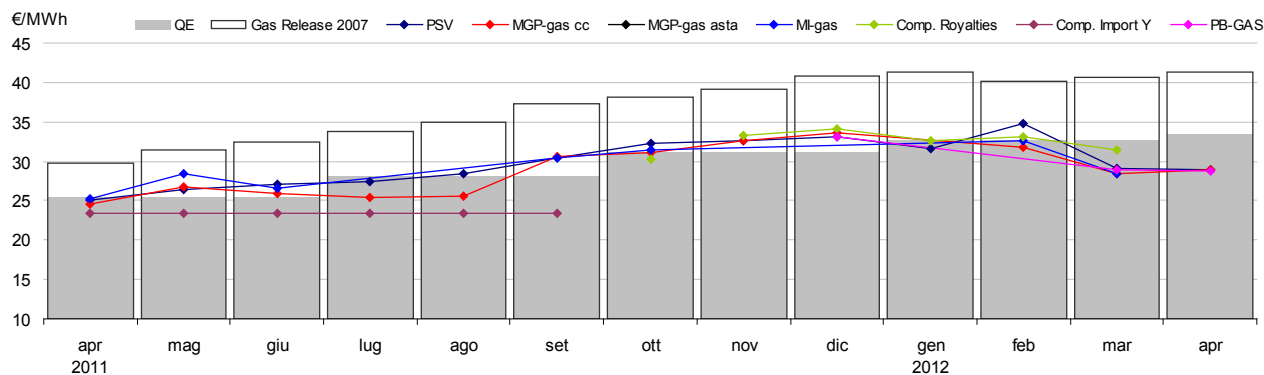


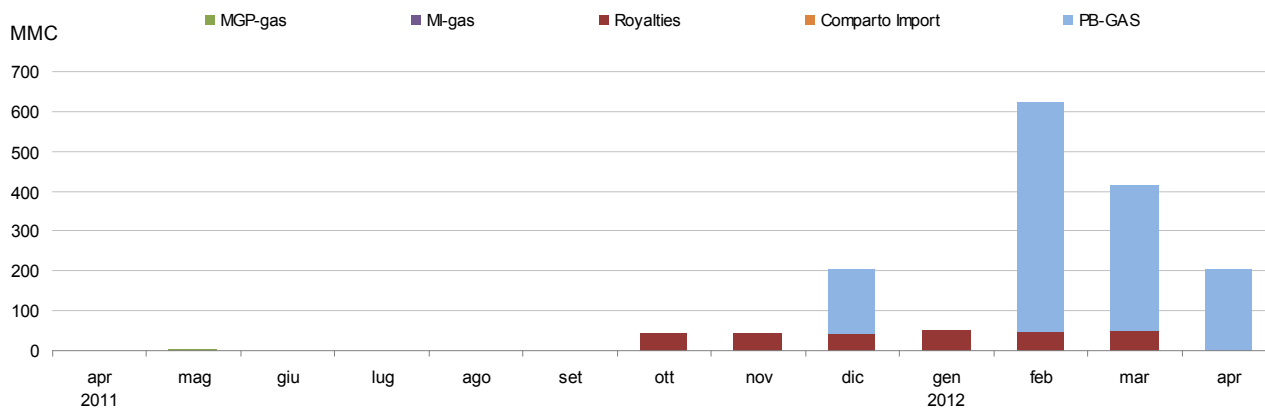
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

| MERCATO                         | UdM | M    | Δ% M-1 | M+2 | Prodotto Annuale | Totale | Operatori con abbinamenti |               | Contratti abbinati |
|---------------------------------|-----|------|--------|-----|------------------|--------|---------------------------|---------------|--------------------|
|                                 |     |      |        |     |                  |        | lato vendita              | lato acquisto |                    |
| MGP-gas asta                    | MCM | -    | -      | -   | -                | -      | -                         | -             | -                  |
| MGP-gas contrattazione continua | MCM | 1,27 | 148,9% | -   | -                | 1,27   | -                         | -             | 3                  |
| MI-gas                          | MCM | -    | -      | -   | -                | -      | -                         | -             | -                  |
| Comparto Royalties              | MCM | -    | -      | -   | -                | -      | -                         | -             | -                  |
| Comparto Import                 | MCM | -    | -      | -   | -                | -      | -                         | -             | -                  |
| PB-GAS                          | MCM | 203  | -42,4% | -   | -                | 203    | -                         | -             | -                  |

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

Fonte: dati GME, SRG





## II MERCATO DI BILANCIAMENTO DEL GAS

Il mese di aprile segna il passaggio della piattaforma di bilanciamento dalla modalità provvisoria, in cui il mercato era determinato esclusivamente dallo sbilanciamento registrato da SNAM sul sistema, alla modalità definitiva, in cui si consente la piena partecipazione degli operatori su entrambi i lati del mercato. Viene sancita, così, la trasformazione del mercato da strumento volto esclusivamente alla copertura degli sbilanciamenti a strumento che consente anche lo scambio di gas tra gli operatori. Il primo mese di operatività nella nuova modalità registra solo un lieve aumento dei volumi transitati sulla piattaforma rispetto allo sbilanciamento assoluto cumulato di SNAM: 2,14 TWh rispetto ai 2,05 TWh del TSO (96% del totale).

Lo sbilanciamento, che questo mese ha costituito poco meno del 4% della domanda, si è determinato, soprattutto, sugli acquisti termoelettici, risultati nella maggior parte dei casi sovrastimati, e su quelli residenziali. In particolare, il sistema è risultato lungo in 18 giorni, in cui sono stati scambiati 1,21 TWh di cui 1,18 TWh venduti da SNAM (98%), e corto per i restanti 12 giorni, in cui sono stati scambiati 0,93 TWh di cui 0,87 TWh acquistati da SNAM (94%). In tale contesto, il prezzo medio

del mercato di bilanciamento è stato pari a 28,83 €/MWh, valore sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente e in linea con le quotazioni PSV. Il prezzo si conferma inferiore rispetto alla media complessiva e al PSV nei giorni in cui lo sbilanciamento è positivo, risulta, invece, superiore negli altri, generando un differenziale tra i due casi di circa 80 centesimi di €/MWh.

Sul mercato si confermano da un lato una buona partecipazione degli operatori, con 40 operatori con scambi a fronte di 61 operatori soggetti all'obbligo d'offerta, dall'altro un elevato grado di concentrazione, evidenziato sia dagli HHI<sup>1</sup> che dal CR3<sup>2</sup> nonché dall'indice di operatore marginale (IOMq)<sup>3</sup> del primo operatore. Quest'ultimo, che misura la massima quota di volumi su cui lo stesso operatore ha fissato il prezzo, risulta peraltro in aumento al 54% (+12 p.p.).

Gli indicatori calcolati al margine delle curve di domanda e offerta evidenziano un miglioramento del livello di attività in un intervallo del ±5% del prezzo di equilibrio, in cui risultano complessivamente presenti 22/28 operatori, nonché un maggior grado di elasticità delle curva di domanda e offerta in un intorno del ±5% della quantità di equilibrio.

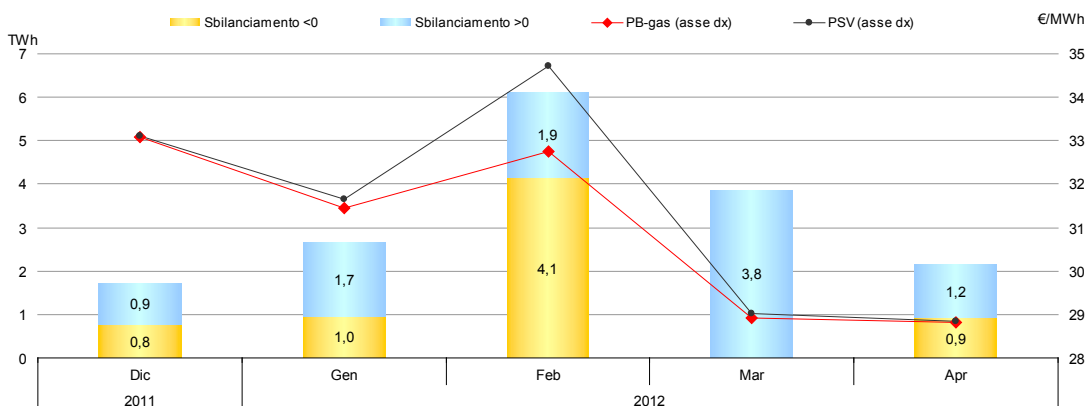
Tabella 1: Esiti del mercato

Fonte: dati GME

| Offerta di 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        | 12                 | 1   | 29,32        | -0,6%  | 0,34  | 0,7%           | -    | 77.496            | 1076%  |
| Vendita         | 18                 | 30  | 28,50        | -1,4%  | -0,23 | 0,5%           | 3,0% | 67.553            | -47%   |
| Totale          | 30                 | 31  | 28,83        | -0,3%  | -0,02 | 1,5%           | 3,0% | 71.531            | -42%   |

Grafico 1: Andamento mensile degli esiti del mercato

Fonte: dati GME



<sup>1</sup>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.

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

<sup>3</sup>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

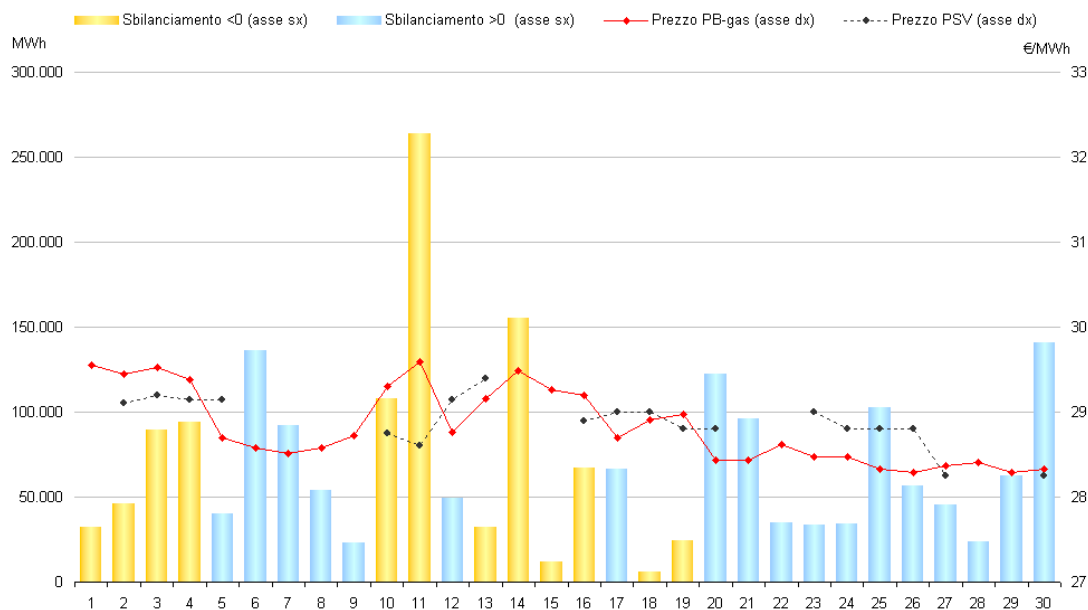


Tabella 2: Partecipazione al mercato

Fonte: dati GME

| Offerta di 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 | M      | M-1 | M                                     | M-1  | M      | M-1  |
| Acquisto        | 27                  | 3   | 4.398 | 7.725 | 61%  | 100% | 28                            | 3   | 19     | 8   | 4,3%                                  | 0,0% | -0,9%  | 0,0% |
| Vendita         | 38                  | 35  | 2.172 | 2.814 | 57%  | 42%  | 29                            | 26  | 24     | 12  | 0,0%                                  | 0,1% | 0,0%   | 0,0% |
| Totale          | 40                  | 35  | 3.062 | 2.972 | 54%  | 42%  | 28                            | 25  | 22     | 11  | 1,7%                                  | 0,1% | -0,4%  | 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

