

APPROFONDIMENTI

NUOVA DIRETTIVA EUROPEA SULL'EFFICIENZA ENERGETICA E CERTIFICATI BIANCHI: EFFETTI INDIRETTI DELL'EFFICIENZA ENERGETICA SULL'ETS

Emanuele Vendramin – RIE

■ La Direttiva europea sull'Efficienza Energetica: strumento per conseguire più target

La Direttiva sull'efficienza energetica, attualmente in corso di discussione presso le sedi europee, rappresenta il terzo obiettivo non ancora vincolante del Pacchetto Clima-Energia (20-20-20) approvato nel dicembre 2008 e ad oggi l'unico che l'Europa non è in grado di rispettare. Infatti, per raggiungere una riduzione del 20% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario "business as usual" elaborato con il modello Primes, i consumi energetici dei paesi membri dell'Unione al 2020 non dovranno superare la soglia di 1.474 Mtep (pari ad una riduzione di 368 Mtep). Allo stato attuale la proiezione al 2020 dei consumi europei di energia primaria si posiziona a quota 1.678 Mtep, ossia permane un gap di 204 Mtep ancora da colmare. In assenza di nuove azioni efficaci l'Europa potrà quindi raggiungere al massimo il 10% di riduzione, che corrisponde a meno della metà dell'obiettivo energetico prefissato. È, inoltre, opinione diffusa che solo attraverso un'efficace azione di efficientamento dei processi produttivi ed una significativa riduzione dei consumi finali, quindi attraverso la piena implementazione della Direttiva

sull'efficienza energetica, sarà possibile conseguire al minor costo gli obiettivi vincolanti previsti dalle altre due Direttive: la riduzione delle emissioni di gas serra e l'aumento della quota di rinnovabili. Questa affermazione risulta ancora più vera e importante per l'Italia, come conferma lo stesso Piano Nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011) che il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione europea¹. L'efficienza energetica rappresenta dunque la leva più virtuosa con un effetto moltiplicatore sull'abbattimento delle emissioni di gas serra². Infine, risulta essere la strada principale che gli enti locali devono perseguire per raggiungere gli obiettivi climatici europei e si presenta come la strategia vincente per l'industria energetica nazionale, in un mercato che offre sempre meno spazio per la crescita dei consumi. L'efficienza energetica può trasformare le utilities da fornitori di un prodotto (elettricità o gas) a fornitori di un servizio, con un radicale cambiamento di prospettiva ed un evidente incentivo alla fornitura di tale servizio al minor costo (e quindi con il minor consumo energetico) possibile.

Il contenuto della Direttiva e l'iter al Parlamento europeo
 L'iter legislativo della Direttiva sull'efficienza energetica ha

▶ continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/MARZO 2012

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

■ APPROFONDIMENTI

Nuova Direttiva europea sull'efficienza energetica e certificati bianchi: effetti indiretti dell'efficienza energetica sull'ETS.
 di Emanuele Vendramin – RIE
 pagina 30

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 33

■ APPUNTAMENTI

pagina 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A marzo l'energia elettrica scambiata nel Mercato del Giorno Prima è stata, mediamente ogni ora, inferiore di oltre 2.000 MWh rispetto allo stesso mese del 2011. La sensibile contrazione degli scambi (-5,7% in termini percentuali) trova solo parziale giustificazione nelle temperature primaverili di marzo e va piuttosto ascritta alla fase economica recessiva. Le vendite delle unità di produzione hanno segnato una flessione ancor più marcata (-8,2%) complice la decisa ripresa delle importazioni

nette di energia, favorite dal calo dei prezzi europei dopo le tensioni provocate a febbraio dall'ondata di gelo. Anche il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) ha registrato una sensibile flessione congiunturale portandosi a 75,31 €/MWh, livello più basso degli ultimi sette mesi (-15% rispetto a febbraio); il confronto su base annua evidenzia ancora un rialzo (+10,5%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 13,73 €/MWh (-15,4%) rispetto al picco di febbraio, è sceso a 75,31 €/MWh, livello minimo degli ultimi sette mesi ma superiore di 7,13 €/MWh rispetto a marzo 2011 (+10,5%). L'analisi per gruppi di ore rivela un aumento su base annua di 8,03 €/

MWh (+10,0%) nelle ore di picco e di 6,63 €/MWh (+10,7%) nelle ore fuori picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 87,97 €/MWh e 68,33 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto del prezzo picco/baseload, ha ripiegato a 1,17 dal picco di 1,27 di febbraio.

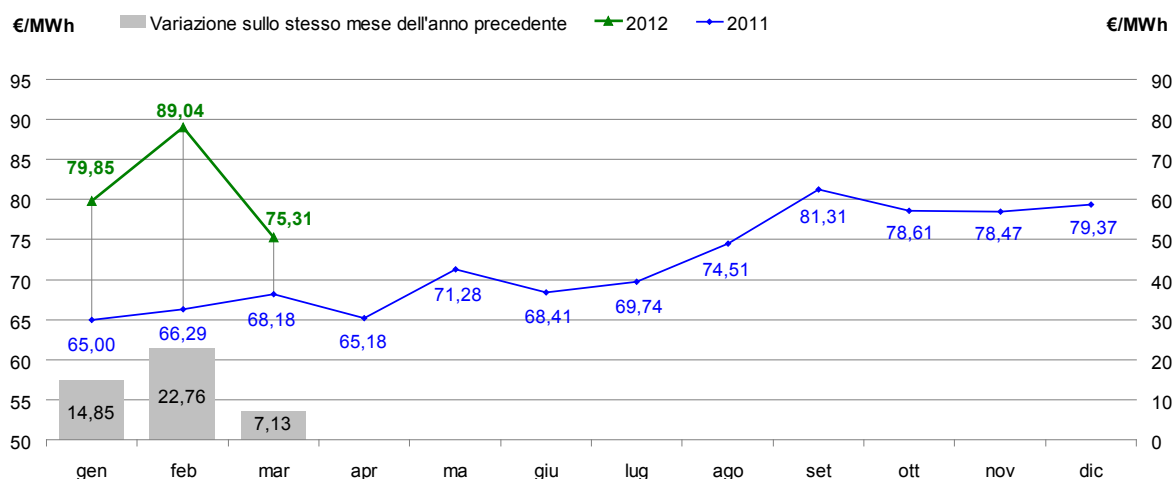
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

| | Prezzo medio di acquisto | | | | Volumi medi orari | | | | Liquidità | |
|-----------------------|--------------------------|--------------|-------------|--------------|-------------------|--------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2012 | 2011 | Var vs 2011 | | Borsa | | Sistema Italia | | 2012 | 2011 |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | % | MWh | % | MWh | % | % | % |
| Baseload | 75,31 | 68,18 | 7,13 | 10,5% | 19.376 | -4,6% | 34.280 | -5,7% | 56,5% | 55,9% |
| <i>Picco</i> | 87,97 | 79,95 | 8,03 | 10,0% | 23.796 | -2,4% | 41.057 | -7,1% | 58,0% | 55,2% |
| <i>Fuori picco</i> | 68,33 | 61,70 | 6,63 | 10,7% | 16.940 | -6,3% | 30.545 | -4,8% | 55,5% | 56,4% |
| <i>Minimo orario</i> | 32,41 | 36,18 | | | 10.985 | | 23.467 | | 46,2% | 45,9% |
| <i>Massimo orario</i> | 176,37 | 142,96 | | | 27.483 | | 45.186 | | 66,3% | 67,5% |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



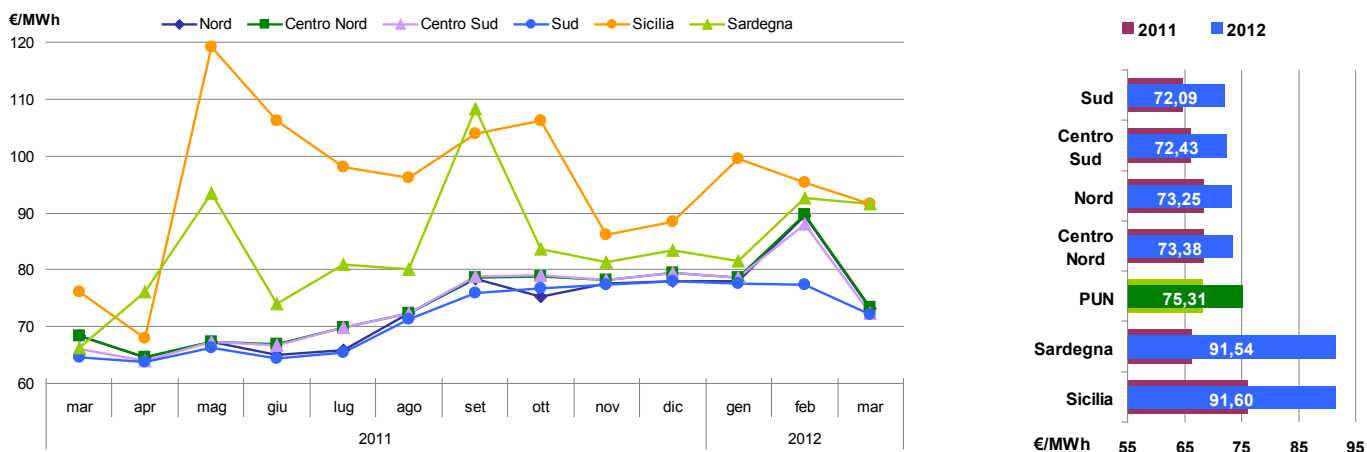
(continua)

I prezzi di vendita di Nord, Centro Nord e Centro Sud, dopo l'impennata di febbraio, si sono riallineati a quello del Sud che però, con 72,09 €/MWh, si conferma il più basso. Molto più contenuta, invece, la flessione congiunturale del prezzo di vendita nelle due zone insulari, attestatosi pertanto su livelli decisamente superiori: 91,54 €/MWh la Sardegna

(penalizzata anche dalla ridotta offerta di alcuni impianti a carbone in manutenzione programmata) e 91,60 €/MWh la Sicilia. Tutte le zone hanno segnato un aumento del prezzo di vendita su base annua, con tassi varianti tra il +7,1% del Nord ed il +38,2% della Sardegna (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 25,5 milioni di MWh, a marzo, hanno segnato una flessione tendenziale del 5,7%. In calo sia gli scambi nella borsa elettrica, pari a 14,4 milioni di MWh (-4,6%), che gli

scambi O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 11,1 milioni di MWh (-7,1%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato è, pertanto, aumentata di 0,6 punti percentuali su base annua, attestandosi al 56,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|---------------------------|-------------------|--------------|---------------|
| Borsa | 14.396.232 | -4,6% | 56,5% |
| Operatori | 6.319.194 | -26,1% | 24,8% |
| GSE | 4.392.449 | +23,9% | 17,2% |
| Zone estere | 3.684.589 | +22,7% | 14,5% |
| Saldo programmi PCE | - | -100,0% | 0,0% |
| PCE (incluso MTE) | 11.073.972 | -7,1% | 43,5% |
| Zone estere | 1.250.450 | -24,3% | 4,9% |
| Zone nazionali | 9.823.522 | -4,4% | 38,6% |
| Saldo programmi PCE | - | | |
| VOLUMI VENDUTI | 25.470.204 | -5,7% | 100,0% |
| VOLUMI NON VENDUTI | 20.491.820 | +8,2% | |
| OFFERTA TOTALE | 45.962.024 | +0,0% | |

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

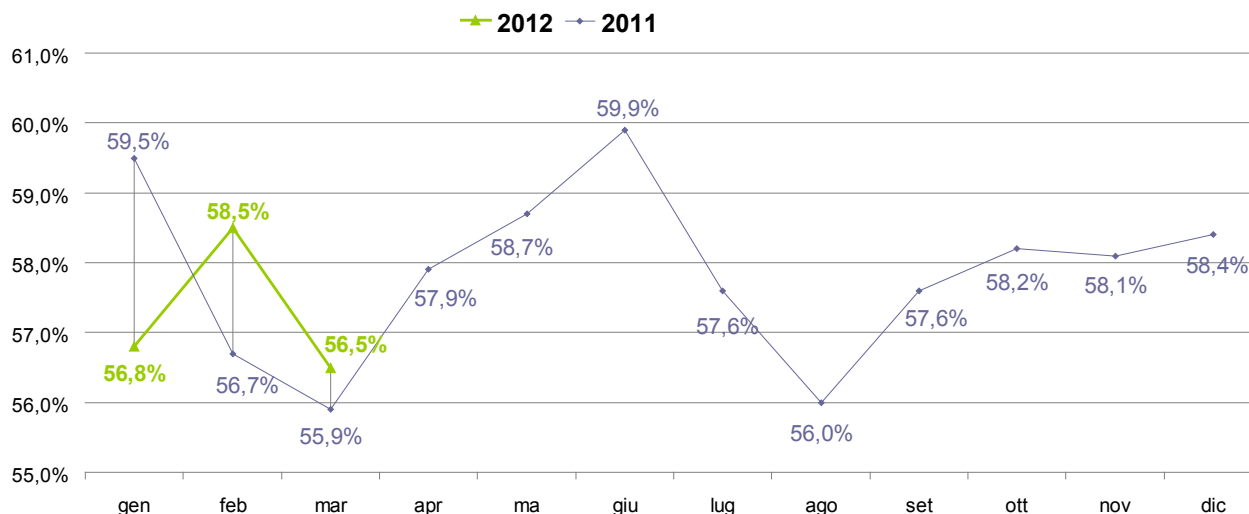
Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|--------------------------------|-------------------|--------------|---------------|
| Borsa | 14.396.232 | -4,6% | 56,5% |
| Acquirente Unico | 3.742.757 | -16,5% | 14,7% |
| Altri operatori | 8.452.136 | -3,3% | 33,2% |
| Pompaggi | 72.930 | +6,8% | 0,3% |
| Zone estere | 323.203 | -30,2% | 1,3% |
| Saldo programmi PCE | 1.805.206 | +34,0% | 7,1% |
| PCE (incluso MTE) | 11.073.972 | -7,1% | 43,5% |
| Zone estere | 37.150 | +0,0% | 0,1% |
| Zone nazionali AU | 3.031.860 | -4,9% | 11,9% |
| Zone nazionali altri operatori | 9.810.168 | -2,4% | 38,5% |
| Saldo programmi PCE | -1.805.206 | | |
| VOLUMI ACQUISTATI | 25.470.204 | -5,7% | 100,0% |
| VOLUMI NON ACQUISTATI | 2.340.130 | +2,7% | |
| DOMANDA TOTALE | 27.810.334 | -5,1% | |