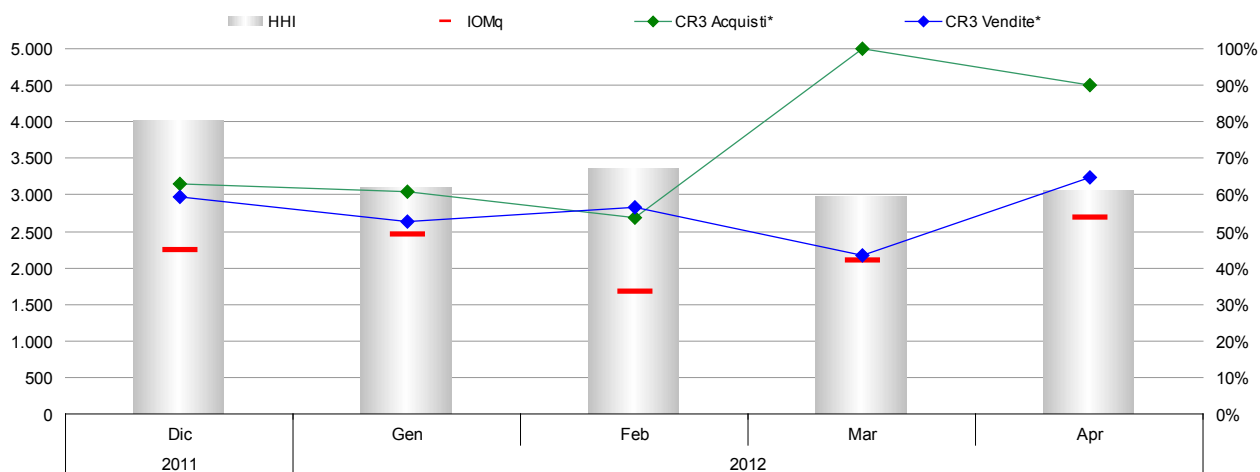
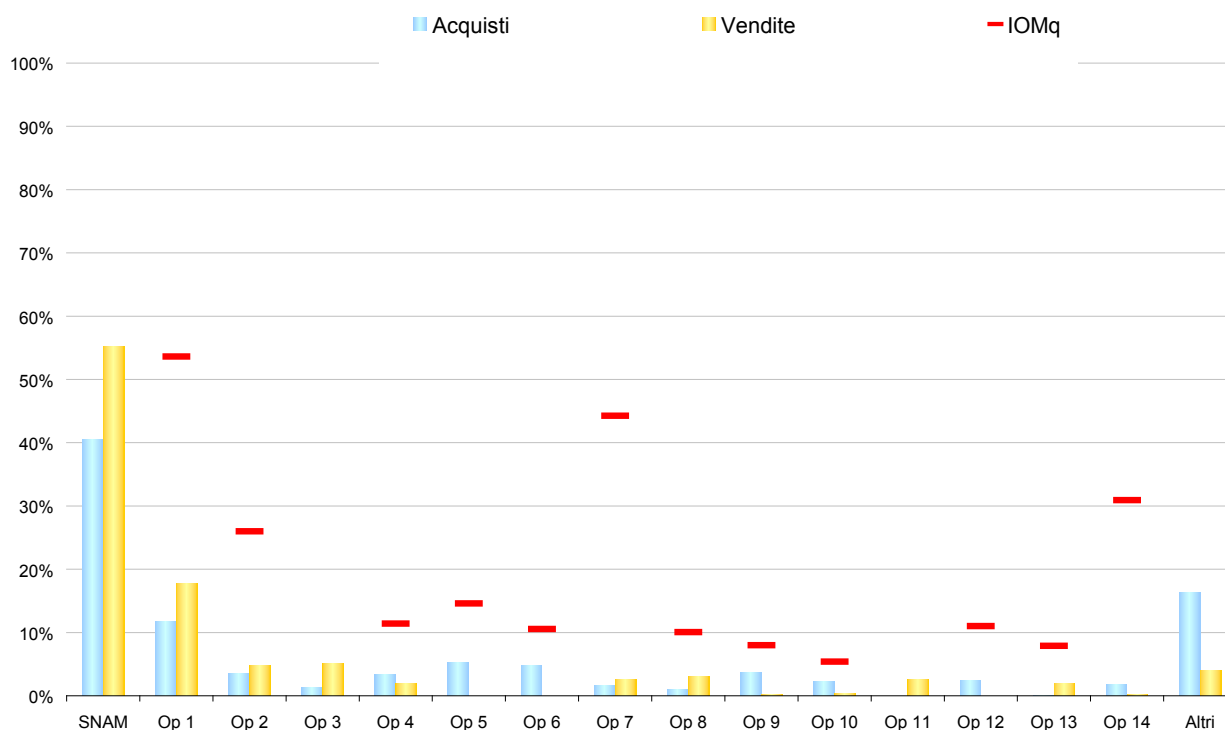


Grafico 4: Quote di mercato e IOMq

Fonte: dati GME



## AVVIO NEGOZIAZIONI STOCCAGGIO VIRTUALE GAS

Il Decreto Legislativo 13 agosto 2010, n. 130, recante misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, introduce, in attuazione delle previsioni di cui all'articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n. 99, misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente concorrenziale anche attraverso il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Nel favorire l'anticipazione degli effetti conseguenti allo sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, l'articolo 9, comma 2, del d.lgs. 130/10, stabilisce che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas disciplini misure che comprendano la possibilità, per i soggetti investitori in detta capacità di stoccaggio aggiuntiva, di poter richiedere alla società GSE, fino alla progressiva entrata in esercizio delle nuove capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare il gas naturale nel periodo estivo ed averlo riconsegnato nel successivo periodo invernale, per quantità massime corrispondenti alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata ai sensi dell'articolo 7 del predetto decreto. L'articolo 11, comma 1, del d.lgs. 130/10 introduce, inoltre, misure a favore della flessibilità dell'offerta nel mercato del gas naturale, stabilendo che al fine di promuovere la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, le misure di cui all'articolo 9, comma 1, prevedono l'obbligo per i soggetti investitori che si avvalgano di dette misure, di offrire in vendita

nei sistemi di negoziazione gestiti dal GME i quantitativi di gas naturale agli stessi resi disponibili nel periodo invernale attraverso i servizi di cui al comma 2 del medesimo articolo 9.

Con deliberazione 67/2012/R/GAS è stato, tra l'altro, disposto che l'insieme dei sistemi di negoziazione del GME, nell'ambito dei quali i soggetti investitori aderenti, o soggetti da questi ultimi delegati, potranno adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati, siano costituiti alternativamente o cumulativamente: A. dalla Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto, denominato "Ex d.lgs. 130/10".

Tale comparto, funzionante secondo meccanismi simili a quelli dell'attuale comparto import della medesima piattaforma (negoziato continua), è attivo dal 7 maggio per lo scambio dei prodotti semestrali con consegna ottobre, mentre a partire dal 1 agosto sarà possibile scambiarsi anche i prodotti mensili.

B. dal Mercato a pronti del gas (MGP-GAS) organizzato e gestito dal GME.

Le cessioni sul mercato a pronti MGP-GAS si svolgeranno secondo la modalità di negoziazione continua seguita da una fase di negoziazione asta a partire dal 27 settembre, data in corrispondenza della quale si apre la sessione del mercato a pronti con consegna 1 ottobre.

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di aprile in Europa le quotazioni petrolifere e del gas si mantengono sui livelli più elevati registrati dal 2008, evidenziando variazioni congiunturali tra loro discordi che non alterano di fatto il trend di fondo rialzista osservato sui mercati dei combustibili nel primo trimestre del 2012. In controtendenza si conferma, invece, il carbone, il cui

prezzo, stabile al livello più basso dell'ultimo anno, consolida la dinamica ribassista seguita nell'ultimo semestre. Sulle borse elettriche le quotazioni risultano stabili o in lieve diminuzione rispetto ai valori di inizio anno, con movimenti al ribasso che appaiono più accentuati sui listini mediterranei.

Ad aprile si registra una modesta attenuazione del trend fortemente rialzista osservato nei primi tre mesi del 2012 sul Brent, le cui quotazioni si attestano a 119,5 \$/bbl, valore lievemente inferiore sia rispetto a marzo (-4,6%) che ad un anno fa (-3,2%), ma comunque tra i più elevati degli ultimi quattro anni. La flessione spinge al ribasso anche le aspettative degli operatori, orientate nel lungo termine verso una progressiva riduzione del differenziale creatosi nel corso del 2011 tra il riferimento europeo e quello statunitense. Il calo del greggio si riflette sul prezzo dei suoi prodotti di raffinazione, sceso a 742 \$/MT nel caso dell'olio combustibile e a 1.004 \$/MT per il gasolio. La debole dinamica ribassista rilevata sul Brent favorisce sui due combustibili diminuzioni comprese tra 1/2% sia su base congiunturale che tendenziale, segnalando come unica eccezione la ripresa manifestata dall'olio combustibile rispetto ai livelli di un anno fa (+5%).

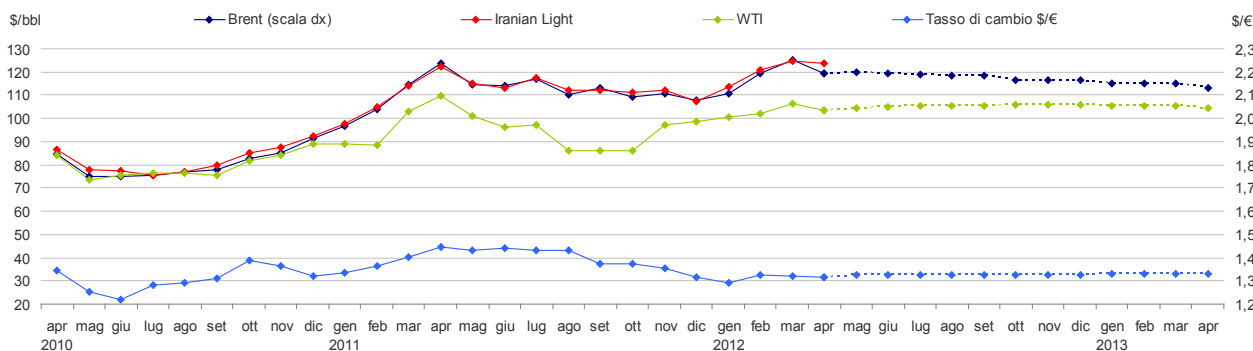
D'altro canto, sui mercati del carbone la relativa stabilità del prezzo non determina sostanziali variazioni nella propensione che ha portato le quotazioni dell'API2 a 96 \$/MT, con una contrazione del 20% rispetto al dato di settembre 2011 e del 25% rispetto ai valori di un anno fa. A fronte di ciò, le attese espresse dai futures confermano prospettive lievemente rialziste, soprattutto a partire dal 2013. La conversione in euro delle quotazioni dei combustibili non produce impatti di rilievo nelle loro variazioni congiunturali, incorporando gli effetti di un tasso di cambio stabile per il terzo mese consecutivo a 1,32 \$/€. Tuttavia, rispetto al dato del 2011, questo valore palesa un forte deprezzamento dell'euro nei confronti della moneta statunitense (-9%), tale da favorire peraltro un'inversione delle dinamiche tendenziali ribassiste osservate sui mercati del greggio e del gasolio, i cui prezzi annui espressi in euro evidenziano incrementi del 6/9%.

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

| FUEL               | UdM    | Quotazioni spot |             |              |                     | Quotazioni futures |           |           |          |
|--------------------|--------|-----------------|-------------|--------------|---------------------|--------------------|-----------|-----------|----------|
|                    |        | Apr 12          | Diff M-1(%) | Diff M-12(%) | Ultima quot. future | Mag 12             | Giù 12    | Lug 12    | Calendar |
| Exch. Rate \$/€    | -      | 1,32            | -0,4%       | -9,0%        | 1,33                | 1,32 ▼             | 1,32 ▼    | 1,32 -    | 1,33 ▼   |
| Brent              | \$/bbl | 119,5           | -4,6%       | -3,2%        | 125,3               | 119,7 ▼            | 119,3 ▼   | 118,8 -   | 112,3 ▼  |
| FOB                | €/bbl  | 90,8            | -4,3%       | +6,4%        | 93,9                | 90,4 ▼             | 90,1 ▼    | 89,7 -    | 84,3 ▼   |
| Fuel Oil           | \$/MT  | 741,7           | -2,0%       | +4,9%        | 759,8               | 729,5 ▼            | 728,3 ▼   | 726,8 -   | 681,8 ▼  |
| 1% FOB ARA Barge   | €/MT   | 563,5           | -1,6%       | +15,3%       | 569,3               | 550,9 ▼            | 549,9 ▼   | 548,6 -   | 511,8 ▼  |
| Gasoil             | \$/MT  | 1.004,0         | -1,8%       | -1,2%        | 1.030,8             | 1.013,8 ▼          | 1.010,0 ▼ | 1.007,6 - | 975,0 ▼  |
| 0,1% FOB ARA Barge | €/MT   | 762,8           | -1,4%       | +8,6%        | 772,4               | 765,6 ▼            | 762,6 ▼   | 760,6 -   | 732,0 ▼  |
| Coal               | \$/MT  | 96,0            | -0,5%       | -25,1%       | 100,0               | 96,6 ▼             | 97,9 ▼    | 99,5 -    | 110,4 ▼  |
| API2 CIF ARA       | €/MT   | 73,0            | -0,1%       | -17,7%       | 74,9                | 73,0 ▼             | 73,9 ▼    | 75,1 -    | 82,8 ▼   |

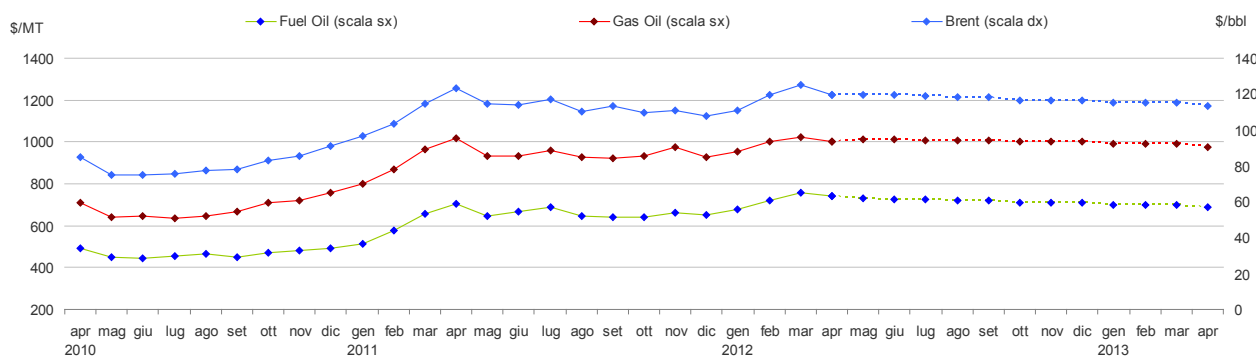
(continua)

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



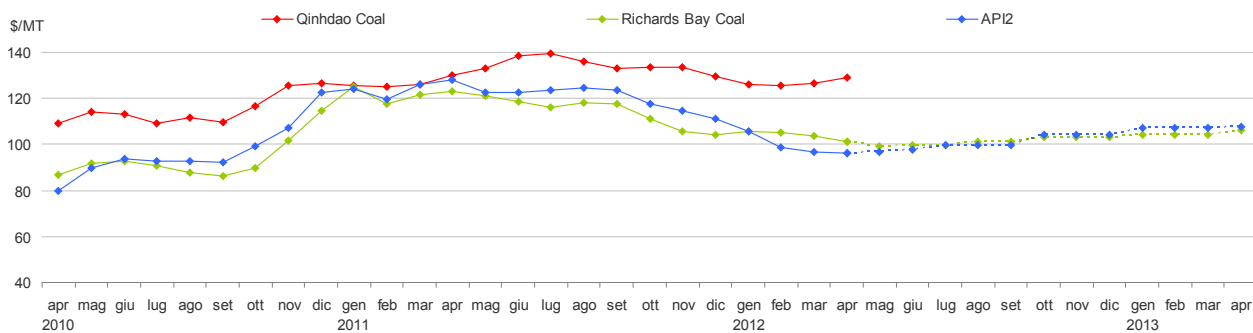
Fonte: Thomson-Reuters

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 differenza di quanto osservato sul greggio, le quotazioni ai principali hub centro-nord europei del gas risultano in crescita sia su base mensile che annua, allineandosi attorno ai 25 €/MWh (rispettivamente +4%, +9/13%), valori tra i più alti degli ultimi tre anni e mezzo.

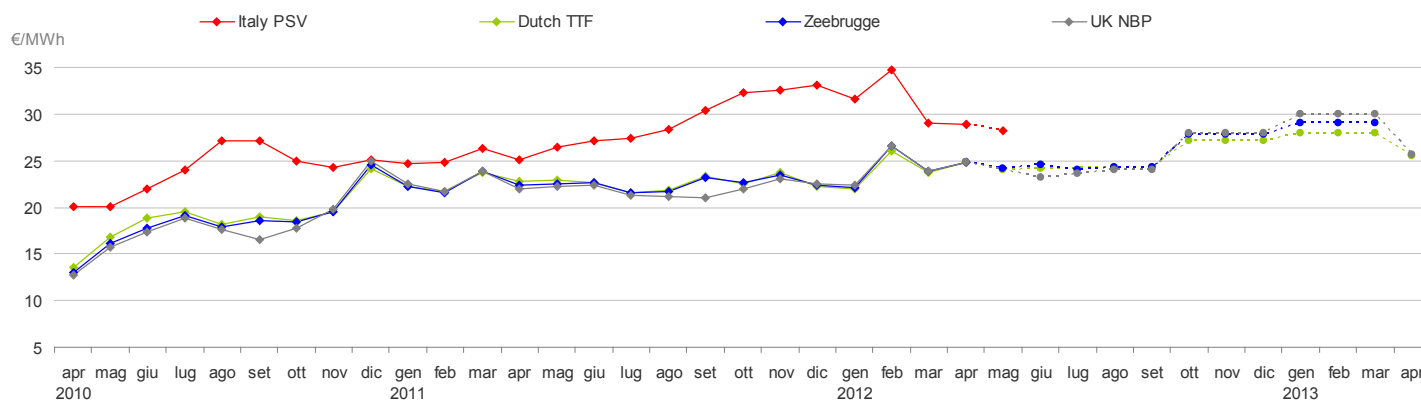
Merita rilevare che le dinamiche moderatamente rialziste registrate in questa prima parte del 2012 in Europa centro-settentrionale non trovano riscontro in Italia, dove il prezzo al PSV rimane stabile sui 29 €/MWh, mantenendosi superiore

all'aprile scorso (+14,9%), ma su livelli più bassi del trimestre finale del 2011 (-9% su dicembre). In conseguenza di ciò, il differenziale tra il riferimento italiano e le quotazioni estere, dilatatosi nella seconda parte del 2011, torna progressivamente a stringersi e ad attestarsi sui 4 €/MWh. In ottica futura, i mercati a termine esprimono aspettative conservative per il periodo aprile-settembre, mostrando una nuova ripresa delle quotazioni all'avvio del nuovo anno termico, in linea con l'andamento 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        | Apr 12 | Diff M-1(%) | Diff M-12(%) | Ultima quot. future        | Mag 12  | Giù 12  | Lug 12  | Gas Year 12 |
| PSV DA                  | Italia      | 28,84  | -0,6%       | +14,9%       | 28,60                      | 28,25   | -       | -       | -           |
| Dutch TTF               | Olanda      | 24,81  | +4,2%       | +8,8%        | 24,20                      | 24,00 ▼ | 24,10   | -       | 26,55 ▼     |
| Zeebrugge               | Belgio      | 24,82  | +4,0%       | +10,6%       | 24,11                      | 24,08 ▼ | 24,60 ▼ | 23,97   | 27,16 ▼     |
| UK NBP                  | Regno Unito | 24,85  | +4,0%       | +12,8%       | -                          | -       | 23,16 ▼ | 23,60 ▼ | 27,23 ▼     |



Variazioni di minima entità rispetto ai valori di marzo si riscontrano anche sulle principali borse elettriche centro-europee, dove i prezzi tendono a convergere sui 42/47 €/MWh, segnalando invece riduzioni tendenziali di più significativa intensità (-10/-19%).

Diminuzioni congiunturali più consistenti interessano per contro i listini mediterranei, sui quali le quotazioni scendono a 41,21 €/MWh in Spagna, valore minimo dell'ultimo anno e mezzo (-13,4% su marzo, -9,3 sul 2011), e a 72,72 €/MWh in Italia, dove tuttavia, a fronte di un calo di poco superiore al 3% rispetto al mese precedente, il dato mostra

un incremento sul 2011 che riflette la crescita del costo di generazione a gas (+11,6%).

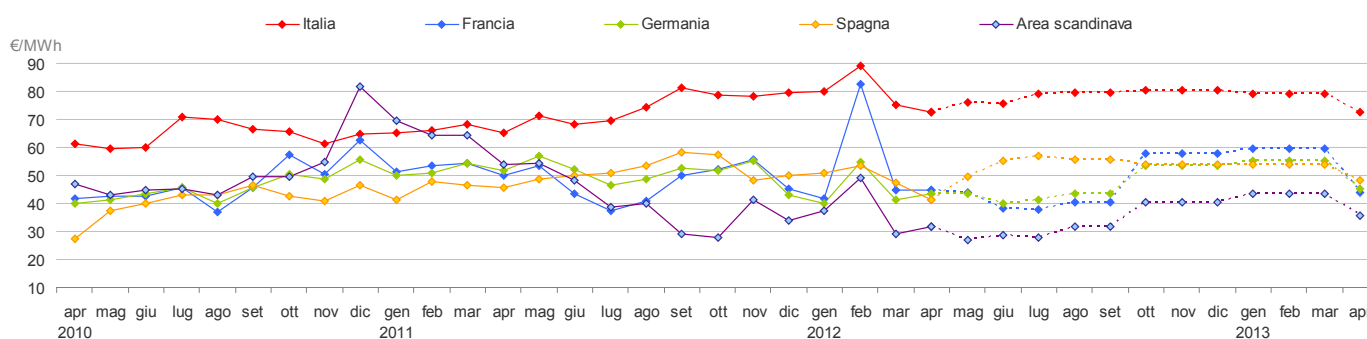
In prospettiva, l'andamento dei futures evidenzia fino a marzo 2013 una minima volatilità attorno agli 80 €/MWh delle quotazioni mensili italiane, seguendo, invece, più da vicino il tipico andamento stagionale della domanda in Europa centrale. In quest'ultimo caso, le aspettative degli operatori indicano un marcato incremento dei prezzi a partire da ottobre, anticipato da una ripresa più lieve prevista dal mese di agosto.