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,1 milioni di MWh, sono diminuiti su base annua del 5,3%. A livello zonale, il Nord (-8,1%) ed il Sud (-7,6%) hanno evidenziato riduzioni più consistenti; in controtendenza la Sardegna (+24,5%). In calo anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 360 mila MWh (-28,0%) (Tabella 4). La ripresa sia congiunturale

(+19,9%) che tendenziale (+6,0%) delle importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,9 milioni di MWh, ha depresso ai minimi storici le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, scese a 20,5 milioni di MWh (-8,2%). Particolarmente evidente il calo delle vendite nel Nord (-10,6%) e nel Centro Nord (-10,9%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

| | Offerte | | | Vendite | | | Acquisti | | |
|-------------------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|
| | MWh | | | | | | | | |
| | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria | Var |
| Nord | 19.216.410 | 25.863 | -3,3% | 9.469.573 | 12.745 | -10,6% | 13.374.193 | 18.000 | -8,1% |
| Centro Nord | 3.525.968 | 4.746 | -7,2% | 1.780.990 | 2.397 | -10,9% | 2.759.223 | 3.714 | -5,5% |
| Centro Sud | 6.477.137 | 8.718 | +6,5% | 2.691.551 | 3.623 | -4,9% | 4.048.865 | 5.449 | -3,3% |
| Sud | 7.298.585 | 9.823 | +4,1% | 3.996.161 | 5.378 | -5,1% | 1.951.012 | 2.626 | -7,6% |
| Sicilia | 2.615.591 | 3.520 | -0,3% | 1.571.470 | 2.115 | -3,5% | 1.655.542 | 2.228 | -1,7% |
| Sardegna | 1.458.878 | 1.963 | -5,9% | 1.025.420 | 1.380 | -7,2% | 1.321.016 | 1.778 | +24,5% |
| Totale nazionale | 40.592.568 | 54.633 | -0,8% | 20.535.164 | 27.638 | -8,2% | 25.109.851 | 33.795 | -5,3% |
| Estero | 5.369.456 | 7.227 | +6,9% | 4.935.039 | 6.642 | +6,0% | 360.353 | 485 | -28,0% |
| Sistema Italia | 45.962.024 | 61.860 | +0,0% | 25.470.204 | 34.280 | -5,7% | 25.470.204 | 34.280 | -5,7% |

L'analisi per tecnologia di produzione evidenzia l'aumento delle vendite da impianti a carbone (+26,4%) – trainate dal Nord (+147,1%) – da impianti termici tradizionali (+52,8%) e da eolici (+8,6%). In calo, per contro, le vendite da impianti a ciclo combinato (-25,0%), idroelettrici (-33,1%) e geotermici (-4,0%) (Tabella 5).

Pertanto la quota delle vendite da impianti a carbone a

marzo è salita al 14,1% (+3,9 punti percentuali rispetto ad un anno fa) e quella degli impianti termici tradizionali al 23,8% (+9,5 p.p.), mentre quella degli impianti a ciclo combinato e da impianti idroelettrici ad apporto naturale è scesa rispettivamente al 46,3% (-9,6 p.p.) ed al 9,2% (-3,3 p.p.). Meno significative le variazioni della quota da altri impianti (Grafico 4).

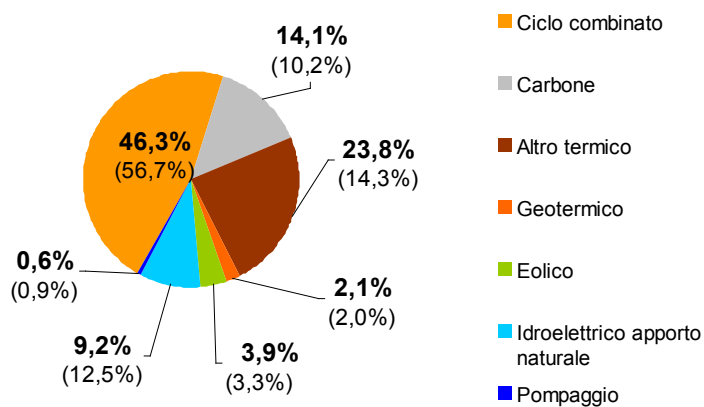
(continua)

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 |
| Termoelettrico | 10.897 | -7,6% | 2.203 | +0,1% | 3.100 | +0,7% | 4.648 | -4,0% | 1.817 | -3,2% | 1.185 | -6,3% | 23.851 | -4,8% |
| Ciclo combinato | 6.933 | -28,7% | 1.284 | -11,0% | 666 | -37,9% | 1.921 | -27,1% | 1.440 | -12,0% | 554 | -0,3% | 12.797 | -25,0% |
| Carbone | 1.547 | +147,1% | 8 | - | 1.777 | +3,7% | 11 | -83,1% | - | - | 542 | -19,1% | 3.885 | +26,4% |
| Geotermico | - | - | 590 | -4,0% | - | - | 2 | +0,0% | - | - | - | - | 591 | -4,0% |
| Altro termico | 2.418 | +67,1% | 321 | +122,6% | 657 | +124,3% | 2.715 | +26,8% | 377 | +56,5% | 89 | +125,9% | 6.577 | +52,8% |
| Idroelettrico | 1.830 | -25,6% | 190 | -60,6% | 333 | -42,0% | 244 | -30,8% | 60 | +7,6% | 60 | -56,1% | 2.717 | -33,1% |
| Apporto naturale | 1.747 | -24,0% | 170 | -61,9% | 319 | -40,5% | 244 | -30,8% | 34 | +1,8% | 31 | -71,8% | 2.544 | -32,6% |
| Pompaggio | 83 | -48,3% | 20 | -44,8% | 14 | -63,5% | - | - | 27 | +16,0% | 29 | +10,1% | 173 | -39,2% |
| Eolico | 18 | +504,8% | 4 | -5,8% | 189 | +20,7% | 486 | +2,1% | 238 | -8,1% | 134 | +57,2% | 1.070 | +8,6% |
| Totale Impianti | 12.745 | -10,6% | 2.397 | -10,9% | 3.623 | -4,9% | 5.378 | -5,1% | 2.115 | -3,5% | 1.380 | -7,2% | 27.638 | -8,2% |

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



Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini dei mercati del GME

www.mercatoelettrico.org

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Anche nel Mercato Infragiornaliero (MI) il prezzo d'acquisto, dopo le punte di febbraio, ha registrato una consistente riduzione congiunturale in tutte le quattro sessioni, confermando però il trend rialzista su base annua. Nel dettaglio, il prezzo è variato tra 75,52 €/MWh di MI1 (+12,3%) e 94,59 €/MWh di MI4 (+38,7%).

Il confronto con i prezzi di MGP negli stessi periodi rilevanti (ore) non rivela significative differenze: praticamente allineati su MI1 ed MI3, leggermente superiori su MI2 ed inferiori su

MI4 (Tabella 6; Grafico 5). I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono stati pari a 2,1 milioni di MWh, in aumento del 3,9% rispetto a marzo 2011.

Di questi oltre il 70%, ovvero 1,5 milioni di MWh (record storico), sono stati scambiati su MI1 con una crescita su base annua del 9,4%.

Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 464 mila MWh su MI2 (-8,5%), 90 mila MWh (-9,0%) su MI3 e 64 mila MWh (+6,9%) su MI4 (Tabella 6 e Grafico 5).

Tabella 6: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

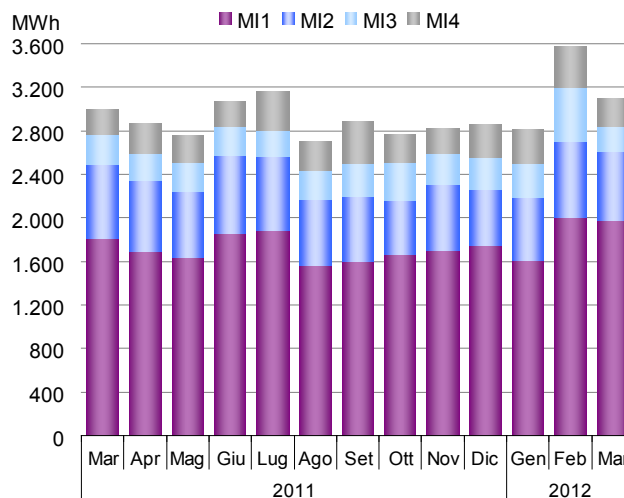
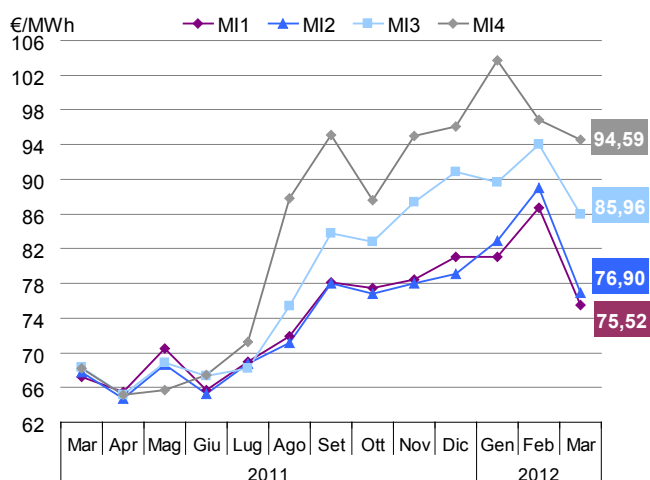
| | Prezzo medio d'acquisto €/MWh | | | Volumi medi orari MWh | | | |
|-------------------------|-------------------------------|-------------------------|--------------|-----------------------|---------------|--------------|--|
| | 2012 | 2011 | variazione | 2012 | 2011 | variazione | |
| MGP (1-24 h) | 75,31 | 68,18 | 10,5% | 34.280 | 36.371 | -5,7% | |
| MI1 (1-24 h) | 75,52 (+0,3%) | 67,23 (-1,4%) | 12,3% | 1.978 | 1.809 | 9,4% | |
| MI2 (1-24 h) | 76,90 (+2,1%) | 67,81 (-0,5%) | 13,4% | 625 | 683 | -8,5% | |
| MI3 (13-24 h) | 85,96 (-0,2%) | 68,27 (-6,8%) | 25,9% | 242 | 266 | -9,0% | |
| MI4 (17-24 h) | 94,59 (-2,6%) | 68,19 (-9,4%) | 38,7% | 258 | 241 | 6,9% | |

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



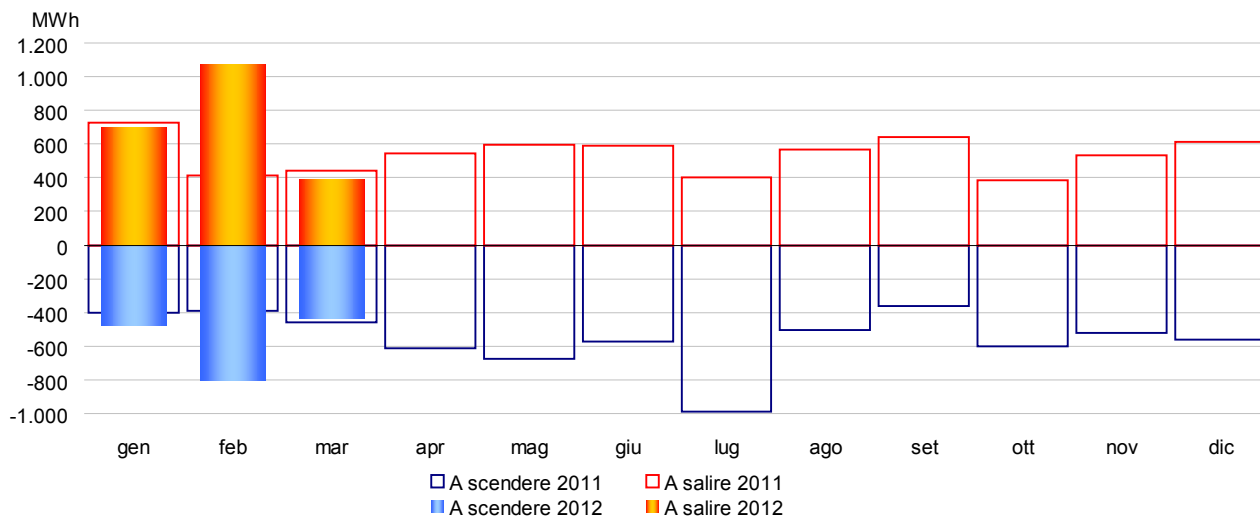
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a marzo, gli acquisti di Terna, con un calo tendenziale del 12,5%, sono scesi a 289 mila MWh, livello superiore solo al minimo

storico di ottobre 2011. In calo anche le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 325 mila MWh (-5,1% su base annua) (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), a marzo, sono stati negoziati 975 contratti, pari a 3,3 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 230 contratti O.T.C., pari a 1,9 milioni di MWh. La maggior parte degli scambi ha riguardato prodotti baseload e, in particolare, l'Anno 2013 e il III Trimestre 2012, entrambi con prezzi di controllo in calo rispetto a febbraio.

Poco mossi anche i prezzi degli altri prodotti baseload;

maggiore dinamismo, invece, per i prezzi peakload. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 21.080 MW, per un totale di 29,4 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 7). Il prodotto Aprile 2012 ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 74,50 €/MWh sul baseload e 81,90 €/MWh sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 3.295 e 1.259 MW, per complessivi 2,7 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

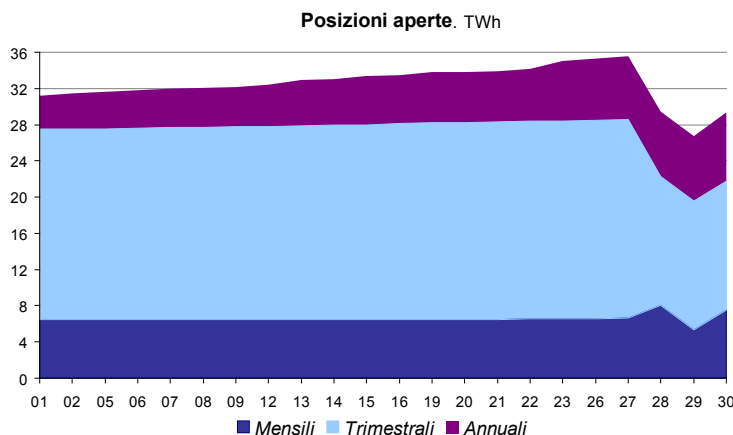
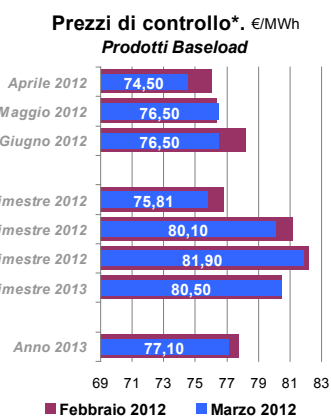
| PRODOTTI BASELOAD | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|---------------|------------------|-------------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | Posizioni aperte | |
| | €/MWh | variazione | N. | MW | MW | MW | MW | MWh |
| Aprile 2012 | 74,50 | -2,0% | 16 | 145 | - | 145 | - | - |
| Maggio 2012 | 76,50 | 0,2% | 1 | 20 | - | 20 | 3.170 | 2.358.480 |
| Giugno 2012 | 76,50 | -2,2% | 7 | 110 | - | 110 | 3.260 | 2.347.200 |
| Luglio 2012 | 80,00 | - | - | - | - | - | 2.595 | 1.930.680 |
| II Trimestre 2012 | 75,81 | -1,4% | 13 | 125 | - | 125 | - | - |
| III Trimestre 2012 | 80,10 | -1,4% | 28 | 230 | - | 230 | 2.985 | 6.590.880 |
| IV Trimestre 2012 | 81,90 | -0,4% | 12 | 100 | 5 | 105 | 2.740 | 6.052.660 |
| I Trimestre 2013 | 80,50 | 0,0% | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2013 | 73,25 | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2013 | 77,10 | -0,9% | 43 | 235 | 210 | 445 | 870 | 7.621.200 |
| Totale | | | 120 | 965 | 215 | 1.180 | 15.620 | 26.901.100 |

| PRODOTTI PEAK LOAD | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|---------------|------------------|------------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | Posizioni aperte | |
| | €/MWh | variazione | N. | MW | MW | MW | MW | MWh |
| Aprile 2012 | 81,90 | -4,0% | 2 | 5 | 15 | 20 | - | - |
| Maggio 2012 | 87,28 | 2,7% | - | - | - | - | 1.254 | 346.104 |
| Giugno 2012 | 87,38 | 0,2% | 1 | 5 | - | 5 | 1.259 | 317.268 |
| Luglio 2012 | 94,73 | - | - | - | - | - | 959 | 253.176 |
| II Trimestre 2012 | 83,64 | -2,5% | - | - | - | - | - | - |
| III Trimestre 2012 | 92,33 | 1,1% | - | - | - | - | 1.029 | 802.620 |
| IV Trimestre 2012 | 98,12 | 2,1% | - | - | - | - | 959 | 759.528 |
| I Trimestre 2013 | 100,04 | 5,8% | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2013 | 83,85 | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2013 | 88,91 | 0,0% | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | 3 | 10 | 15 | 25 | 5.460 | 2.478.696 |

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

Grafico 7: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a marzo ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a marzo 2012, pari a 28,3 milioni di MWh, hanno registrato un aumento su base annua del 14,6%. In crescita i contratti standard, in particolare i baseload (+32,7%) e gli off peak (+13,5%); in lieve flessione i contratti non standard (-1,0%). Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,7 milioni di MWh, sono quasi quadruplicate rispetto ad un anno fa, rappresentando quasi il 10% del totale registrato (erano inferiori al 3% lo stesso mese del 2011).

Nel complesso le transazioni registrate hanno determinato una

posizione netta dei conti energia di 17,1 milioni di MWh (+7,4%), livello inferiore solo al massimo storico dell'ottobre 2011.

Per quanto riguarda i programmi, quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 12,9 milioni di MWh, dopo oltre due anni, hanno segnato una flessione su base annua (-3,0%). Al terzo ribasso consecutivo, invece, i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 11,1 milioni di MWh (-7,1%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, è stato pari a 1,65, in lieve calo rispetto a febbraio (-0,04) ma in aumento su base annua (+0,10) (Grafico 8).

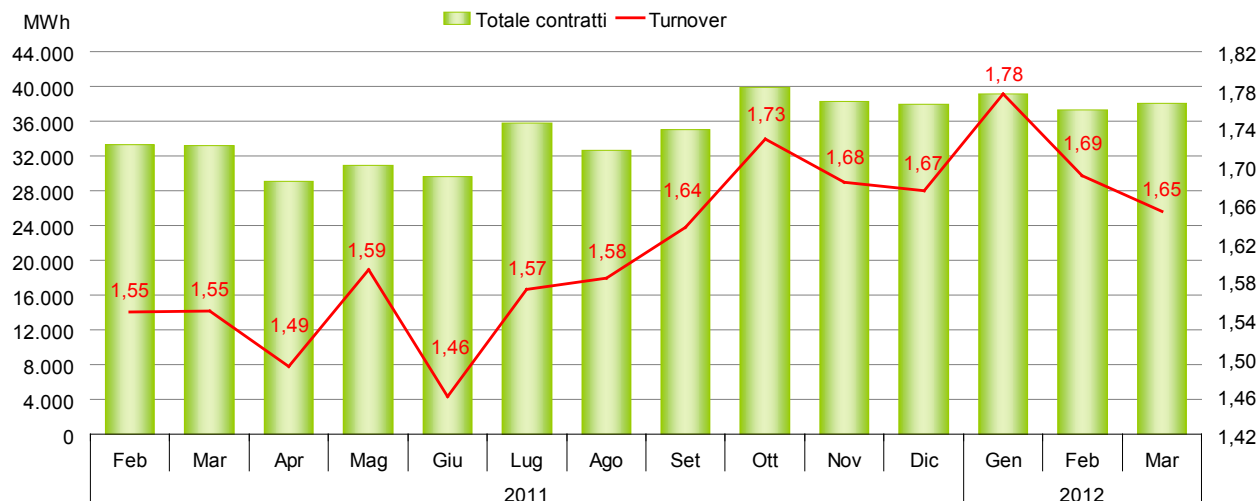
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi

Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGISTRATE | | | | PROGRAMMI | | | | | | |
|------------------------|-------------------|----------------|---------------|---|-------------------|--------------|--------------|-------------------|---------------|---------------|
| | MWh | Variazione | Struttura | Immissione | | | Prelievo | | | |
| | | | | MWh | Variazione | Struttura | MWh | Variazione | Struttura | |
| <i>Baseload</i> | 8.729.226 | +32,7% | 30,8% | Richiesti | 11.889.246 | -2,8% | 100,0% | 12.879.196 | -3,0% | 100,0% |
| <i>Off Peak</i> | 707.347 | +13,5% | 2,5% | <i>di cui con indicazione di prezzo</i> | 4.446.441 | +42,9% | 37,4% | - | - | - |
| <i>Peak</i> | 886.847 | -33,4% | 3,1% | Registrati | 11.073.972 | -7,1% | 93,1% | 12.879.178 | -3,0% | 100,0% |
| <i>Week-end</i> | 1.175 | -75,5% | 0,0% | <i>di cui con indicazione di prezzo</i> | 3.638.941 | +29,1% | 30,6% | - | - | - |
| Totale Standard | 10.324.595 | +20,9% | 36,5% | Rifiutati | 815.274 | +170,9% | 6,9% | 18 | 100% | 0,0% |
| Totale Non standard | 15.282.870 | -1,0% | 54,0% | <i>di cui con indicazione di prezzo</i> | 807.501 | +175,0% | 6,8% | - | - | - |
| PCE bilaterali | 25.607.465 | 6,8% | 90,5% | Saldo programmi | - | - | - | 1.805.206 | +34,0% | - |
| MTE | 2.689.046 | +274,3% | 9,5% | | | | | | | |
| TOTALE PCE | 28.296.511 | +14,6% | 100,0% | | | | | | | |
| POSIZIONE NETTA | 17.123.042 | +7,4% | 60,5% | | | | | | | |

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

Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di marzo si assiste ad una marcata, e in parte fisiologica, riduzione dei consumi, con effetti ribassisti sia sul prezzo della zona nord, sceso a 73,25 €/MWh (-18,2%), sia su quello della borsa slovena, attestatosi a 51,22 €/MWh (-40,3%). Il forte ribasso osservato su BSP, comune alle principali quotazioni europee, ha determinato la crescita del differenziale di prezzo con il riferimento italiano a 22 €/MWh, valore massimo dall'avvio del market coupling, facendo così scendere in questo mese al 17% la percentuale di ore in cui

le due borse presentano lo stesso prezzo. In tale contesto di prezzo, la capacità allocata attraverso il meccanismo di mercato, salita al massimo storico di 526 MW, è risultata utilizzata in import verso l'Italia nel 100% delle ore.

Si conferma, per il terzo mese consecutivo, la preferenza degli operatori per l'allocazione mediante market coupling, che arriva a costituire il 97% della capacità transfrontaliera totale, relegando l'allocazione in asta esplicita ad un ruolo marginale.

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 |
| Baseload | 73,25 | -18,2% | +7,1% | 51,22 | -40,3% | -7,8% | 83% | 17% | 0% | 526 |
| Picco | 86,60 | -24,5% | +8,1% | 62,55 | -43,8% | +0,3% | 28% | 8% | 0% | 212 |
| Fuori Picco | 65,13 | -12,8% | +11,8% | 46,71 | -33,0% | -10,5% | 32% | 4% | 0% | 187 |
| Festivo | 66,83 | -12,3% | +0,5% | 42,84 | -41,6% | -16,6% | 24% | 5% | 0% | 127 |

* I prezzi sono relativi alla borsa Slovena BSP

Grafico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

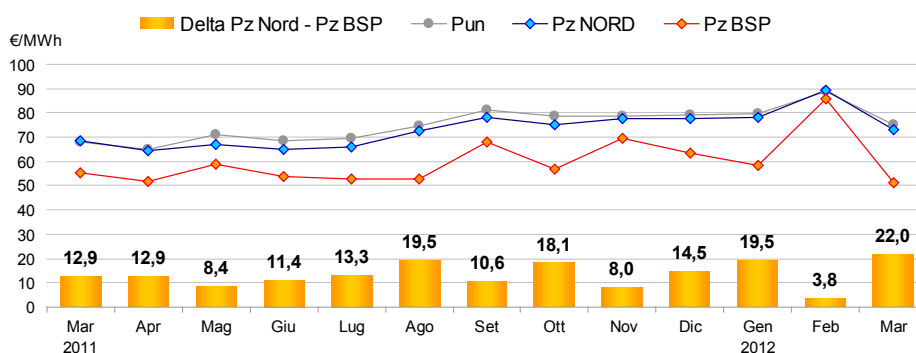
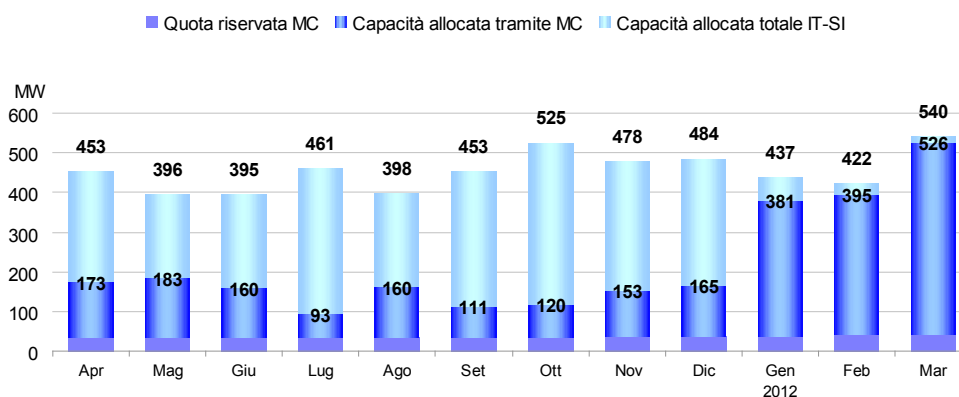


Grafico 2: Capacità di import dalla Slovenia

Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

| | Volumi medi (MWh) | | N° di ore (%) | | N° di ore di uso efficiente (%) | | N° di ore di sottoutilizzo (%) | | N° di ore di uso antieconomico (%) | |
|---------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------------------|----------------------------|------------------------------------|----------------------------|
| | BSP (Market coupling) | Zona SLOV (Asta esplicita) | BSP (Market coupling) | Zona SLOV (Asta esplicita) | BSP (Market coupling) | Zona SLOV (Asta esplicita) | BSP (Market coupling) | Zona SLOV (Asta esplicita) | BSP (Market coupling) | Zona SLOV (Asta esplicita) |
| Import | 526 | 14 | 100,0% | 85,6% | 100,0% | 85,6% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Export | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Totale | 526 | 14 | 100,0% | 85,6% | 100,0% | 85,6% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