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

Fonte: Thomson-Reuters

| Quotazioni spot (€/MWh) |        |             |              |                     | Quotazioni futures (€/MWh) |         |         |          |  |
|-------------------------|--------|-------------|--------------|---------------------|----------------------------|---------|---------|----------|--|
| Area                    | Apr 12 | Diff M-1(%) | Diff M-12(%) | Ultima quot. future | Mag 12                     | Giu 12  | Lug 12  | Calendar |  |
| Italia                  | 72,72  | -3,4%       | +11,6%       | 73,98               | 76,00 ▼                    | 75,75 ▼ | 79,25 - | 74,95 ▼  |  |
| Francia                 | 44,92  | +0,6%       | -10,4%       | 49,83               | 44,00 ▼                    | 38,30 ▼ | 38,00 - | 51,00 ▼  |  |
| Germania                | 43,57  | +5,9%       | -15,5%       | 41,31               | 43,58 ▼                    | 39,85 ▼ | 41,39 - | 50,50 ▼  |  |
| Svizzera                | 47,38  | -12,2%      | -11,5%       | -                   | -                          | -       | -       | -        |  |
| Austria                 | 42,45  | +1,6%       | -19,2%       | -                   | -                          | -       | -       | -        |  |
| Spagna                  | 41,21  | -13,4%      | -9,3%        | 45,70               | 49,50 ▼                    | 55,10 ▲ | 56,96 - | 51,00 ▼  |  |
| Regno Unito             | 46,73  | +0,6%       | -6,1%        | 45,82               | 44,29 ▼                    | 43,34 ▼ | 44,16 - | -        |  |
| Area scandinava         | 31,71  | +8,6%       | -41,1%       | 25,60               | 26,80 ▼                    | 28,66 ▲ | 27,78 - | 39,20 ▲  |  |



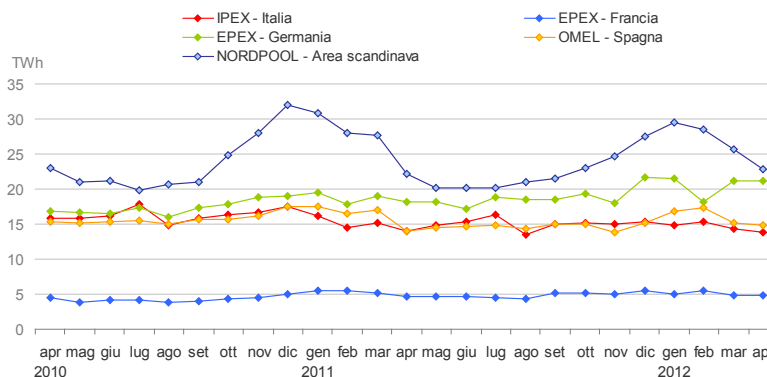
Relativamente alle quantità scambiate, Epex, l'exchange di riferimento per l'area franco-tedesca, si conferma anche nel mese di aprile la borsa più capiente (26,1 TWh), davanti a NordPool (22,8 TWh), i cui volumi risultano peraltro in modesto

recupero su base tendenziale (+2,8%). Seguono, nel ranking delle borse, i listini mediterranei con contrattazioni che si attestano sui 14-15 TWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

| Volumi spot (TWh) |        |              |
|-------------------|--------|--------------|
| Area              | Apr 12 | Diff M-12(%) |
| Italia            | 13,9   | -0,5%        |
| Francia           | 4,9    | +4,2%        |
| Germania          | 21,2   | +16,1%       |
| Svizzera          | 1,3    | +22,4%       |
| Austria           | 0,9    | +39,7%       |
| Spagna            | 14,8   | +5,5%        |
| Regno Unito       | 1,5    | -15,0%       |
| Area scandinava   | 22,8   | +2,8%        |



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di aprile 2012, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 449.194 TEE, in aumento rispetto ai 279.017 TEE scambiati a marzo.

Dei 449.194 TEE sono stati scambiati 171.398 TEE di Tipo I, 134.793 TEE di Tipo II e 143.003 TEE di Tipo III.

La tendenza positiva dei prezzi nel primo trimestre 2012 vede una battuta di arresto nel mese di aprile, con una diminuzione del 3,63 % per la Tipologia I, del 2,48 % per la Tipologia II e 4,60% per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 101,81 € (rispetto a 105,64 € di marzo), i titoli di tipo II ad una media di 102,37 € (rispetto a € 104,98 del mese scorso) e i titoli di tipo III ad una media di 101,39 € (rispetto a 106,28 € del mese precedente).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 2.577.099 (1.045.448 di tipo I, 906.099 di tipo II e 625.552 di tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 14.013.151.

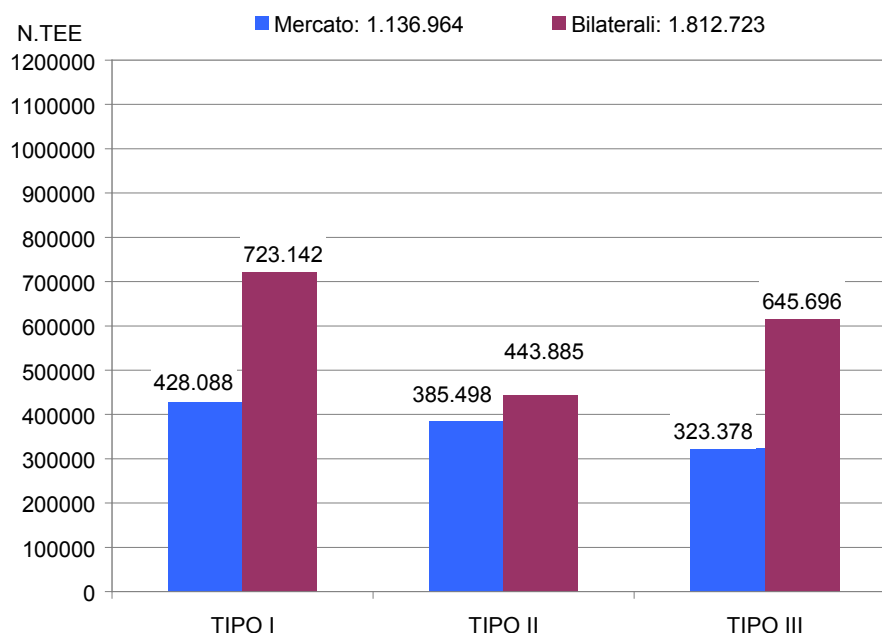
TEE, risultati del mercato del GME - aprile 2012

Fonte: GME

|                                | Tipo I          | Tipo II         | Tipo III        |
|--------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Volumi TEE scambiati (n. TEE)  | 171.398         | 134.793         | 143.003         |
| Controvalore (€)               | € 17.449.544,07 | € 13.799.262,17 | € 14.498.991,98 |
| Prezzo minimo (€/TEE)          | € 100,30        | € 100,40        | € 8,00          |
| Prezzo massimo (€/TEE)         | € 104,20        | € 104,30        | € 104,00        |
| Prezzo medio ponderato (€/TEE) | € 101.81        | € 102.37        | € 101.39        |

TEE, titoli scambiati al 30 aprile 2012

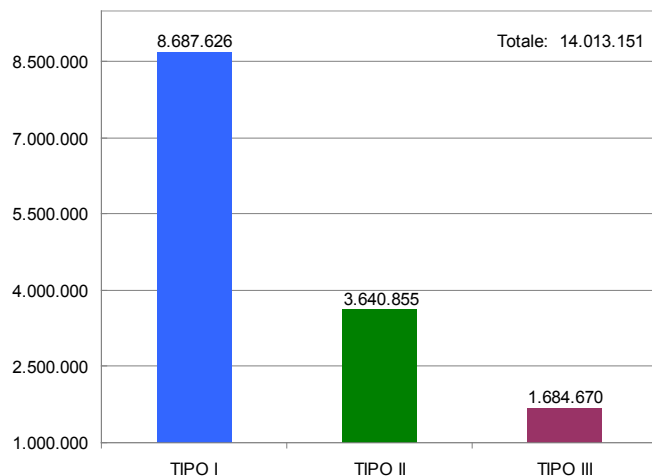
Fonte: GME



(continua)

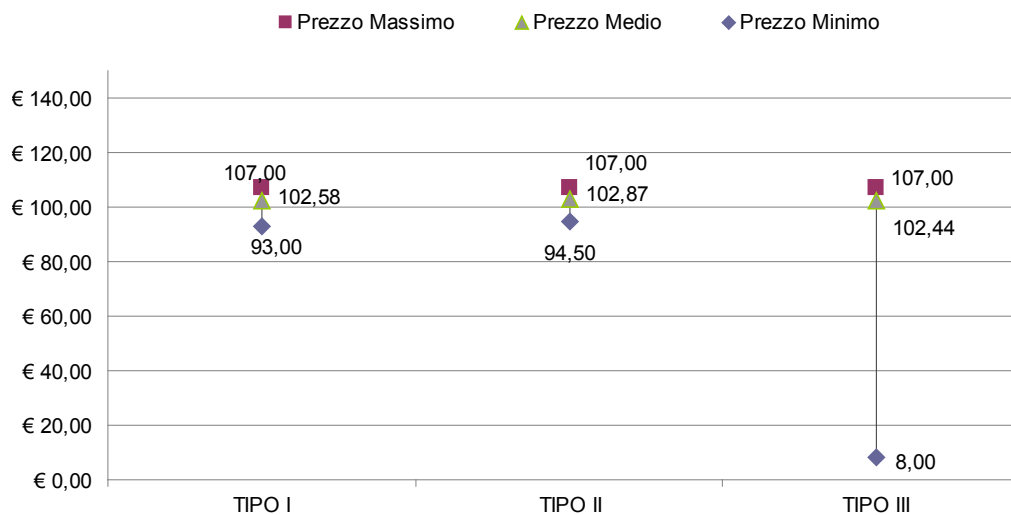
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine aprile 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



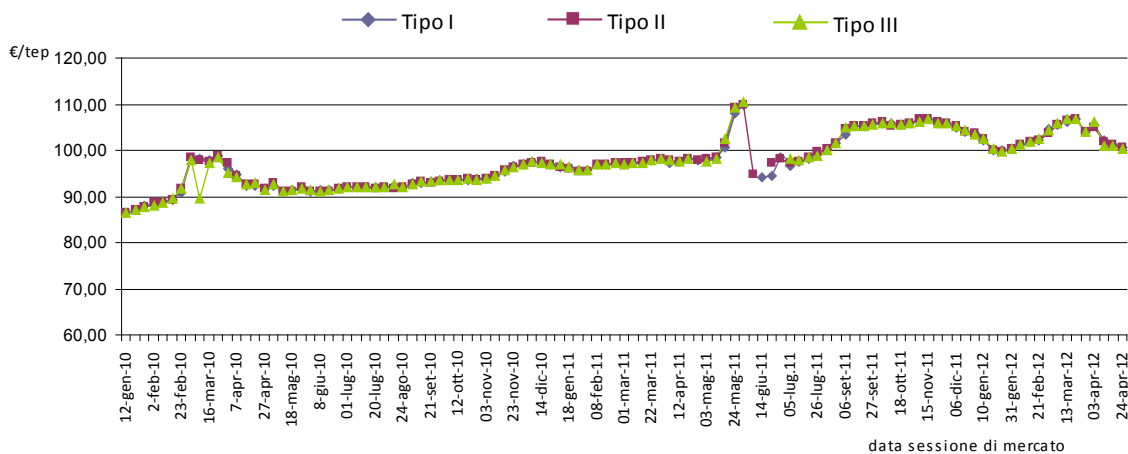
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (al 30 aprile 2012). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 ad aprile 2012)

Fonte: GME



Nel corso del mese di aprile 2012 sono stati scambiati 831.883 titoli delle varie tipologie attraverso contratti bilaterali.

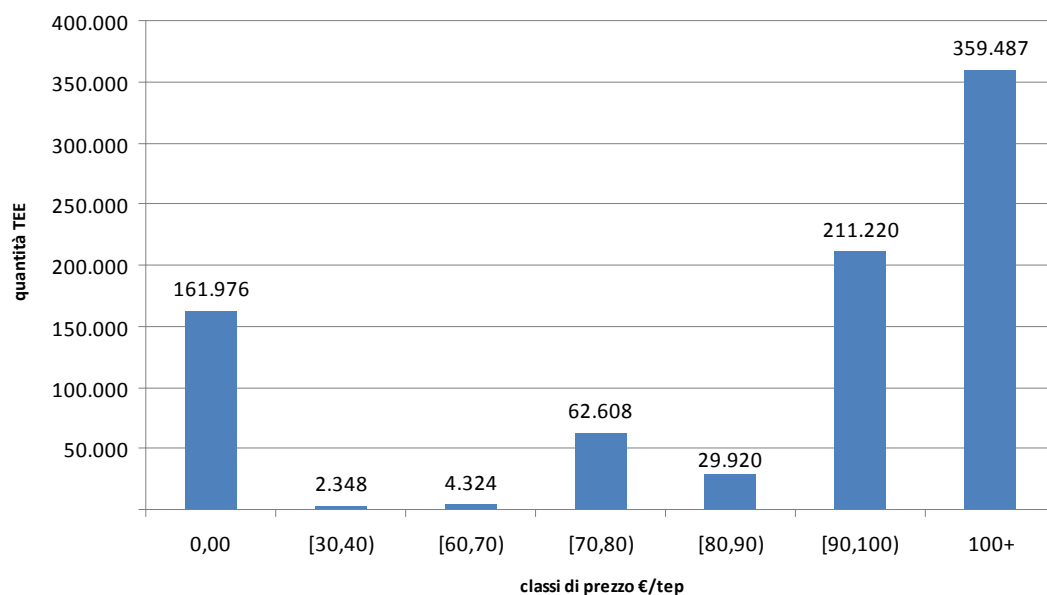
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di aprile 2012, è stata pari a 77,88 €, mi-

nore di 24,76 € rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 102,64 €.

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo aprile 2012

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di aprile 2012 sono stati scambiati 122.419 CV, in diminuzione rispetto ai 426.007 CV negoziati nel mese di marzo.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2012 con un numero di certificati pari a 66.937 (5.551 CV\_2012 a marzo) e dei CV con anno di riferimento 2011 con un volume pari a 53.662 (412.906 CV\_2011 il mese scorso).

Seguono, infine, i CV con anno di riferimento 2010\_TRL con una quantità pari a 1.820 (3.649 CV\_2010\_TRL il mese scorso).

Con riferimento all'andamento dei prezzi, la tendenza iniziata nel mese di marzo si conferma in ribasso. I CV\_10\_TRL registrano

infatti, una diminuzione dei prezzi pari a 6,72 €/MWh rispetto a marzo, con un prezzo medio pari a 73,74 €/MWh, mentre per i CV\_2011 il prezzo medio registrato è stato pari a 78,06 con una diminuzione pari a 3,12 €/MWh. Unica eccezione, è risultato l'aumento di 1,63 €/MWh dei CV\_2012 con un prezzo medio pari a 73,54.

(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.

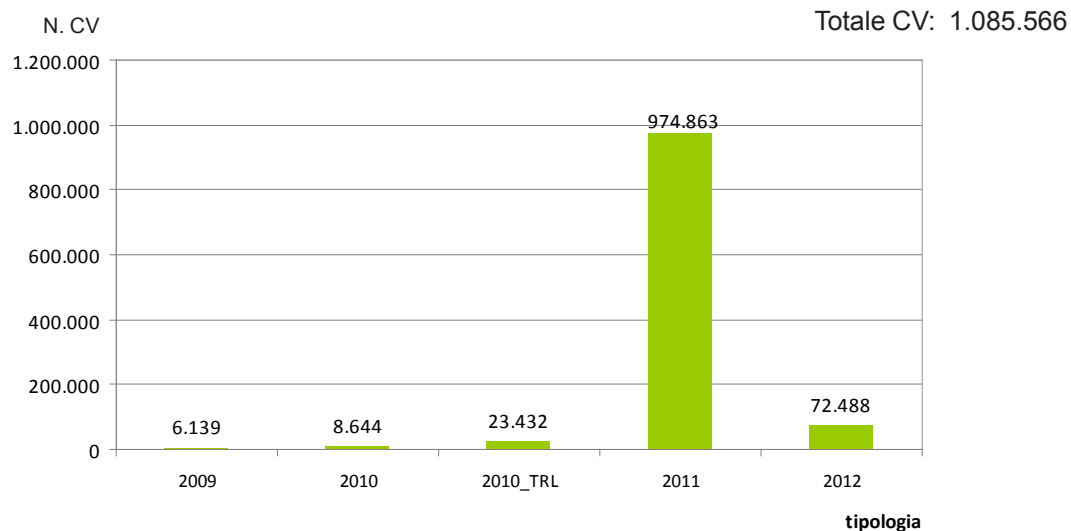
CV, risultati del mercato GME Aprile 2012

Fonte: GME

|                             | Anno di riferimento |                |                |
|-----------------------------|---------------------|----------------|----------------|
|                             | 2010_TRL            | 2011           | 2012           |
| Volumi CV scambiati (n. CV) | 1.820               | 53.662         | 66.937         |
| Valore totale (€)           | € 134.211,90        | € 4.188.817,07 | € 4.922.495,66 |
| Prezzo minimo (€/CV)        | € 73,30             | € 75,00        | € 72,50        |
| Prezzo massimo (€/CV)       | € 74,90             | € 79,35        | € 76,00        |
| Prezzo medio (€/CV)         | € 73,74             | € 78,06        | € 73,54        |

CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2012)

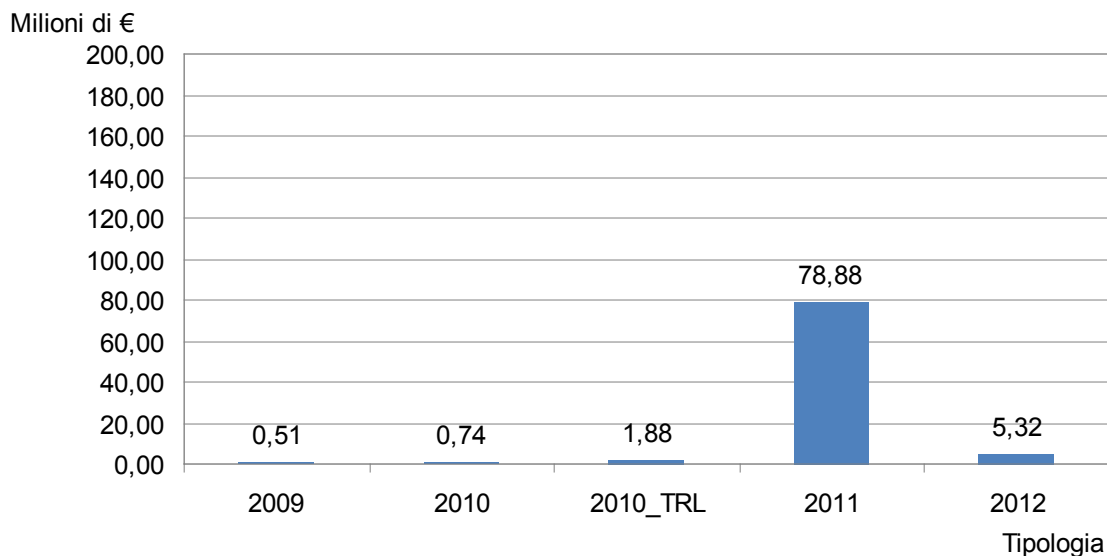
Fonte: GME



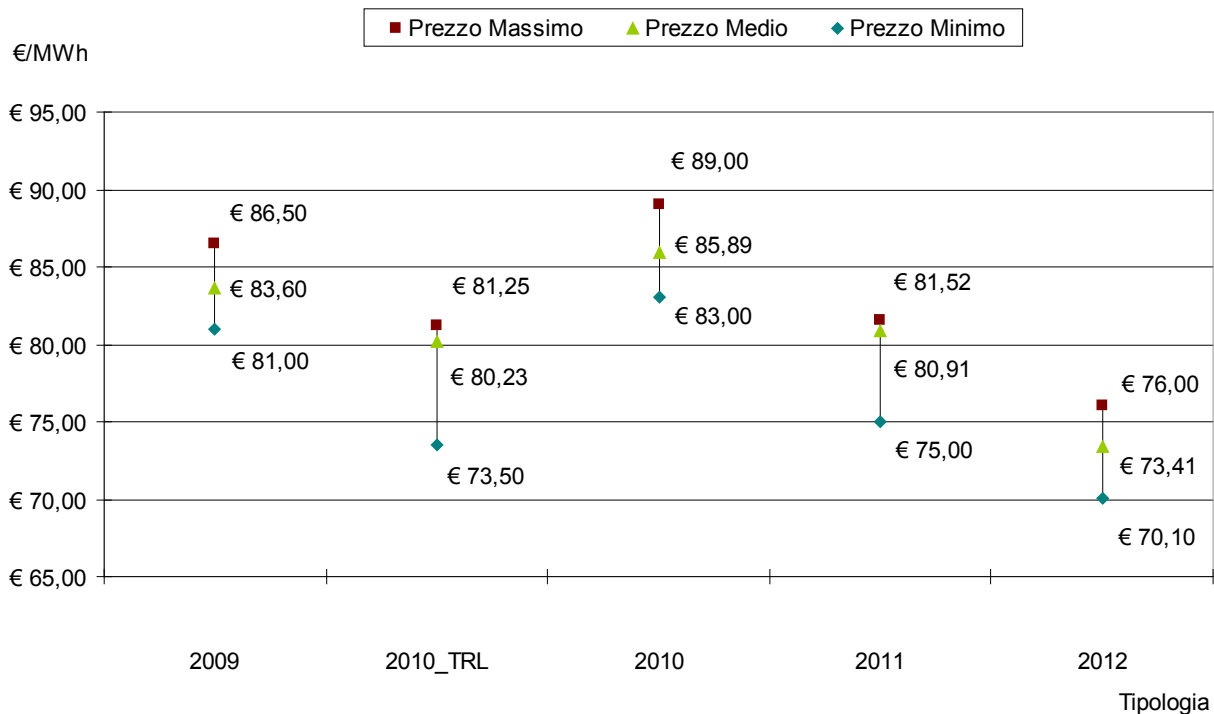
(continua)

CV, controvalore delle transazioni (sessioni dal 1 gennaio 2012). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio 2012). Media ponderata (€/MWh) Fonte: GME





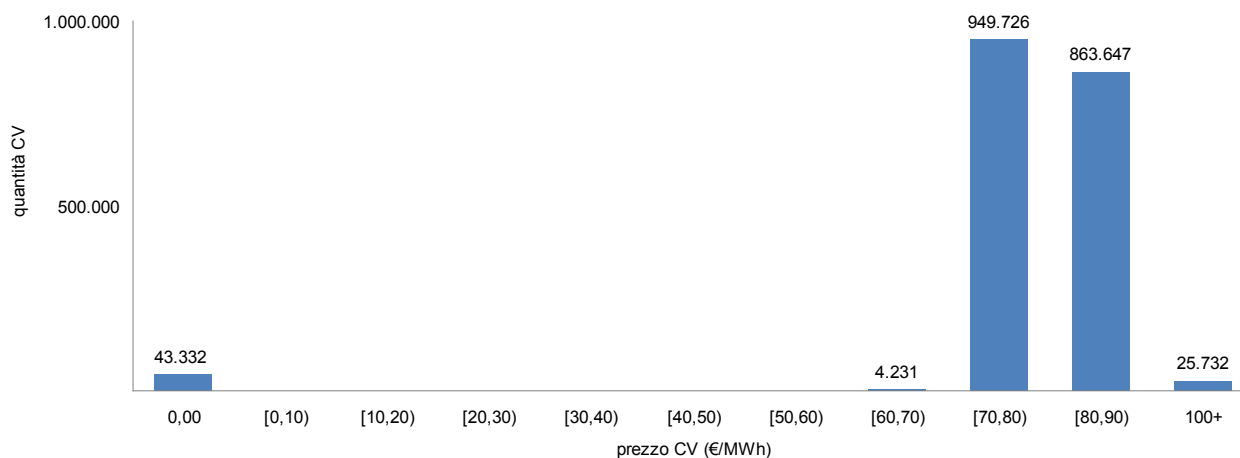
(continua)

Nel corso del mese di aprile 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 1.886.668 CV delle varie tipologie.

Nel grafico sottostante vengono evidenziate i volumi per ciascuna classe di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo aprile 2012

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di aprile, è stata pari a 76,61 €/MWh,

minore di 3,84 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (80,45 €/MWh).

# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di aprile sono state scambiate sulle piattaforme europee 580,3 milioni di EUAs, in diminuzione del 17,63% rispetto al mese precedente (704,5 milioni di EUA a marzo - fonte Point Carbon).

Si registrano prezzi stabili (intorno ai 7,00 €/tonn) e attesa per le nuove procedure di accesso al Registro unico europeo delle Unità di emissione, il cui avvio è stato stabilito per il 20 giugno.

La Commissione UE ha comunicato, infatti, che a partire dal 14 maggio i conti nei Registri nazionali e quello nel Registro unico saranno bloccati e non sarà, pertanto, consentito modificare l'anagrafica.

Successivamente, dal 3 giugno, i Registri nazionali e il Registro unico saranno sospesi e i titolari dei conti non saranno in grado di accedere ai conti e alle quote detenute.

Il 20 giugno il Registro unico europeo sarà completamente attivato. Gli utenti dei Registri nazionali saranno in grado di utilizzare il Registro unico, non appena riceveranno le nuove credenziali di autenticazione dal proprio amministratore nazionale.

I titolari dei conti, per accedere ai conti trasferiti nel Registro unico, dovranno presentare una ulteriore documentazione, relativa all'anagrafica richiesta dalla Commissione, e rispettare nuove funzioni di sicurezza. I titolari dei conti non saranno in grado di trasferire le quote fino a quando tutti i requisiti non saranno stati acquisiti.