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

Fonte: GME

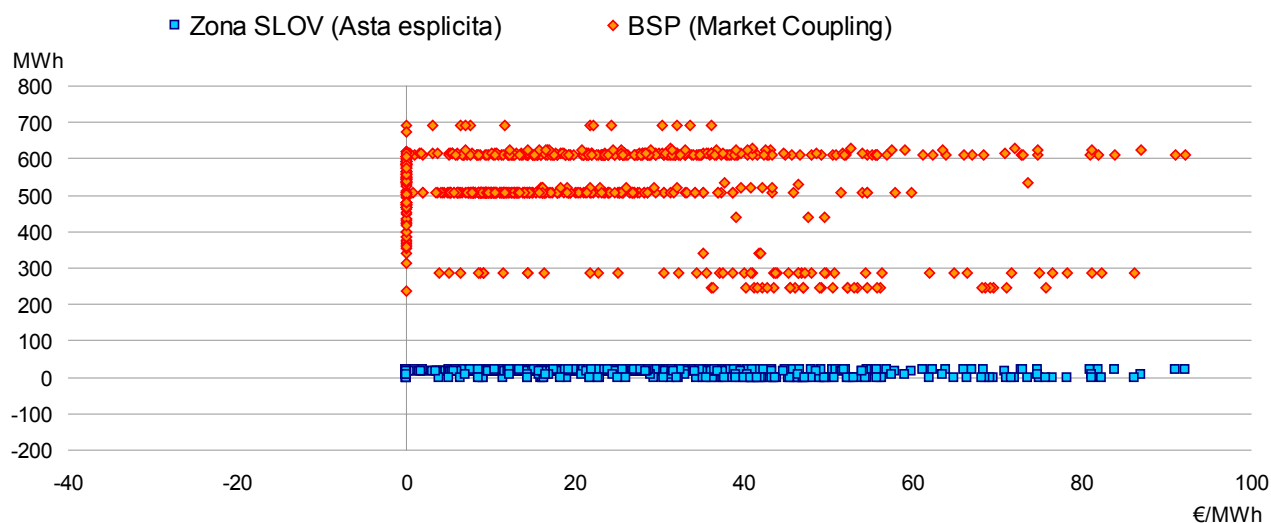
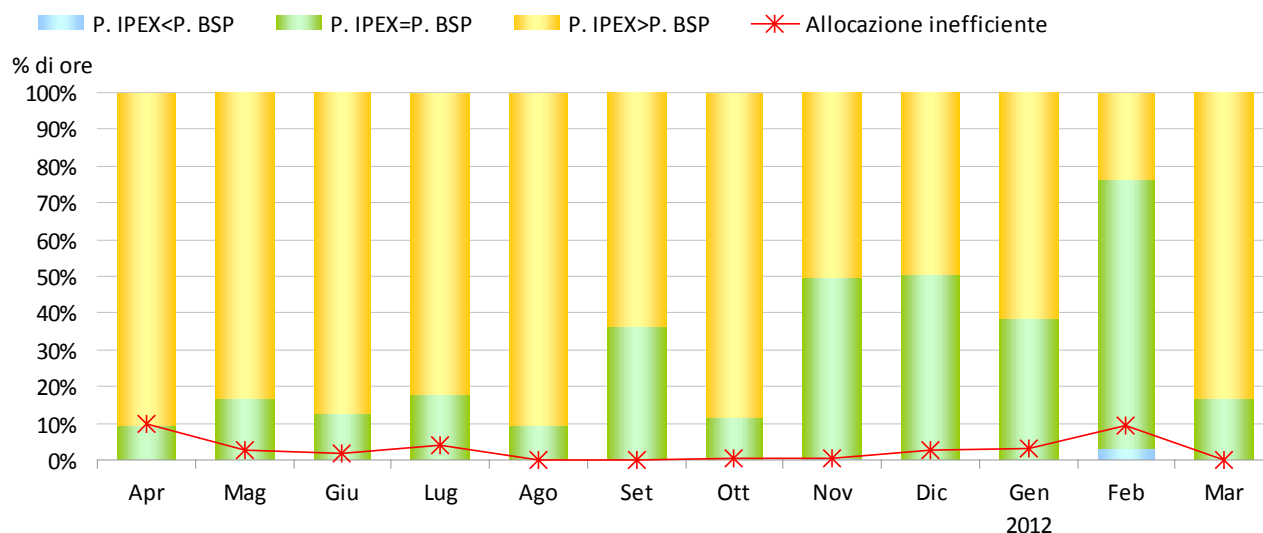


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Dopo l'emergenza freddo del mese scorso, a marzo i consumi di gas naturale si sono ridotti drasticamente riprendendo le dinamiche ribassiste interrotte a fine gennaio. A ciò ha fatto seguito la diminuzione delle importazioni e il ritorno dello stoccaggio all'iniezione, con un mese di anticipo

rispetto agli anni precedenti. In tale contesto si osservano quotazioni del gas in diminuzione congiunturale sia sul PSV, sceso a 29,03 €/MWh (-16%), che sui mercati del gas gestiti dal GME, le cui quotazioni sono variate tra 28,34 €/MWh e 28,92 €/MWh (-10/12%).

Nel mese di marzo i consumi di gas si sono attestati a 6.585 Mmc risultando in fisiologico calo congiunturale e in netto ribasso tendenziale (-23%). Quest'ultimo si concentra soprattutto sui consumi civili (-28%), complici le temperature sopra la media e, come ormai avviene da vari mesi a questa parte, consumi termoelettrici (-22%), spiazzati dalla produzione da fonte rinnovabile e dal calo dei consumi

elettrici. Di minor entità, invece, la diminuzione tendenziale dei consumi industriali (-4%). La flessione degli acquisti termoelettrici trova ulteriore conferma nei dati complessivi del primo trimestre, che evidenziano una domanda in diminuzione del 2% trainata dal solo comparto termoelettrico (-9%), a fronte di consumi civili e industriali in debole ripresa (+0,6%;+0,7%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

| Volumi | MCM | Δ% Tend |
|---------------------------------|--------------|-------------|
| Domanda | 6.585 | -23% |
| Impianti di Distribuzione | 3.115 | -28% |
| Consumi Termoelettrici | 2.017 | -22% |
| Consumi Industriali | 1.265 | -4% |
| Rete terzi e consumi di sistema | 187 | -32% |
| Offerta | 6.585 | -23% |
| Import | 5.913 | -13% |
| Produzione Nazionale | 720 | +9% |
| Sistemi di stoccaggio | -48 | -105% |

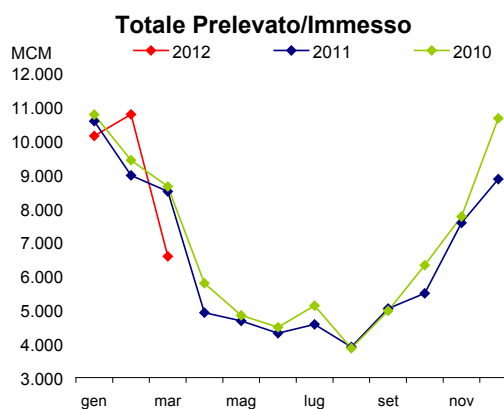
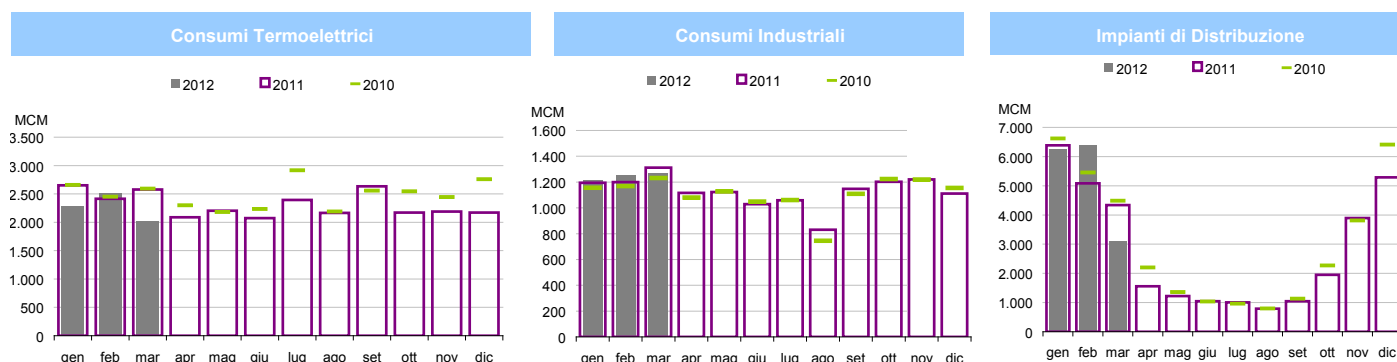


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



(continua)

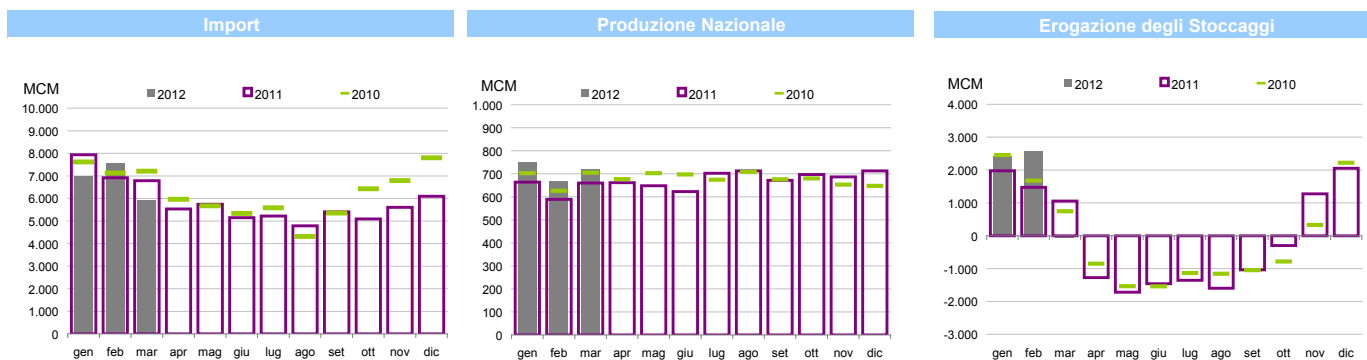
Il ribasso dei consumi è stato in buona parte compensato dal calo delle importazioni (-13%), localizzato soprattutto sul gas algerino (-31%), russo (-18%) e sul terminale GNL di Panigaglia (-36%).

Ciononostante si è prodotto un ritorno all'iniezione dello

stoccaggio con un mese di anticipo rispetto ai due anni precedenti, in parte sostenuto dall'aumento della produzione nazionale (+9%). Il mese, quindi, si chiude con un livello di gas stoccato da Stogit pari a 2.419 Mmc, superiore all'ammontare registrato nello stesso periodo del biennio scorso.

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

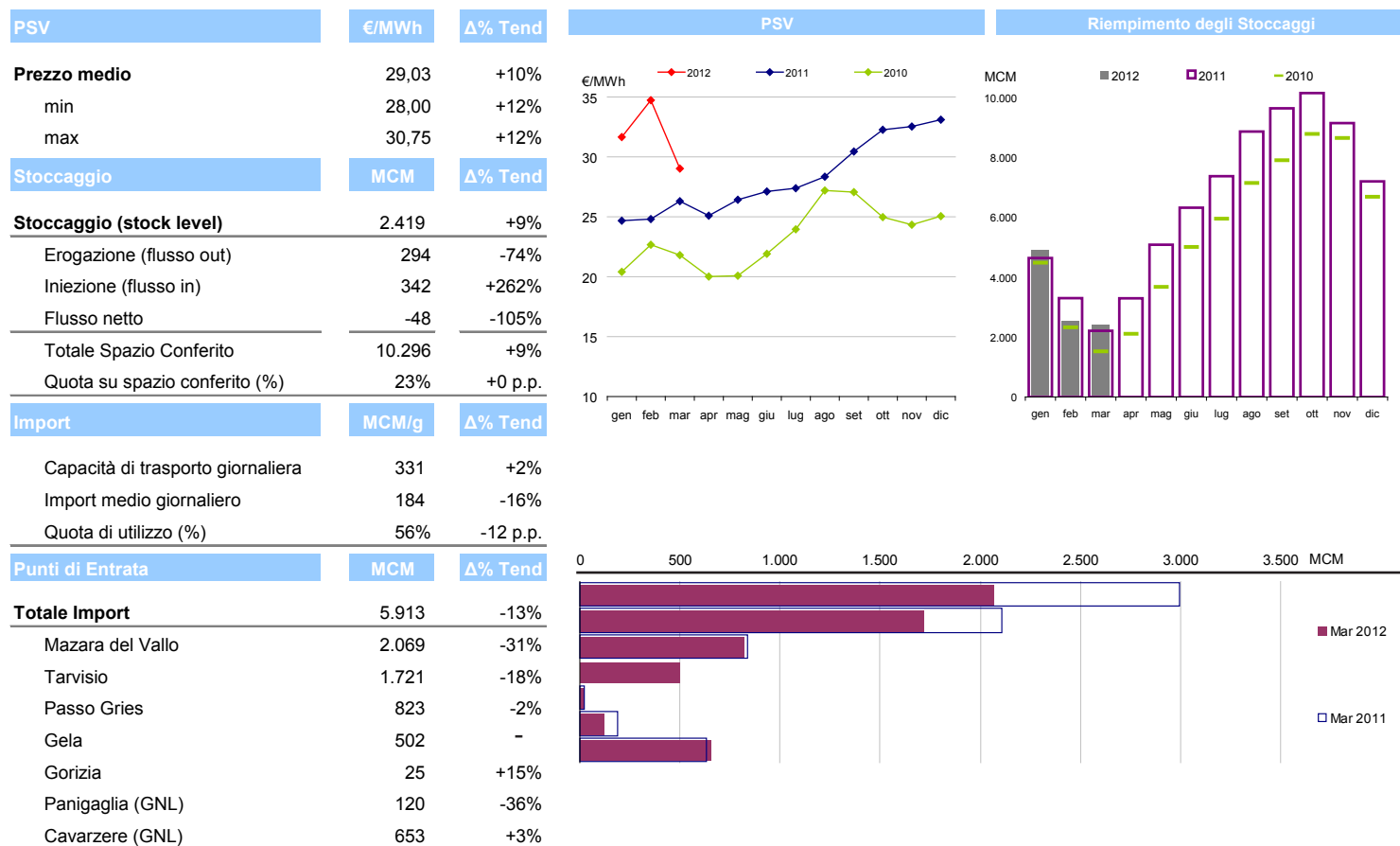


A seguito del forte rialzo osservato nel mese scorso, la quotazione mensile del PSV scende a 29,03 €/MWh, portandosi dopo 6 mesi al di sotto della soglia dei 30 €/MWh. Nonostante il marcato

calo congiunturale (-16%), il prezzo del gas sull'hub italiano si conferma 5-6 €/MWh più elevato rispetto ai riferimenti europei, nonché l'unico tra essi in aumento tendenziale (+10%).