Il Registro unico non conterrà per il momento, tutte le funzionalità necessarie per la Fase 3 dell'Emissione trading system, l'implementazione delle quali è in fase di sviluppo.

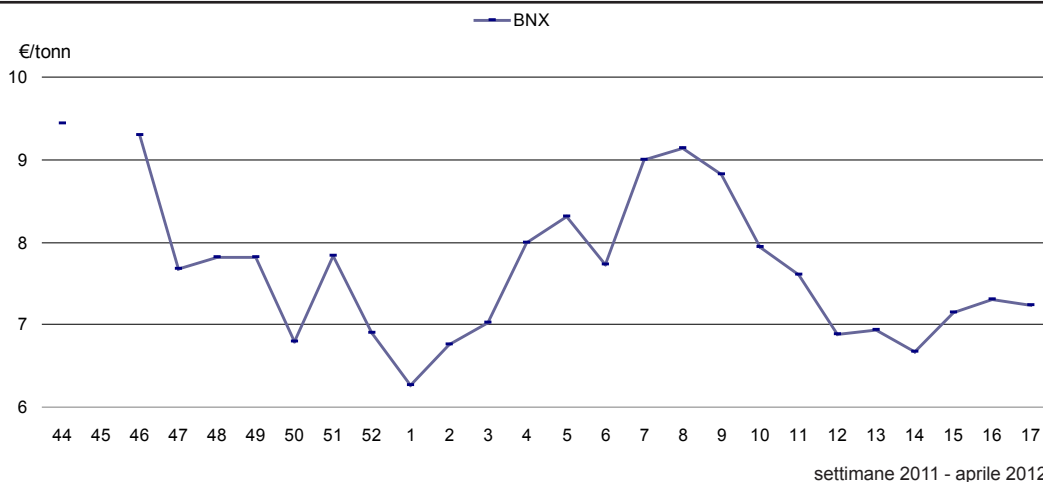
Il calendario relativo alle nuove funzionalità previste per la Fase 3, sarà comunicato entro il 15 luglio.

In riferimento alla rilevazione dei prezzi settimanali di aprile, sul mercato a pronti gestito da Bluenext, i valori, in aumento, sono stati pari a 6,93 €/tonn al 30 marzo e, successivamente ad una discesa durante la settimana successiva (6,67 €/tonn) hanno mostrato segni di ripresa e una tendenza al rialzo a fine mese, con un prezzo registrato, pari a 7,24 €/tonn.

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



# Mercato europeo delle unità di emissione

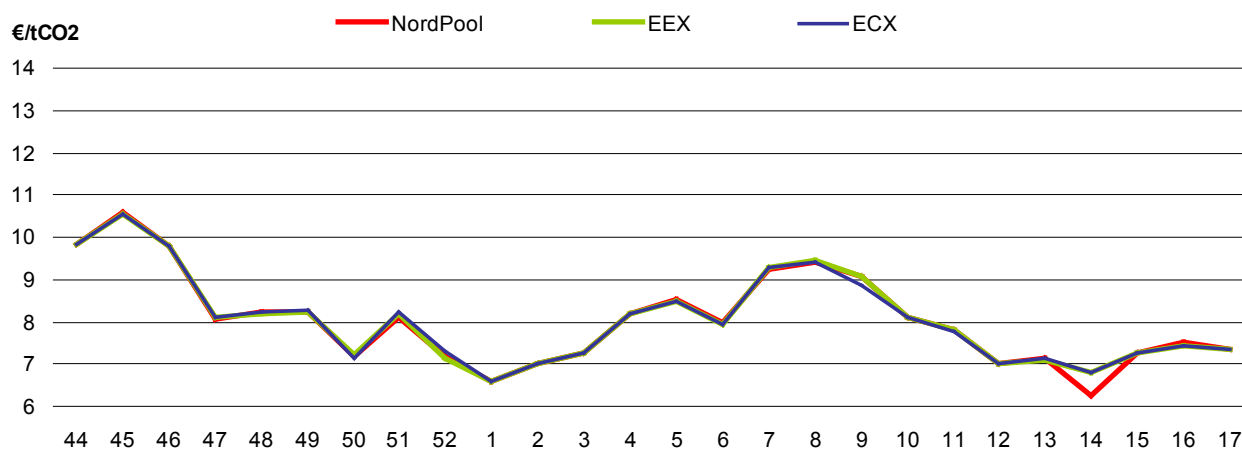
Anche nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento dei prezzi, a parte una flessione durante la prima parte del mese, risulta oscillare intorno ai 7,00 €/tonn.

In particolare, in relazione all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2012 (ICE ECX), si

registra un range di variazione del settlement price fra 6,21 €/tonn e 7,60 €/tonn (tra 9,05 €/tonn a 6,85 €/tonn nel mese di aprile). Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2012 sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



settimane 2011 - aprile 2012



# LO SVILUPPO DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA NEL 2012 ALLA LUCE DELLE RECENTI NOVITÀ NORMATIVE E REGOLATORIE

Matteo Leonardi e Donatella Bobbio, REF-E

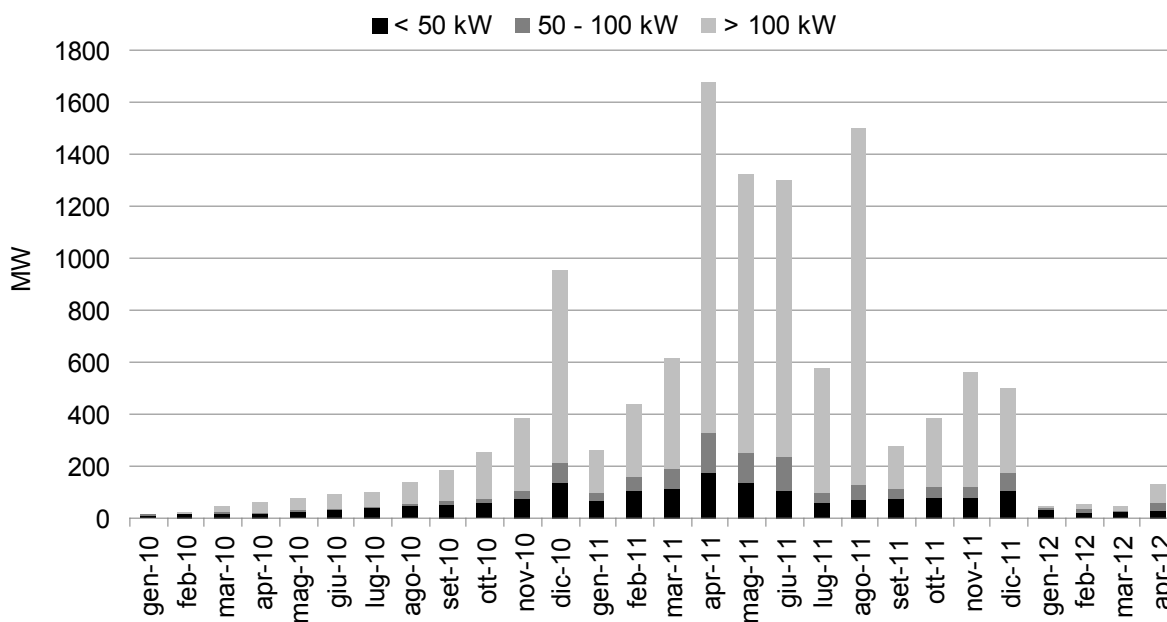
(continua dalla prima)

## Evoluzione storica del parco impianti fotovoltaici in BT

Nei primi mesi del 2012 si è assistito ad un forte rallentamento delle nuove installazioni di impianti solari fotovoltaici (FV) in

Italia. Tale trend riguarda sia le installazioni di grande taglia sia i piccoli impianti connessi alla rete in bassa tensione (BT) per taglie inferiori a 100 kW<sup>2</sup> (Figura 1).

Figura 1. Nuova potenza FV installata per taglia dell'impianto



Fonte: elaborazione REF-E su dati GSE

Sulla base dei dati storici forniti dal GSE, per il periodo gennaio-aprile 2012, gli impianti in BT sono cresciuti mediamente di 41.4 MW/mese, con una riduzione del 79% rispetto al 2011.

Le motivazioni sono molteplici. In primo luogo, il legislatore, tra il 2011 ed il 2012, ha fortemente ridotto il livello delle tariffe<sup>3</sup> introducendo un sistema di incentivi decrescenti, di fatto avvicinandoli al reale costo della tecnologia (Tabella 1).

Nei primi mesi del 2012 pertanto la redditività degli impianti fotovoltaici risulta molto più contenuta rispetto ad impianti entrati in esercizio nel periodo immediatamente precedente. D'altro canto la norma Salva-Alcoa<sup>4</sup> ha amplificato gli allacciamenti alla rete durante il primo semestre 2011, estendendo a quel periodo la possibilità di accedere agli incentivi più generosi previsti dal Secondo Conto Energia (Tabella 2).

# LO SVILUPPO DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA NEL 2012 ALLA LUCE DELLE RECENTI NOVITÀ NORMATIVE E REGOLATORIE

(continua)

Tabella 1. Tariffa prevista per gli impianti che entrano in esercizio durante il primo quadrimestre dell'anno (€/kWh)

|                              | 2011<br>Terzo Conto Energia | 2012<br>Quarto Conto Energia | variazione |
|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|------------|
| FV su edifici                |                             |                              |            |
| da 1 kW a 3 kW               | 0,402                       | 0,274                        | -32%       |
| oltre 3 kw fino a 20 kW      | 0,377                       | 0,247                        | -34%       |
| oltre 20 kw fino a 200 kW    | 0,358                       | 0,233                        | -35%       |
| oltre 200 kw fino a 1000 kW  | 0,355                       | 0,224                        | -37%       |
| oltre 1000 kw fino a 5000 kW | 0,351                       | 0,182                        | -48%       |
| oltre 5000 kW                | 0,333                       | 0,171                        | -49%       |
| altri FV                     |                             |                              |            |
| da 1 kW a 3 kW               | 0,362                       | 0,24                         | -34%       |
| oltre 3 kw fino a 20 kW      | 0,339                       | 0,219                        | -35%       |
| oltre 20 kw fino a 200 kW    | 0,321                       | 0,206                        | -36%       |
| oltre 200 kw fino a 1000 kW  | 0,314                       | 0,172                        | -45%       |
| oltre 1000 kw fino a 5000 kW | 0,313                       | 0,156                        | -50%       |
| oltre 5000 kW                | 0,297                       | 0,148                        | -50%       |

Fonte: elaborazione REF-E su dati Autorità

Tabella 2. Tariffa prevista dal Secondo Conto Energia (€/kWh)

|                         | 2010  |
|-------------------------|-------|
| da 1 kW a 3 kW          |       |
| non integrato           | 0,384 |
| parzialmente integrato  | 0,423 |
| integrato               | 0,471 |
| oltre 3 kW fino a 20 kW |       |
| non integrato           | 0,365 |
| parzialmente integrato  | 0,403 |
| integrato               | 0,442 |
| oltre 20 kW             |       |
| non integrato           | 0,346 |
| parzialmente integrato  | 0,384 |
| integrato               | 0,423 |

Fonte: elaborazione REF-E su dati Autorità

Oltre alle modifiche nei sistemi d'incentivazione, i dati relativi al primo quadrimestre 2012 scontano condizioni economiche negative che hanno frenato gli investimenti di famiglie e imprese. L'aumento dei nuovi ingressi in BT nel mese di aprile (30 MW in più rispetto alla media del primo trimestre

dell'anno) è invece legato alla stagionalità, riscontrata anche nel 2010 e 2011, che vede una naturale accelerazione degli investimenti all'avvicinarsi dei mesi più caldi. Per i primi mesi del 2012 è possibile imputare un qualche ritardo nelle installazioni determinato dalle condizioni climatiche avverse.

# LO SVILUPPO DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA NEL 2012 ALLA LUCE DELLE RECENTI NOVITÀ NORMATIVE E REGOLATORIE

(continua)

## Previsione per il resto del 2012

Per i mesi di maggio e giugno 2012 ci si attende un nuovo incremento degli ingressi. Il sistema d'incentivazione attuale (Quarto Conto Energia) prevede infatti un'ulteriore riduzione delle tariffe incentivanti a partire dal 1 luglio 2012. Inoltre, ad accelerare tale tendenza interviene la possibilità di introduzione di un nuovo sistema d'incentivazione (definito Quinto Conto Energia)<sup>5</sup> con tariffe inferiori e modalità di accesso più restrittive.