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

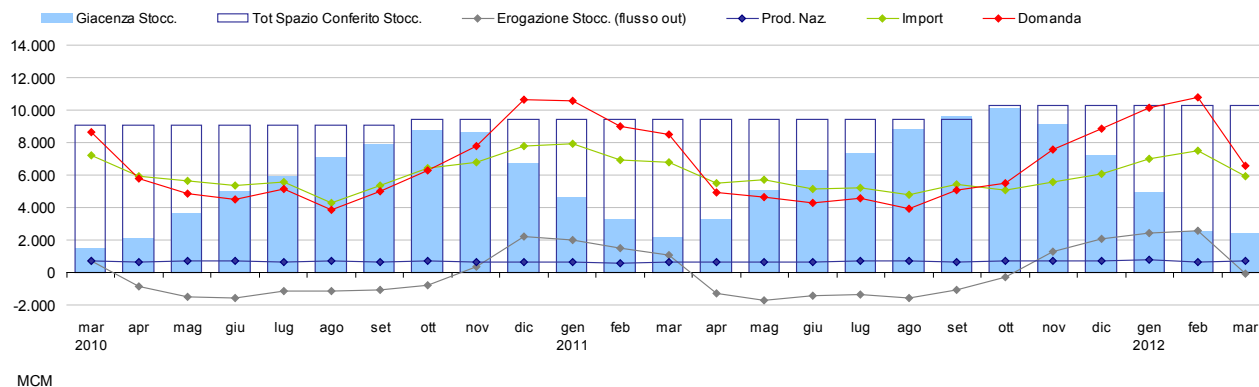
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



La dinamica ribassista osservata sulle quotazioni PSV si registra anche sui mercati del gas gestiti dal GME che esprimono complessivamente prezzi compresi tra 28,34 €/MWh e 28,92 €/MWh, in calo del 10-12% rispetto al mese

precedente. M-GAS si conferma un mercato ancora poco utilizzato – con scambi residuali pari a 0,92 Mmc, relativi a 7 sedute – mentre la PB-GAS totalizza 364 Mmc scambiati, pari al 5,5% dei consumi del sistema.

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 | 28,34 | 4 | -10,6% | 0,69% | - | - | - |
| MI-gas (2) | €/MWh | 28,45 | 3 | -12,6% | 0,00% | - | - | - |
| Comp. Royalties (3) | €/MWh | 31,39 | - | - | - | - | - | - |
| Comp. Import (3) | €/MWh | - | - | - | - | - | - | - |
| PB-gas (1) | €/MWh | 28,92 | 31 | -11,7% | 3,0% | - | - | - |
| PSV (1) | €/MWh | 29,03 | - | -16,4% | 2,9% | - | - | - |

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

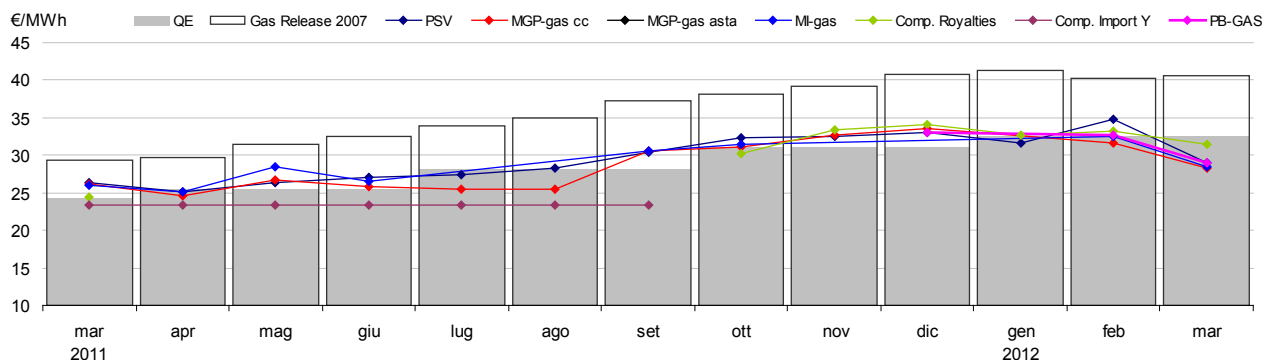


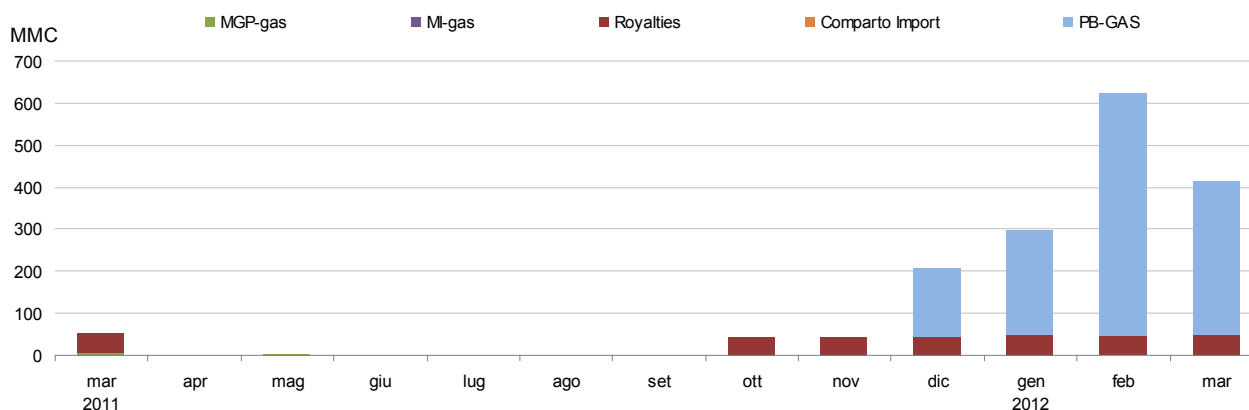
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

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 | 0,51 | -54,3% | - | - | 0,51 | 1 | 2 | 4 |
| MI-gas | MCM | 0,41 | 56,5% | - | - | 0,41 | 1 | 1 | 3 |
| Comparto Royalties | MCM | 50 | - | - | - | - | - | - | - |
| Comparto Import | MCM | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PB-GAS | MCM | 364 | -40,9% | - | - | 364 | 3 | 35 | - |

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

Fonte: dati GME, SRG



II MERCATO DI BILANCIAMENTO DEL GAS

Nel mese di marzo lo sbilanciamento assoluto cumulato è stato pari a 3,8 TWh (364 Mmc). Il sistema gas è risultato lungo per tutto il mese – ad eccezione del 10 marzo in cui SNAM ha agito da acquirente per 6.591 MWh – per effetto di riduzioni non programmate dei prelievi sulle reti di distribuzione e sugli impianti termoelettrici. In tale contesto il prezzo medio del mercato di bilanciamento è stato pari a 28,92 €/MWh, risultando in netta flessione rispetto al mese precedente (-11,7%), analogamente a quanto registrato sul PSV (29,03 €/MWh; -16,4%) e su gli altri mercati spot del GME. L'andamento giornaliero mostra come il prezzo, complessivamente variato tra 27,86 €/MWh e 30,67 €/MWh, ha presentato un netto trend decrescente nella prima parte del mese, per poi stabilizzarsi nella seconda metà poco sopra i 28 €/MWh.

Relativamente alla partecipazione al mercato, questo mese

sono risultati 35 operatori con scambi a fronte dei 58 soggetti all'obbligo di offerta.

Escludendo l'unico giorno in cui SNAM ha agito da acquirente, si può osservare un lieve miglioramento della concentrazione sia in termini di HHI, benché ampiamente sopra la prima soglia di competitività (1.800), sia in termini di indice di operatore marginale (IOMq) del primo operatore. Quest'ultimo, che misura la massima quota di volumi su cui lo stesso operatore ha fissato il prezzo, risulta infatti in calo al 42% (-14 p.p.) denotando un mercato più conteso.

Gli indicatori calcolati al margine delle curve di domanda e offerta confermano un elevato livello di attività in un intervallo del $\pm 5\%$ del prezzo di equilibrio, in cui risultano complessivamente presenti 11/25 operatori, mentre descrivono una curva sostanzialmente anelastica in un intorno del $\pm 5\%$ 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 | $\Delta\%$ M-1 | Δ PSV | M | M-1 | M | $\Delta\%$ M-1 |
| Acquisto | 1 | 15 | 29,48 | -12,7% | - | - | 3,0% | 6.591 | -98% |
| Vendita | 30 | 14 | 28,91 | -8,8% | -0,12 | 3,0% | 6,9% | 128.156 | -8% |
| Totale | 31 | 29 | 28,92 | -11,7% | -0,10 | 3,0% | 6,0% | 124.235 | -41% |

Gráfico 1: Andamento mensile degli esiti del mercato

Fonte: dati GME

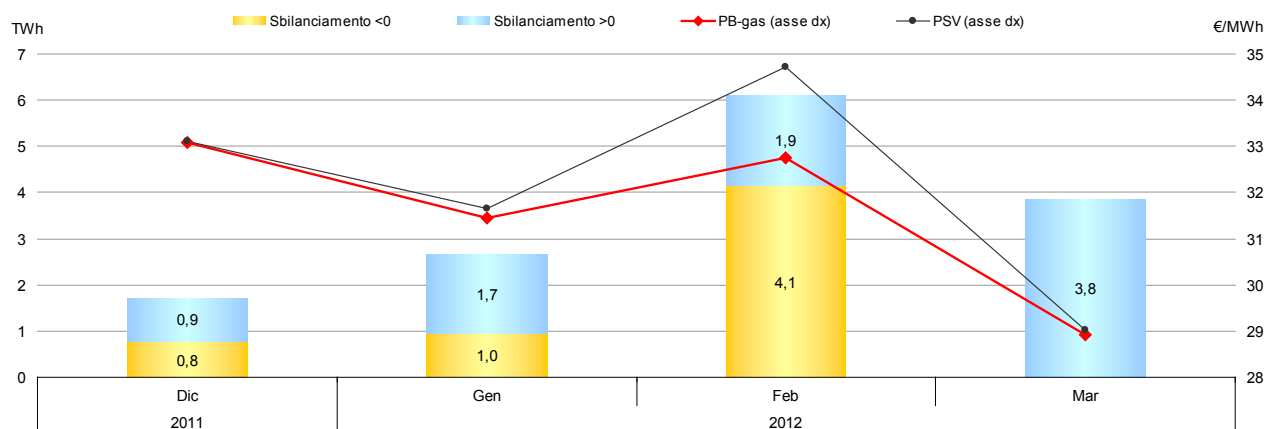


Tabella 2: Partecipazione al mercato

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 | |
| Acquisto | 3 | 42 | 7.725 | 2.930 | 100% | 49% | 3 | 15 | 8 | 17 | 0,0% | -0,1% | 0,0% | 0,2% |
| Vendita | 35 | 30 | 2.814 | 3.840 | 42% | 56% | 26 | 25 | 12 | 10 | 0,1% | 0,1% | 0,0% | -1,1% |
| Totale | 35 | 46 | 2.973 | 3.369 | 42% | 33% | 25 | 20 | 11 | 13 | 0,1% | 0,0% | 0,0% | -0,4% |

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

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

Grafico 2: Andamento giornaliero esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