La corsa all'allacciamento alla rete dei nuovi impianti all'approssimarsi delle scadenze normative è già stata riscontrata negli anni passati. Per il 2012, inoltre, per gli impianti di piccola taglia, la spinta agli investimenti sarà fornita anche dai premi concessi ad alcune categorie di impianti, in particolare quelli realizzati in sostituzione di coperture di amianto, che saranno eliminati con l'avvio del Quinto Conto Energia.

La nuova potenza installata in BT nel periodo maggio-giugno 2012 è prevista pari a 225 MW. A fine giugno 2012 la previsione complessiva REF-E di impianti installati in BT è di 3690 MW. Per il secondo semestre 2012 si prevede un trend di installazione di nuovi impianti in BT di 64 MW/mese da luglio a settembre e un'accelerazione dei nuovi ingressi negli ultimi mesi dell'anno, in seguito all'avvicinarsi di un ulteriore taglio delle tariffe del Quarto Conto Energia (previsto dal 1 gennaio 2013) e dell'avvio del Quinto Conto Energia<sup>6</sup>. Sulla base delle previsioni di costo di incentivazione del fotovoltaico di REF-E, non sembra infatti scattare il passaggio dal Quarto

al Quinto Conto Energia prima dell'inizio del prossimo anno e, in considerazione delle tariffe previste dal Quarto Conto Energia per gli impianti che entrano in esercizio durante il secondo semestre 2012, l'investimento in impianti fotovoltaici di piccola taglia rimane profittevole<sup>7</sup>.

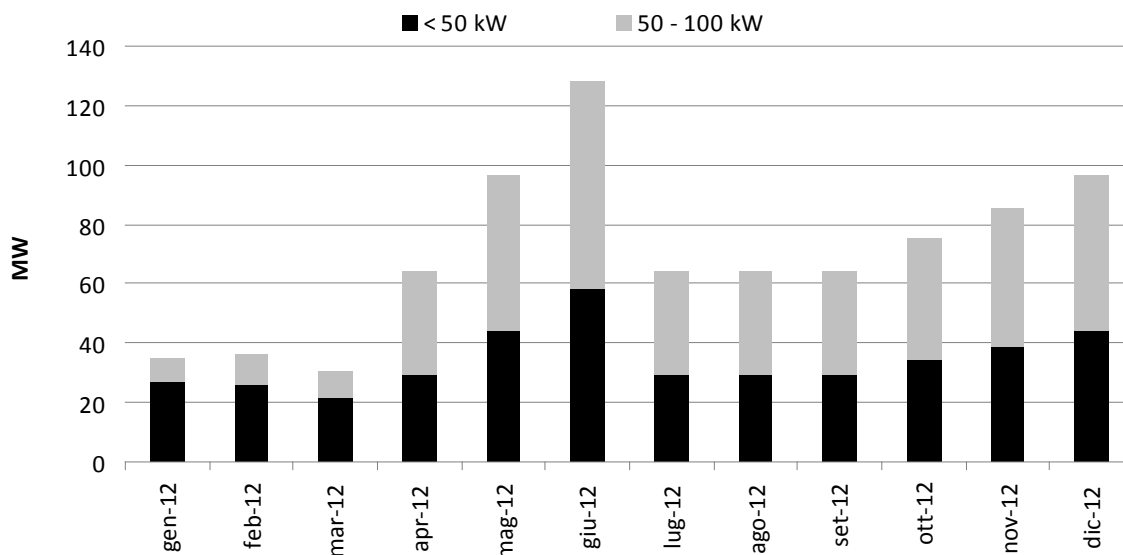
Nonostante la ripresa non si prevede il ritorno sui trend di crescita che hanno caratterizzato il 2011: il mercato sarà comunque fortemente influenzato dall'andamento della congiuntura economica, che colpisce il settore domestico, che rappresenta circa un quarto della capacità installata in BT, così come le piccole imprese che, col perdurare della crisi economica, scontano notevoli difficoltà di accesso al credito.

A fine 2012 la previsione REF-E di impianti installati in BT è quindi di 4140 MW (840 MW in più rispetto alla fine del 2011), pari al 28% dell'installato FV totale (14550 MW). La Figura 2 illustra i dati storici e le previsioni mensili REF-E di nuova capacità fotovoltaica in BT allacciata alla rete nel corso del 2012.

In sintesi, a fine 2012 il parco degli impianti FV connessi in BT, pari a 4140 MW, potrebbe essere così composto:

- 3400 MW entrati in esercizio entro fine marzo 2012 (82% del totale connesso in BT)
- 289 MW entrati in esercizio nel corso dei mesi di aprile, maggio e giugno 2012 (7% del totale connesso in BT)
- 450 MW entrati in esercizio da luglio a dicembre 2012 (11% del totale connesso in BT).

Figura 2. Nuova potenza FV installata in BT nel corso del 2012\*



\* dati storici fino ad aprile

Fonte: elaborazione REF-E su dati GSE e previsioni REF-E



# LO SVILUPPO DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA NEL 2012 ALLA LUCE DELLE RECENTI NOVITÀ NORMATIVE E REGOLATORIE

(continua)

## Impatto sulla rete

Secondo le recenti disposizioni dell'AEEG (delibera 84/2012/R/EEL) gli impianti in BT che entrano nel periodo aprile-giugno 2012 (289 MW) sono tenuti ad adeguare i propri inverter, al fine di garantire il funzionamento all'interno dell'intervallo di frequenza 49 - 51 Hz, come da art. 4.1 comma d) della delibera 84/2012/R/EEL, mentre gli impianti che entreranno nel periodo luglio-dicembre 2012 (450 MW) dovranno adeguarsi alle condizioni maggiormente restrittive previste all'art. 4.1 comma e). Nessun obbligo di adeguamento è invece richiesto agli impianti entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012 (3400 MW). Per quanto riguarda il parco connesso in media tensione (MT), l'AEEG, oltre a fissare le condizioni tecniche che devono essere rispettate dagli impianti che entreranno in funzione dopo il 31 marzo 2012 (circa 790 MW quelli in ingresso entro la fine dell'anno, secondo le previsioni REF-E), introduce l'obbligo di retrofit degli inverter per gli impianti allacciati alla rete nel periodo precedente (oltre 9000 MW), da effettuarsi entro il 31 marzo 2013<sup>8</sup>. Nel caso l'intervento di adeguamento sia realizzato entro il 30 giugno 2012, è previsto un premio di 2000 - 5000 € (differenziato a seconda della data di entrata in esercizio dell'impianto); tale premio si riduce progressivamente se l'intervento è effettuato nel periodo luglio - ottobre 2012 (80% del premio a luglio, 60% ad agosto, 40% a settembre e 20% a ottobre) e si azzerava con riferimento al periodo successivo.

I problemi maggiori sono attesi nei mesi estivi, e in particolare in agosto, quando l'alta producibilità degli impianti fotovoltaici, associata a una bassa domanda di rete, rende il sistema più esposto a problemi di sicurezza.

L'anno scorso nel mese di agosto gli impianti fotovoltaici installati (sia in BT sia in MT) risultavano pari a 11146 MW, dotati di inverter che garantivano il funzionamento degli impianti

entro il range di frequenza 49.5 - 50.5 Hz. A fine agosto 2012 gli impianti in BT che rispetteranno l'art. 4.1 comma e) della delibera, entrati in esercizio nei mesi di luglio e agosto 2012, sono previsti da REF-E pari a 129 MW, pari al 3% dell'installato in BT e allo 0.9% dell'installato fotovoltaico totale in Italia.

Nonostante il recente intervento dell'AEEG, durante il periodo di maggiore criticità esisteranno quindi diversi impianti non tecnologicamente adeguati ai nuovi standard di sicurezza:

- la quota degli oltre 9000 MW di impianti connessi in MT che non abbiano beneficiato entro l'estate dell'opportunità di premio introdotto dalla delibera 84/2012/R/EEL;
- i 3400 MW di impianti connessi in BT per i quali non è previsto alcun intervento di retrofit.

L'importanza della delibera dell'Autorità 84/2012/R/EEL per la gestione dell'emergenza consiste nell'introduzione del meccanismo di premio che, grazie all'incentivo decrescente nel tempo, sembra garantire una buona sostituzione degli inverter degli impianti in MT entro il periodo estivo. L'introduzione di nuovi standard tecnici appare invece di minor impatto, dal momento che:

- per gli impianti installati entro il 31 marzo 2012, è previsto un adeguamento agli standard entro marzo 2013 nel caso degli impianti connessi in MT e nessun obbligo di adeguamento per gli impianti connessi in BT;
- per gli impianti installati successivamente, è previsto un adeguamento parziale nel caso di entrata in esercizio nel periodo aprile-giugno e un adeguamento completo nel caso di entrata in esercizio a partire da luglio.

Tali misure, nello specifico dell'estate 2012, considerato il forte rallentamento del mercato fotovoltaico in Italia, risultano secondarie rispetto all'adeguamento del parco esistente.

1 Dettati dalle policy ENTSO-E.

2 Al fine della presente nota vengono considerati allacciati in BT tutti gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore o uguale a 100 kW, come riportati nel registro del Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Si tratta di una potenza installata di 3.4 GW in linea con il dato di "oltre 3 GW di potenza" FV in BT indicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Autorità) nella delibera 84/2012/R/EEL per inizio marzo.

3 Si tratta di tariffe premio per l'energia prodotta previste nell'ambito delle diverse edizioni del Conto Energia per il Fotovoltaico.

4 Legge 13 agosto 2010, n. 129, che prevede la possibilità di accedere alle tariffe del Secondo Conto Energia Fotovoltaico, previste per gli impianti entrati in esercizio nel corso del 2010, anche nel caso di impianti che abbiano comunicato la conclusione dei lavori al GSE entro il 31 dicembre 2010 e che si allaccino alla rete entro il 30 giugno 2011.

5 Il decreto ministeriale che regola il Quinto Conto Energia, attualmente sottoposto al parere della Conferenza Stato-Regioni e dell'Autorità, prevede che il Quinto Conto Energia prenda il via 30 giorni dopo la pubblicazione della delibera dell'Autorità che verifica il superamento della soglia di 6 miliardi di € di costo cumulato annuo di incentivazione della generazione fotovoltaica. Sulla base delle previsioni REF-E, la soglia di costo sarà raggiunta a dicembre 2012 e quindi il Quinto Conto Energia non scatterà prima dell'inizio del 2013.

6 Si veda nota 4.

7 Ad esempio, nel caso di un impianto di 3 kW in regime di scambio sul posto l'IRR post tasse rimane superiore all'8% in tutte le aree del paese.

8 L'obbligo di retrofit riguarda gli impianti connessi in MT con potenza superiore a 50 kW; ai fini della presente nota, tuttavia, sono considerati connessi in BT tutti gli impianti di taglia inferiore o uguale a 100 kW.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 12 aprile 2012 139/2012/R/efr** | “**Determinazione dei crediti spettanti, per l’anno 2011, ai gestori degli impianti o parti di impianto riconosciuti come “nuovi entranti” fino al 2010 che non hanno ricevuto quote di emissione di CO<sub>2</sub> a titolo gratuito**” | pubblicata il 13 aprile 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/139-12.htm>

Nell’ambito della regolazione dell’Emission Trading Scheme (ETS), con il provvedimento in oggetto l’Autorità, applicando i criteri indicati nella precedente deliberazione ARG/elt 117/10, determina il valore dei crediti spettanti per l’anno 2011 per gli impianti o parti di impianto, riconosciuti come “nuovi entranti” fino al 2010, ai sensi dell’articolo 3, comma 1, lettera m), del decreto legislativo 216/06.

Tali crediti, assegnati al singolo impianto secondo il dettaglio riportato nell’Allegato A alla delibera in commento, sono stati determinati sulla base dei dati di riferimento già trasmessi dal Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del protocollo di Kyoto (nel seguito: Comitato).

L’AEEG, con la delibera de qua, rende, inoltre, noto che, fermo restando in ogni caso l’applicazione dei criteri di cui alla deliberazione ARG/elt 117/10, con successivo proprio provvedimento, verranno invece determinati i crediti spettanti, per l’anno 2011, per gli impianti o parti di impianto riconosciuti come “nuovi entranti”, per i quali allo stato non risultano ancora disponibili i necessari dati di riferimento in mancanza delle relative comunicazioni, da parte del Comitato, inerenti l’elenco completo dei nuovi entranti nell’anno 2011, nonché delle singole quantità di quote di emissione ad essi spettanti.

■ **Determina AEEG DMEG/FPA/1/2012** | “**Quantificazione, ai sensi della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, del valore, espresso in euro/t, riconosciuto per quota di emissione nell’anno 2011**” | pubblicata il 16 aprile 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/120413dme.htm>

Con la deliberazione ARG/elt n.77 del 11 giugno 2008, l’Autorità ha definito i criteri per il riconoscimento - ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 - dei maggiori oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE, limitatamente all’energia elettrica ceduta al GSE S.p.A. da parte degli impianti produttivi in regime di convenzione di cessione destinata Cip n. 6/92.

In particolare, l’Art. 5 della richiamata deliberazione ha definito due valori di riferimento, denominati PFLEX e PEUA, espressi in euro/t, al fine del calcolo del valore da riconoscere agli impianti convenzionati Cip n. 6/92, per ogni quota di emissione dai medesimi corrisposta nel secondo periodo di applicazione

dell’ETS (2008-2012).

Con il provvedimento in oggetto, l’AEEG, in applicazione di quanto stabilito ai sensi della citata deliberazione ARG/elt 77/08, quantifica e determina 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.

Il dettaglio relativo al processo di calcolo di tali termini - nel rispetto di quanto indicato, per l’anno di competenza 2011, dal punto 1 della precedente deliberazione AEEG ARG/elt n. 184/10 - è integralmente riportato dal Regolatore nell’Allegato A al provvedimento in oggetto.

■ **Comunicato agli operatori del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.** | “**Modifica DTF n. 03 rev1 MTEE e n. 05 rev27 MTEE**” | pubblicata il 30 aprile 2012 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=109>

Con il comunicato in oggetto il GME rende noto che, in data 30 aprile u.s., sono state pubblicate sul proprio sito internet la Disposizione tecnica di funzionamento n. 05 rev27 MTEE, che sostituisce la precedente Disposizione tecnica di funzionamento n. 05 rev26 MTEE, e la Disposizione tecnica di funzionamento n. 03 rev01 MTEE, che sostituisce la precedente Disposizione tecnica di funzionamento n. 03 MTEE.

Con la pubblicazione delle versioni aggiornate delle DTF richiamate, su richiesta dell’AEEG, il GME ha incrementato il numero di sessioni del mercato dei Titoli di Efficienza Energetica per il mese di maggio 2012, al fine di offrire agli operatori più occasioni di scambio dei TEE in vista della scadenza per l’adempimento dell’obbligo 2011 (31 maggio 2012).

Le sessioni del mercato dei Titoli di Efficienza Energetica per il mese di maggio 2012 si terranno, quindi, nei giorni: 2, 8, 10, 15, 17, 22, 24, 29, 31.

Inoltre, il GME comunica che per consentire il trasferimento dei TEE negoziati sul mercato in tempo utile tra una sessione e l’altra, relativamente alle sessioni che vanno dall’8 maggio al 31 maggio comprese, il relativo prezzo convenzionale sarà fissato pari a 130 €/TEE. Ciò in ragione del fatto che il deposito degli operatori deve coprire interamente il controvalore delle transazioni e che il prezzo dei TEE nelle sessioni del 2012 si è mantenuto quasi costantemente sopra i 100€ a titolo, arrivando a toccare quasi i 107€ nel corso di marzo u.s..

Nel definire il valore del prezzo convenzionale è, infatti, necessario mantenere un margine di sicurezza del 25% circa rispetto al prezzo di mercato, affinché si possa garantire la totale copertura degli acquisti, soprattutto in una situazione di mercato ad oggi caratterizzata da un eccesso di domanda e rischio di prezzi crescenti all’approssimarsi della scadenza

# Novità normative di settore (continua)

dell'obbligo. Il GME, d'intesa con l'AEEG, si riserva tuttavia la facoltà di modificare tale prezzo nel corso del mese di maggio qualora i livelli dei prezzi di mercato dovessero crescere e ridurre detto margine di sicurezza al di sotto del 20%. Eventuali ulteriori modifiche saranno in ogni caso preventivamente concordate con l'AEEG e tempestivamente comunicate agli operatori da parte del GME.

## GAS

■ **Parere 26 gennaio 2012 12/2012//gas** | **“Parere dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas al Ministro dello Sviluppo Economico, ai sensi dell’articolo 5, comma 4, del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130”** | **pubblicato il 5 aprile 2012** | **Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/012-12.htm>**

Il Decreto legislativo n. 130/10 ha introdotto nell'ordinamento nazionale, ai sensi dell'articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n. 99, misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente concorrenziale anche attraverso l'implementazione di nuova capacità di stoccaggio, prevedendo all'art. 5, comma 3, che i soggetti che aderiscono alle misure per la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio definiscano un apposito piano di sviluppo - predisposto secondo le disposizioni di cui al medesimo art. 5 - nonché che il piano stesso, ed i relativi aggiornamenti, siano sottoposti ad accettazione da parte del MiSE, sentita l'AEEG.

In data 1 settembre 2010 la società Eni S.p.A. ha comunicato la propria adesione alle misure per la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio previste ai sensi del D.lgs n.130/10

ed ha contestualmente trasmesso una proposta di piano di realizzazione della capacità predisposto dalla società controllata Stogit S.p.A. (di seguito: Piano Eni).

Tale proposta è stata accettata dal MiSE con il DM 31 gennaio 2011, previo parere favorevole dell'Autorità, espresso con la deliberazione PAS 34/10 del 15 dicembre 2010.

Successivamente, in data 31 agosto 2011, la società Eni S.p.A. ha trasmesso al MiSE una proposta di aggiornamento del Piano Eni e con nota 25 novembre 2011, lo stesso Ministero ha richiesto al Regolatore di esprimere il proprio parere in merito alla proposta di aggiornamento del piano, ai fini dell'accettazione ai sensi dell'articolo 5, comma 4, del decreto legislativo n. 130/10.

Sulla base della documentazione trasmessa dal Ministero con nota 25 novembre 2011, come successivamente integrata con la comunicazione Stogit S.p.A. del 27 dicembre 2011, la proposta di aggiornamento del Piano Eni prevede:

- una rimodulazione delle tempistiche di realizzazione dei progetti compresi nel piano, tale da configurare una sostanziale conferma della capacità di spazio oggetto del piano medesimo, nonché della punta di erogazione giornaliera a regime ed un, seppur limitato, anticipo nella messa a disposizione di parte della capacità di spazio;

- una rimodulazione della capacità di spazio complessivamente realizzata nell'ambito del piano, tale da confermare la realizzazione della capacità di stoccaggio prevista dal decreto legislativo n. 130/10.

Premesso quanto sopra, con il presente provvedimento l'AEEG esprime parere favorevole all'aggiornamento del piano di sviluppo per la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio presentato dalla società Eni S.p.A., in applicazione ed ai sensi delle disposizioni di cui al D.lgs n. 130/10.





# Agenda GME

■ 16-18 maggio

## Forum P.A.

Roma, Italia

Organizzatore: Forum PA iniziative

[www.iniziative.forumpa.it](http://www.iniziative.forumpa.it)

■ 2-18 giugno

## Pala energia

Roma, Italia

Organizzatore: Anev

[www.anev.it](http://www.anev.it)

■ 5 giugno

## Forum Gas

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

[www.businessinternational.it](http://www.businessinternational.it)

## Gli appuntamenti

17-18 maggio

### 5th Annual Crude Oil Markets

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Platts

[www.crudeoilmarkets.platts.com](http://www.crudeoilmarkets.platts.com)

17 maggio

### Smart Grids: verso una nuova regolazione del dispacciamento

Roma, Italia

Organizzatore: Università Cattolica del Sacro Cuore

<http://www.leone-torrani.it>

18-25 maggio

### International Conference on Environment and Electrical Engineering

Venezia, Italia

Organizzatore: IEEE Main Secretariat

[www.ieeeic.eu](http://www.ieeeic.eu)

21 maggio

### "Il consumatore nel mercato europeo dell'energia"

Roma, Italia

Organizzatore: Acquirente Unico, IERN

[www.acquirenteunico.it](http://www.acquirenteunico.it)

21-25 maggio

### Fotovoltaico: installatori fotovoltaico certificati ICMQ

Terni, Italia

Organizzatore: ISES Italia e ICMQ

[www.isesitalia.it](http://www.isesitalia.it)

23 maggio 2012

### Le imprese e la riforma della distribuzione gas: le gare d'ambito e la valutazione degli impianti

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

[www.gruppoitaliaenergia.it](http://www.gruppoitaliaenergia.it)

23-24 maggio

### Terza Conferenza Nazionale sulle rinnovabili termiche

Roma, Italia

Organizzatore: Amici della terra, CoAer

[www.amicidellaterra.it](http://www.amicidellaterra.it)

24 maggio

### Eolico e idroelettrico: opportunità di investimento e sviluppo per il nord Italia

Torino, Italia

Organizzatore: ISES Italia

[www.ises.org](http://www.ises.org)

25 maggio

### Attivazioni non richieste di somministrazione di energia

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

[www.nomismaenergia.it](http://www.nomismaenergia.it)

25-27 maggio

### Terra futura, sostenibilità ambientale, economica e sociale

Firenze, Italia

Organizzatore: Fondazione Culturale Responsabilità Etica

[www.terrafutura.info](http://www.terrafutura.info)

## Gli appuntamenti (continua)

29 maggio

### **Presentation of the Draft Framework Guidelines on Electricity Balancing**

Lubiana, Slovenia

Organizzatore: ACER

[www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu)

30 maggio

### **Politiche, mercato e produzione diffusa dell'energia. Benefici e criticità per i consumatori. Quali prospettive?**

Roma, Italia

Organizzatore: Federconsumatori

[www.federconsumatori.it](http://www.federconsumatori.it)

4-5 giugno

### **Annual Convention & conference**

Malta

Organizzatore: Eurelectric

[www.eurelectric.org](http://www.eurelectric.org)

2-17 giugno

### **Giornata Mondiale del Vento**

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

[www.anev.org](http://www.anev.org)

5-8 giugno

### **Eolico di base: tecnica, normativa, ambiente ed esperienza sul campo**

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV-UIL

[www.aneva.org](http://www.aneva.org)

12-14 giugno

### **The 5th Energy Storage Forum – Europe**

Roma, Italia

Organizzatore: Dufresne

[www.energystorageforum.com](http://www.energystorageforum.com)

13-14 giugno

### **Forum CIG 2012 – Il Sistema Gas Italia**

Milano, Italia

Organizzatore: CIG Comitato Italiano Gas

[www.forumcig.it](http://www.forumcig.it)

13-14 giugno

### **5th OPEC International Seminar 2012**

Vienna, Austria

Organizzatore: Informa

[www.opecseminar.org](http://www.opecseminar.org)

16-23 giugno

### **Parco del Vento**

Roma, Italia

Organizzatore: Anev

[www.anev.it](http://www.anev.it)

18-22 giugno

### **European Biomass Conference and Exhibition**

Milano, Italia

Organizzatore: ETA-Florence Renewable Energies

[www.etaflorence.it](http://www.etaflorence.it)

19-20 giugno

### **9th Renewable Energy Finance Forum**

New York City, Usa

Organizzatore: Euromoney Energy Events

[www.refwallstreet.com](http://www.refwallstreet.com)

19-20 giugno

### **5th Balkan Energy Finance Forum 2012**

Belgrado, Serbia

Organizzatore: E.E.L.Events Ltd

[www.eeevents.co.uk](http://www.eeevents.co.uk)

28 giugno

### **Come comunicare la sostenibilità di impresa e gli investimenti ambientali**

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto club

[www.kyotoclub.org](http://www.kyotoclub.org)



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. - Ricerche per l'economia e la finanza 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.