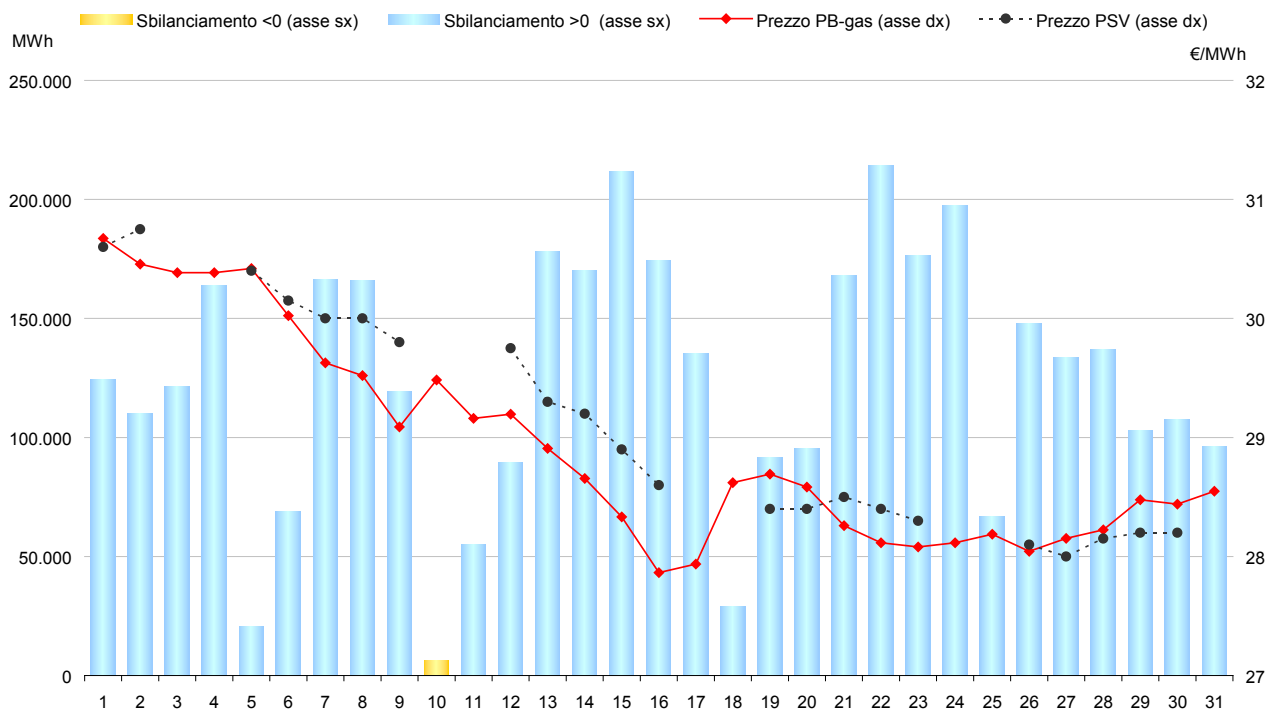


Grafico 3: Andamento mensile indici di concentrazione

Fonte: dati GME

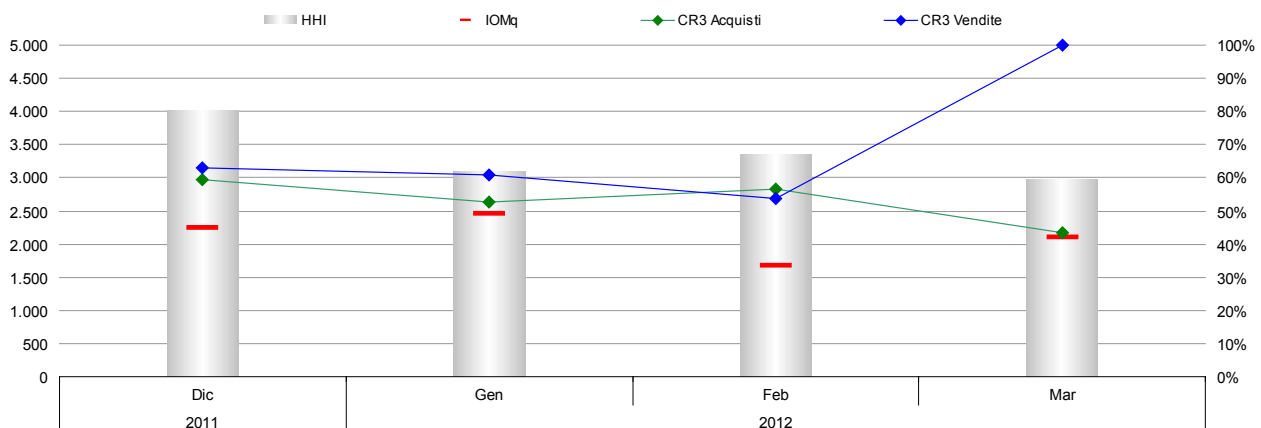
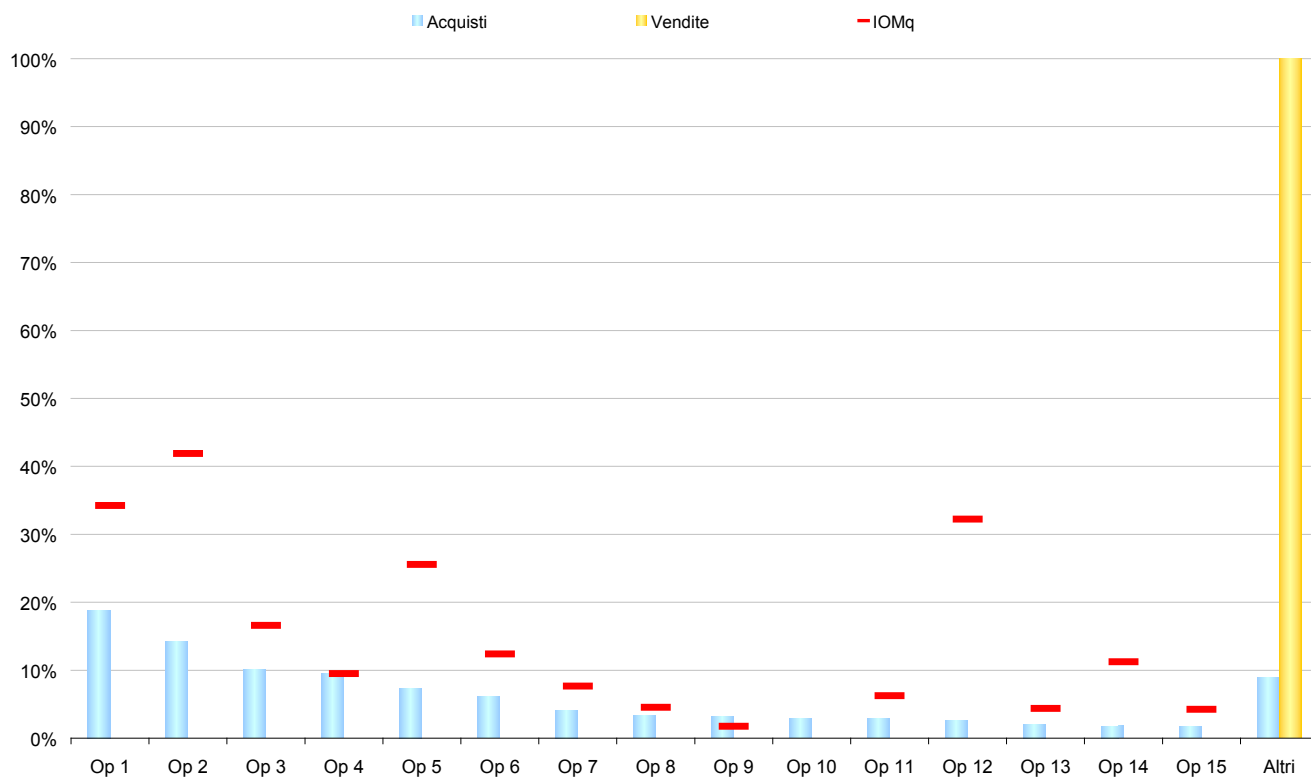


Grafico 4: Quote di mercato e IOMq

Fonte: dati GME



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di marzo non accennano ad arrestarsi le dinamiche rialziste in atto da inizio anno sulle quotazioni continentali del greggio, arrivate a toccare il loro massimo valore da agosto 2008 e ancora decisamente superiori al prezzo di riferimento statunitense.

Prosegue, invece, la fase ribassista del carbone europeo, la cui quotazione scende al livello più basso dell'ultimo anno, confermandosi per il secondo mese consecutivo inferiore a

quella registrata nel mercato sudafricano come raramente rilevato nel biennio 2010-2011.

Dopo l'exploit indotto a febbraio dalle anomale condizioni climatiche, nel mese di marzo risultano in calo anche il prezzo continentale del gas, attestato comunque su valori superiori a quelli registrati nel corso di tutto il 2011 e di inizio 2012, e le quotazioni elettriche, tornate invece in linea o su livelli inferiori a quelli osservati a gennaio.

A marzo le quotazioni sui mercati petroliferi europei arrivano a toccare i 125,3 \$/bbl, valore più alto degli ultimi quattro anni, rafforzando le dinamiche congiunturali e tendenziali rialziste in atto da inizio anno e confermando l'interruzione del periodo di ridotta volatilità attorno ai 110 \$/bbl osservato nella seconda parte del 2011 (+4,8% su base mensile, +9,4% su base annua). In virtù di tali aumenti si allarga anche il differenziale con il WTI statunitense, caratterizzatosi in questo primo trimestre del 2012 per aumenti decisamente meno pronunciati. Un progressivo ritorno alla convergenza tra le due quotazioni sembra invece indicato dai mercati futures, orientati verso una graduale diminuzione del prezzo del Brent e una lieve, ma costante, ripresa del riferimento americano.

I movimenti del greggio continentale spingono al rialzo le quotazioni dei suoi prodotti di raffinazione, portando l'olio combustibile a ridosso dei 757 \$/MT (+5,2%, +15,2%) e il gasolio a superare abbondantemente i 1.000 \$/MT (+2,0%, +6,1%), nuovo record da agosto 2008, con prospettive di

ulteriore lieve crescita evidenziate dai mercati a termine per il prossimo mese di aprile.

In controtendenza ormai da qualche mese appare invece il carbone, il cui prezzo è sceso al minimo da settembre 2010, attestandosi a 96,5 \$/MT (-2,2% congiunturale, -23,4% tendenziale) e segnalando ribassi maggiori di quelli rilevati sul riferimento sudafricano. A fronte della propensione al ribasso evidenziata dalla commodity nel corso dell'ultimo semestre, le aspettative degli operatori sembrano propendere per una progressiva ripresa delle sue quotazioni, costante e graduale fino ad inizio 2013.

Nella conversione delle quotazioni in euro, la sostanziale stabilità a 1,32 \$/€ del tasso di cambio dollaro/euro non produce impatti sostanziali nelle variazioni congiunturali dei combustibili.

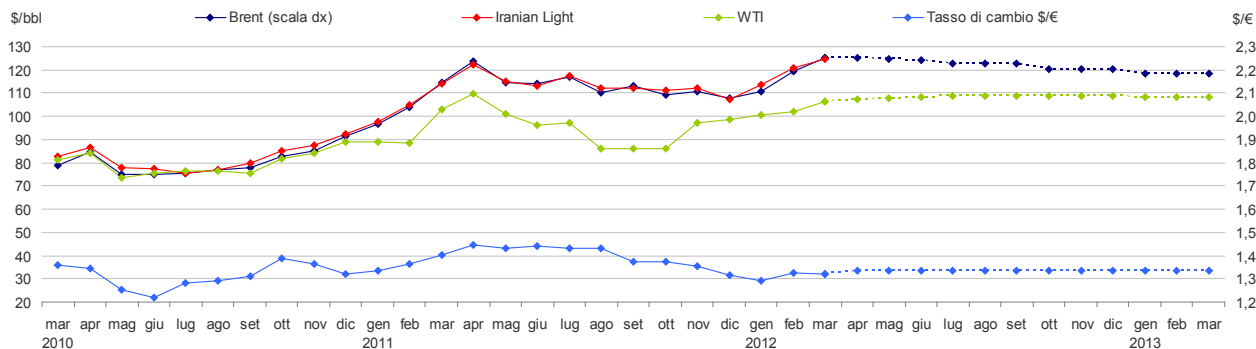
In termini tendenziali, tuttavia, il livello di parità tra le due monete risulta inferiore a quello riscontrato un anno fa (-5,7%), con un conseguente inasprimento degli incrementi valutati in euro osservati sui mercati petroliferi.

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

| FUEL | UdM | Quotazioni spot | | | | Quotazioni futures | | | |
|--------------------|--------|-----------------|-------------|--------------|---------------------|--------------------|----------|----------|----------|
| | | Mar 12 | Diff M-1(%) | Diff M-12(%) | Ultima quot. future | Apr 12 | Mag 12 | Giu 12 | Calendar |
| Exch. Rate \$/€ | - | 1,32 | -0,2% | -5,7% | 1,33 | 1,33 ▲ | 1,33 ▲ | 1,33 - | 1,34 ▲ |
| Brent | \$/bbl | 125,3 | +4,8% | +9,4% | 123,1 | 125,3 ▲ | 124,7 ▲ | 124,0 - | 115,3 ▲ |
| FOB | €/bbl | 94,9 | +5,0% | +16,0% | 92,4 | 93,9 ▲ | 93,4 ▲ | 92,9 - | 86,2 ▲ |
| Fuel Oil | \$/MT | 756,9 | +5,2% | +15,2% | 736,5 | 759,8 ▲ | 754,0 ▲ | 750,0 - | 699,0 ▲ |
| 1% FOB ARA Barge | €/MT | 572,9 | +5,4% | +22,2% | 552,7 | 569,4 ▲ | 564,9 ▲ | 561,8 - | 522,3 ▲ |
| Gasolio | \$/MT | 1022,1 | +2,0% | +6,1% | 1030,6 | 1030,8 ▲ | 1031,4 ▲ | 1031,8 - | 996,6 ▲ |
| 0,1% FOB ARA Barge | €/MT | 773,6 | +2,2% | +12,5% | 773,4 | 772,4 ▲ | 772,8 ▲ | 772,9 - | 744,6 ▲ |
| Coal | \$/MT | 96,5 | -2,2% | -23,4% | 102,0 | 100,0 ▼ | 101,8 ▼ | 102,9 - | 113,1 ▼ |
| API2 CIF ARA | €/MT | 73,1 | -2,0% | -18,7% | 76,5 | 74,9 ▼ | 76,2 ▼ | 77,1 - | 84,5 ▼ |

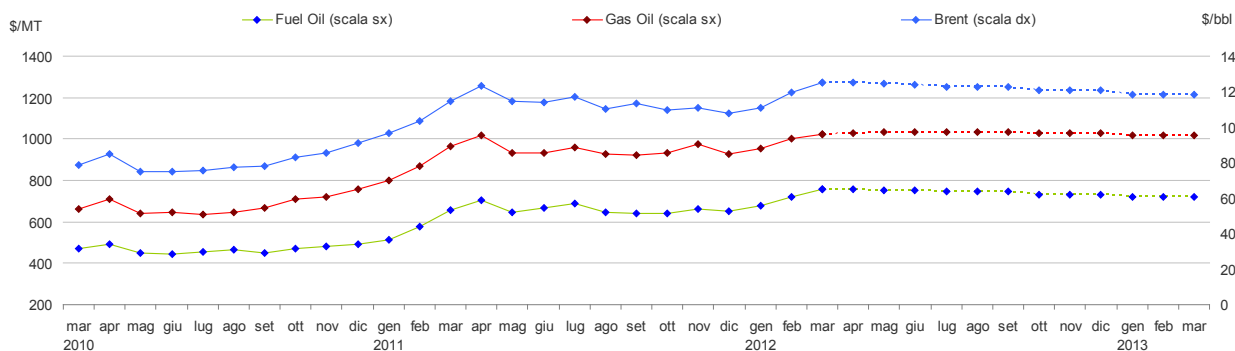
(continua)

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



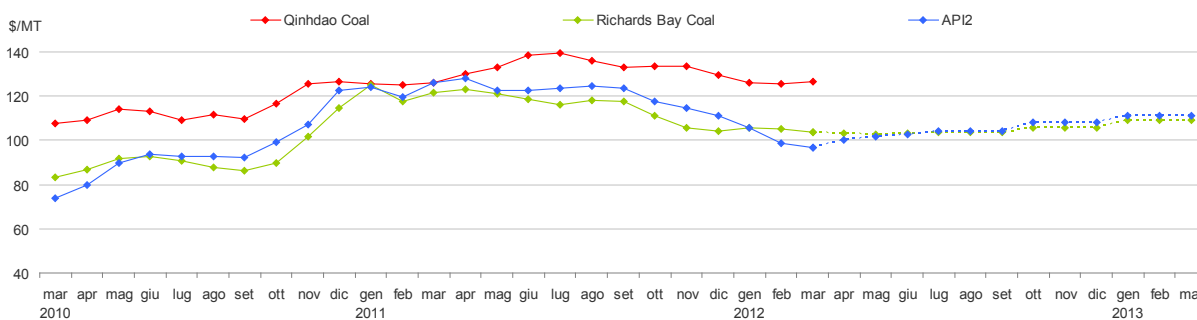
Fonte: Thomson-Reuters

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

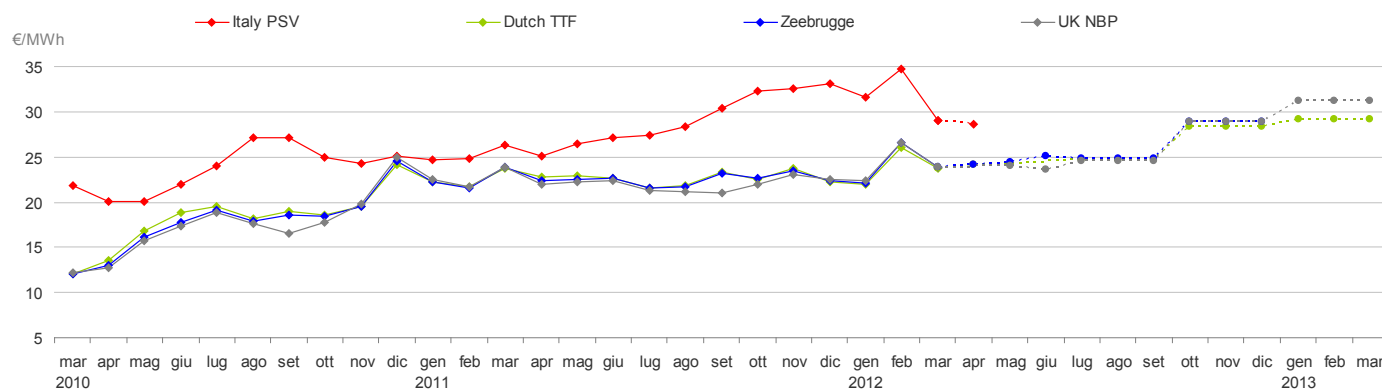
Decisamente più significativa appare la flessione congiunturale mostrata dai prezzi agli hub del gas centro-nord europei (-8/10%), tutti in parziale rientro dopo l'exploit indotto il mese scorso da condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli. Tuttavia, nonostante la riduzione, le quotazioni sui riferimenti continentali si mantengono allineate sui 24 €/MWh, valore pari a quello di un anno fa, ma superiore a quelli registrati a fine 2011 e nel primo mese del 2012. Su base mensile diminuzioni

più accentuate si rilevano al PSV italiano, dove le quotazioni scendono sui 29 €/MWh (-16,4%), ravvivando le dinamiche ribassiste evidenziate ad inizio anno e tali da riportare il differenziale con gli altri listini continentali attorno ai 5 €/MWh (-3 €/MWh rispetto a febbraio). Le attese degli operatori, assolutamente conservative per il semestre aprile-settembre, rivelano una nuova ripresa delle quotazioni in corrispondenza della partenza del nuovo anno termico.

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

Fonte: Thomson-Reuters

| Quotazioni spot (€/MWh) | | | | | | Quotazioni futures (€/MWh) | | | |
|-------------------------|-------------|--------|-------------|--------------|---------------------|----------------------------|--------|--------|-------------|
| GAS | Area | Mar 12 | Diff M-1(%) | Diff M-12(%) | Ultima quot. future | Apr 12 | Mag 12 | Giu 12 | Gas Year 12 |
| PSV DA | Italia | 29,03 | -16,4% | +10,4% | 31,30 | 28,60 | - | - | - |
| Dutch TTF | Olanda | 23,80 | -8,8% | +0,3% | 24,20 | 24,20 | 24,25 | - | 27,35 |
| Zeebrugge | Belgio | 23,86 | -10,0% | +0,2% | 24,25 | 24,11 | 24,35 | 25,15 | 27,84 |
| UK NBP | Regno Unito | 23,90 | -10,2% | +0,0% | - | - | 24,03 | 23,56 | 27,88 |



Anche le quotazioni espresse dalle principali borse elettriche europee evidenziano un ritorno dei prezzi su livelli analoghi o inferiori a gennaio. Un tale andamento si riscontra sul mercato francese e in quello tedesco, dove il prezzo si attesta sui 41/45 €/MWh - in calo consistente rispetto al mese di febbraio (-25/-46%) e allo scorso anno (-17/-24%) - sia sul mercato italiano, dove alla riduzione congiunturale delle quotazioni (-15,4%), posizionatesi attorno ai 75 €/MWh, fa tuttavia da contraltare la conferma di una crescita

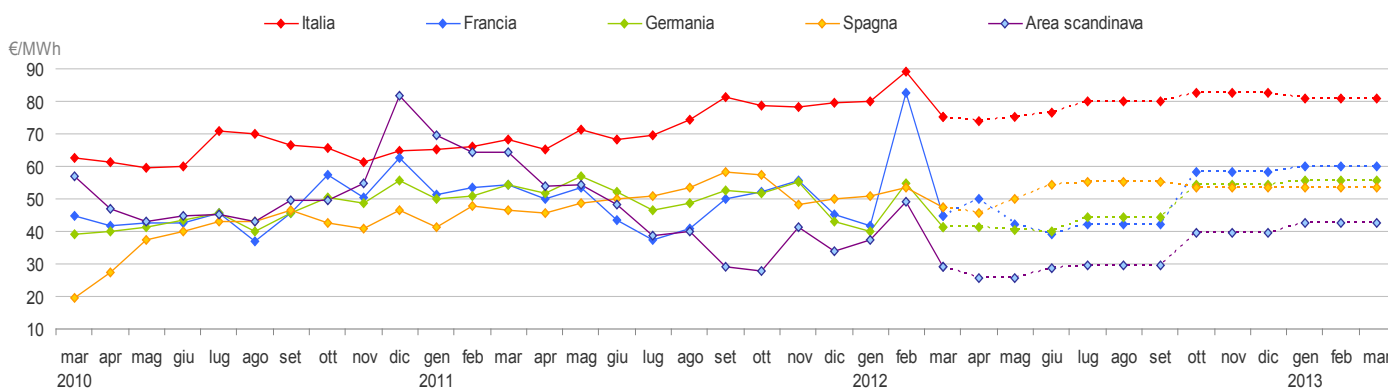
tendenziale (+10,5%) osservata già nel corso di tutto il 2011 e legata al progressivo aumento del costo di generazione a gas.

Quanto alle aspettative degli operatori per i mesi a venire, l'andamento dei futures sembra riflettere fedelmente una ormai tipica stagionalità delle quotazioni, caratterizzata da un allargamento del differenziale tra i prezzi italiani e quelli centro-europei nel periodo estivo e da una più marcata ripresa di questi ultimi a partire da ottobre.

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

Fonte: Thomson-Reuters

| Area | Quotazioni spot (€/MWh) | | | | Quotazioni futures (€/MWh) | | | |
|-----------------|-------------------------|-------------|--------------|---------------------|----------------------------|---------|---------|----------|
| | Mar 12 | Diff M-1(%) | Diff M-12(%) | Ultima quot. future | Apr 12 | Mag 12 | Giu 12 | Calendar |
| Italia | 75,31 | -15,4% | +10,5% | 79,38 | 73,98 ▼ | 75,01 ▼ | 76,50 - | 76,55 ▼ |
| Francia | 44,65 | -45,8% | -17,6% | 57,38 | 49,83 ▼ | 42,16 ▼ | 39,03 - | 51,73 ▼ |
| Germania | 41,15 | -25,1% | -24,5% | 54,79 | 41,31 ▼ | 40,52 ▼ | 40,12 - | 51,33 ▼ |
| Svizzera | 53,95 | -35,7% | -11,3% | - | - | - | - | - |
| Austria | 41,76 | -23,3% | -24,2% | - | - | - | - | - |
| Spagna | 47,57 | -11,1% | +1,9% | 53,63 | 45,70 ▼ | 50,15 ▼ | 54,45 - | 51,75 ▼ |
| Regno Unito | 46,45 | -4,3% | -9,4% | 45,52 | 45,82 ▼ | 45,86 ▲ | 45,41 - | - |
| Area scandinava | 29,20 | -40,5% | -54,5% | 36,20 | 25,60 ▼ | 25,85 ▼ | 28,50 - | 38,73 ▼ |



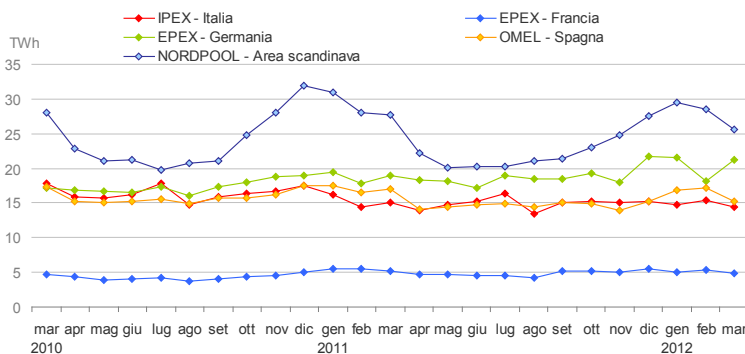
Relativamente ai volumi scambiati, il progressivo incremento delle quantità complessivamente negoziate su Epex, exchange di riferimento per l'area franco-tedesca (26 TWh), favorisce in termini di capienza il nuovo sorpasso su NordPool, la borsa continentale tradizionalmente più

liquida, ma in perdurante contrazione tendenziale (25,7 TWh, -7,4%). In ulteriore flessione si segnalano anche le contrattazioni rilevate sui listini mediterranei, attestate sui 14-15 TWh (-4/-10%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

| Area | Volumi spot (TWh) | |
|-----------------|-------------------|--------------|
| | Mar 12 | Diff M-12(%) |
| Italia | 14,4 | -4,6% |
| Francia | 4,8 | -6,9% |
| Germania | 21,2 | +11,9% |
| Svizzera | 1,1 | +6,3% |
| Austria | 1,0 | +45,9% |
| Spagna | 15,2 | -10,2% |
| Regno Unito | 1,6 | -6,8% |
| Area scandinava | 25,7 | -7,4% |



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di marzo 2012, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 279.017 TEE, in aumento rispetto ai 166.184 TEE scambiati a febbraio.

Dei 279.017 TEE totali sono stati scambiati 98.306 di Tipo I, 114.218 di Tipo II e 66.493 di Tipo III.

La tendenza positiva dei prezzi nel primo trimestre 2012, si conferma nel mese di marzo con un aumento del 3,09 % per la Tipologia I, 2,51 % per la Tipologia II e 4,07% per la Tipologia III. Nello specifico, i Titoli di tipo I sono stati

scambiati ad una media di 105,64 € (rispetto a 102,47 € di febbraio), i Titoli di tipo II ad una media di 104,98 € (rispetto a € 102,41 di febbraio) e i Titoli di tipo III ad una media di 106,28 € (rispetto a 102,12 € di gennaio).

I Titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 1.644.753 (699.948 di tipo I, 619.188 di tipo II e 325.617 di tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i Titoli emessi sono pari a 13.080.805.

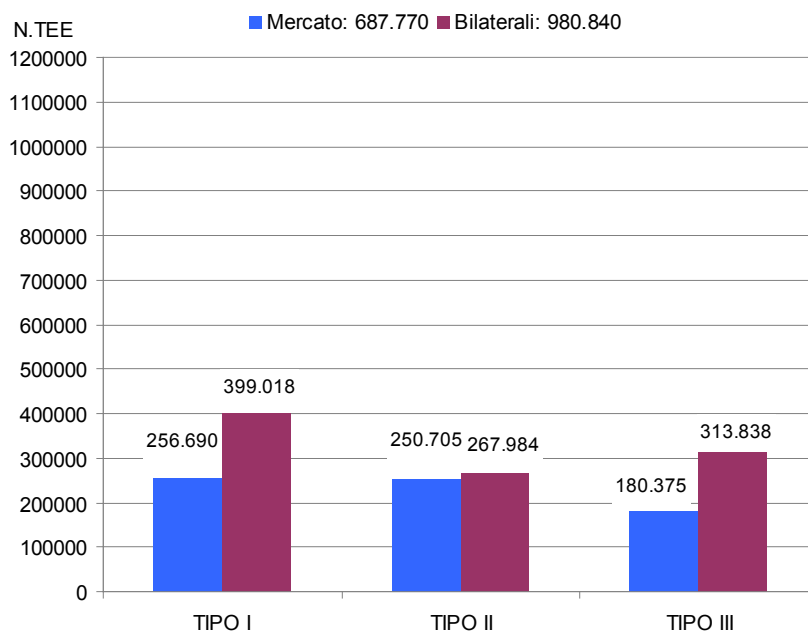
TEE, risultati del mercato del GME - marzo 2012

Fonte: GME

| | Tipo I | Tipo II | Tipo III |
|--------------------------------|-----------------|-----------------|----------------|
| Volumi TEE scambiati (n. TEE) | 98.306 | 114.218 | 66.493 |
| Controvalore (€) | € 10.385.159,21 | € 11.990.382,46 | € 7.066.567,13 |
| Prezzo minimo (€/TEE) | € 102,00 | € 101,50 | € 102,05 |
| Prezzo massimo (€/TEE) | € 107,00 | € 107,00 | € 107,00 |
| Prezzo medio ponderato (€/TEE) | € 105,64 | € 104,98 | € 106,28 |

TEE, titoli scambiati al 31 marzo 2012

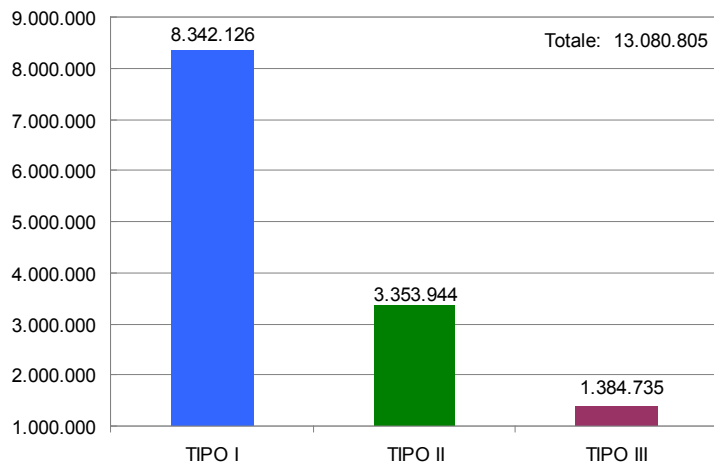
Fonte: GME



(continua)

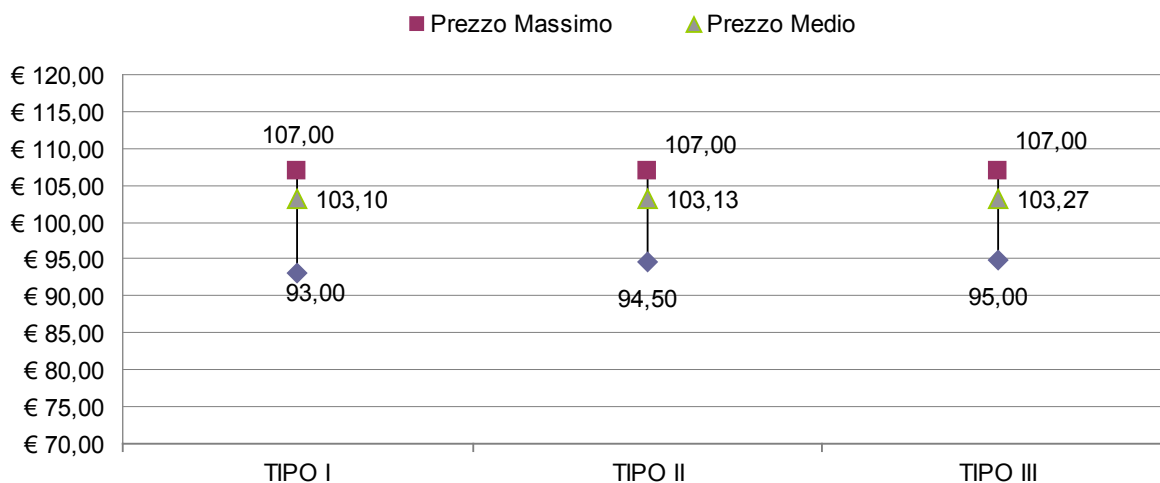
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine marzo 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



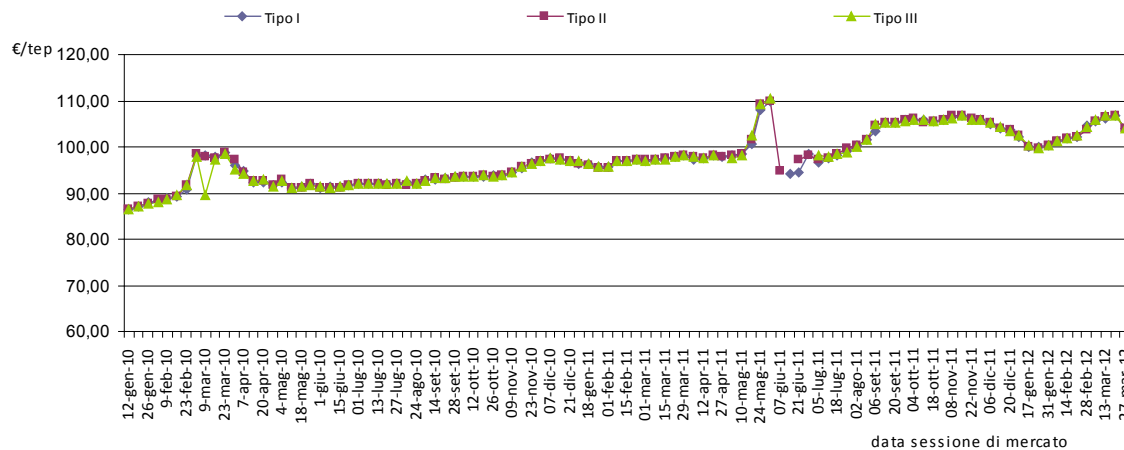
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (al 31 marzo 2012). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



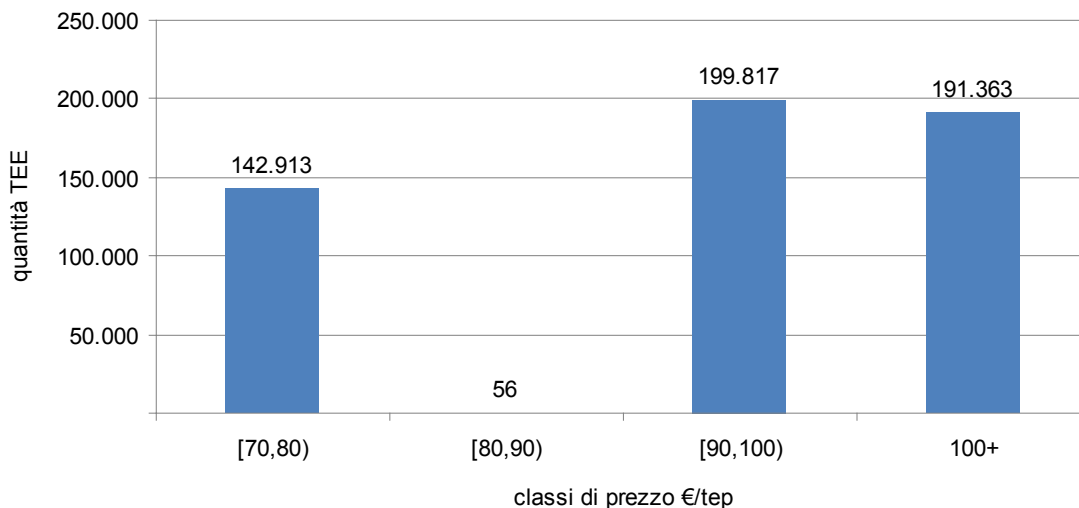
Nel corso del mese di marzo 2012 sono stati scambiati 534.149 titoli delle varie tipologie attraverso contratti bilaterali.

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di marzo 2012, è stata pari a 93,80 €,

minore di 11,72 € rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 105,52 €.

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

TEE scambiati per classi di prezzo marzo 2012



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di marzo 2012 sono stati scambiati 426.007 CV, in aumento rispetto ai 279.820 CV negoziati nel mese di febbraio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2011 con un numero di certificati pari a 412.906 (265.058 CV_2011 a febbraio) e dei CV con anno di riferimento 2012, per la prima volta presenti sulla piattaforma di mercato, con un volume pari a 5.551.

Seguono i CV con anno di riferimento 2010_TRL con una quantità pari a 3.649 (9.167 CV_2010_TRL il mese scorso), i CV 2009 con 3.047 certificati scambiati nel mese di marzo (2.608 CV_2009 nel mese precedente) e i CV_2010 con 854 titoli ceduti sul mercato (2.987 CV_2010 nel mese a confronto).

Per ciò che concerne l'andamento dei prezzi, la tendenza al rialzo, iniziato a gennaio per tutte le tipologie di Certificati presenti sulla piattaforma di mercato, giunge ad una battuta di arresto.

In particolare, per i CV_2010 la diminuzione dei prezzi è stata

pari a 2,59 €/MWh, con un prezzo medio pari a 83,81 €/MWh, per i CV_2009 il prezzo medio registrato è stato pari a 82,90 €/MWh, con una diminuzione di 1,07 €/MWh rispetto a febbraio e il prezzo medio ponderato per i CV_2010_TRL è stato pari a 80,47 con un calo di 0,53 €/MWh. Infine, i CV_2011 hanno fatto registrare un prezzo medio pari a 81,18 €/MWh in diminuzione rispetto al mese precedente di 0,11 €/MWh.

Il prezzo di riferimento dei CV_2012 è stato pari a 71,91 €/MWh. Ai fini della regolamentazione, si evidenzia che il 31 marzo è il termine annuale di scadenza per le imprese soggette all'obbligo della presentazione al GSE del numero di CV equivalenti alla propria percentuale di produzione da fonti rinnovabili.

(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 marzo 2012

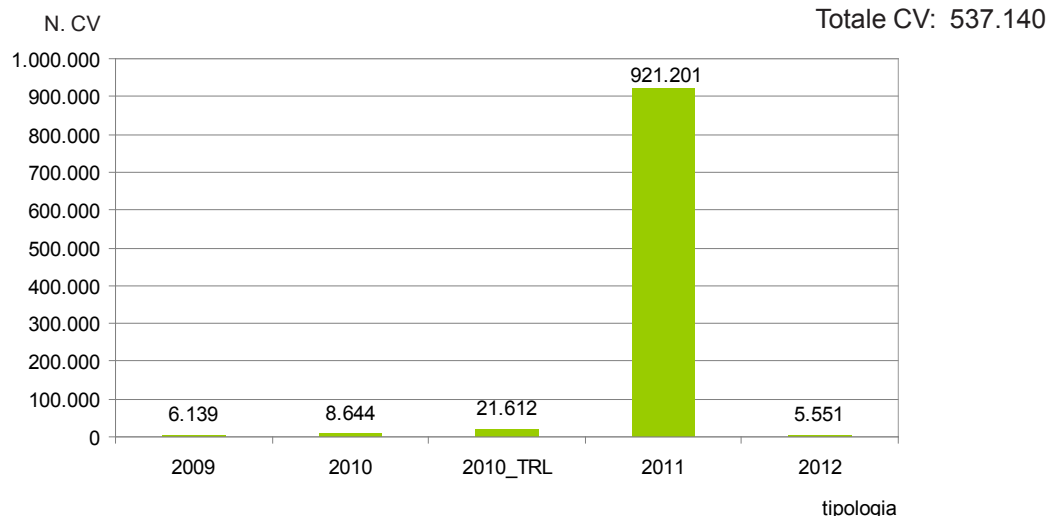
Fonte: GME

CV, risultati del mercato GME MARZO 2012

| | Anno di riferimento | | | | |
|-----------------------------|---------------------|-------------|--------------|-----------------|--------------|
| | 2009 | 2010 | 2010_TRL | 2011 | 2012 |
| Volumi CV scambiati (n. CV) | 3.047 | 854 | 3.649 | 412.906 | 5.551 |
| Valore totale (€) | € 252.592,00 | € 71.573,00 | € 293.618,00 | € 33.519.841,85 | € 399.169,00 |
| Prezzo minimo (€/CV) | € 81,00 | € 83,00 | € 79,60 | € 80,85 | € 70,10 |
| Prezzo massimo (€/CV) | € 84,00 | € 84,00 | € 81,00 | € 81,44 | € 76,00 |
| Prezzo medio (€/CV) | € 82,90 | € 83,81 | € 80,47 | € 81,18 | € 71,91 |

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

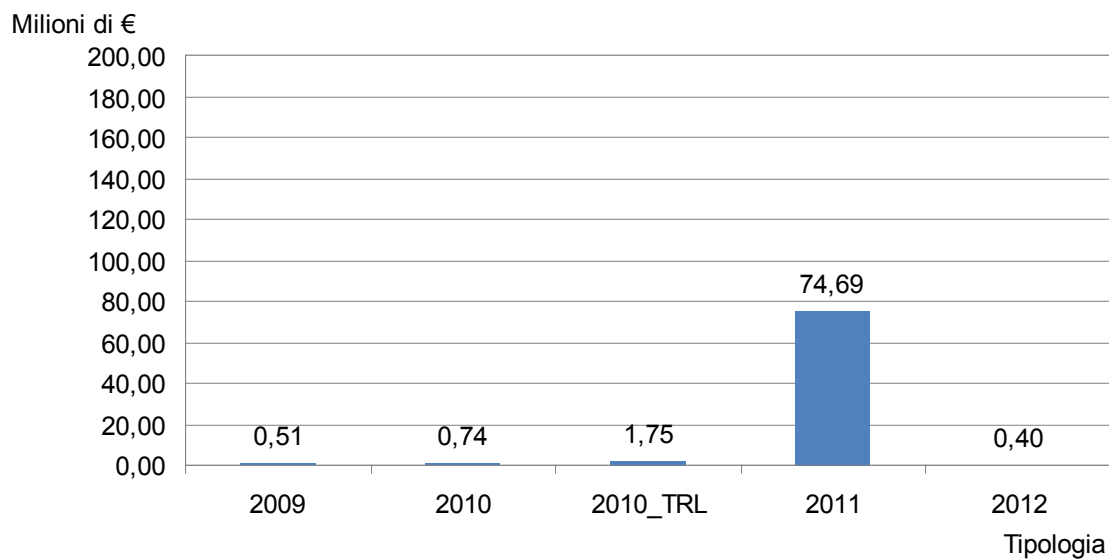
Fonte: GME



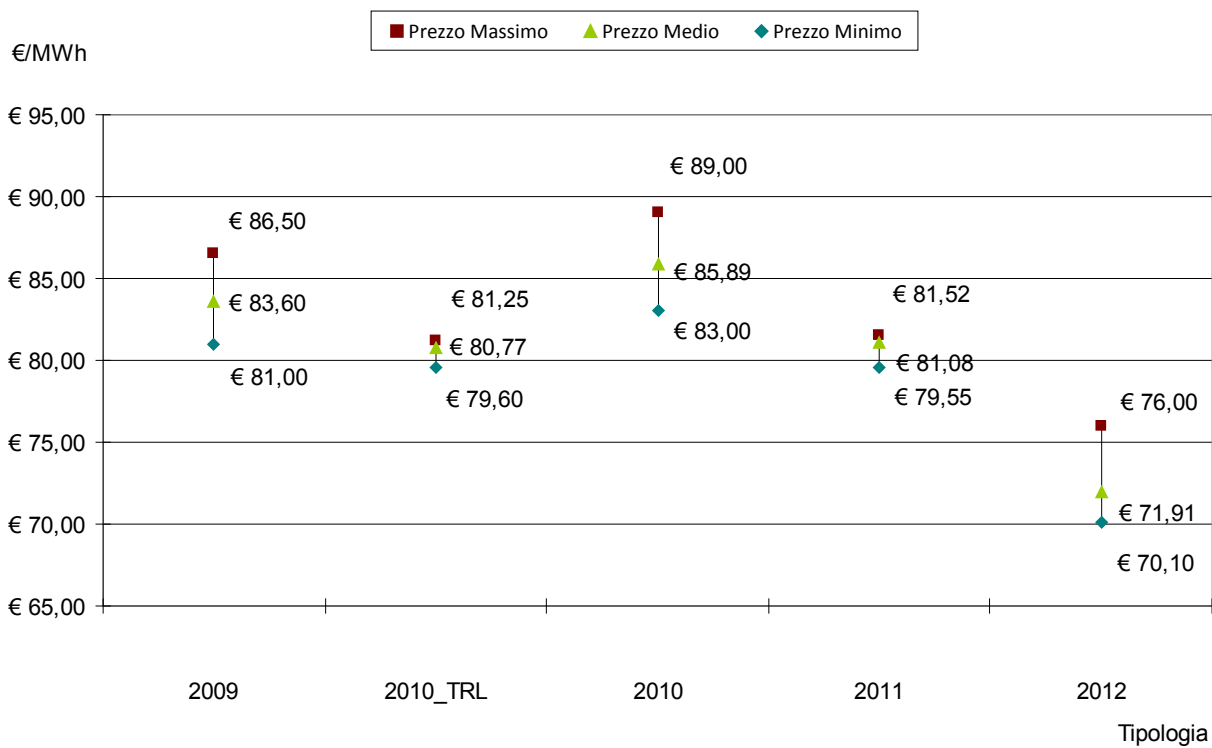
(continua)

CV, controvalore delle transazioni (sessioni dal 1 gennaio 2012)

Fonte: GME



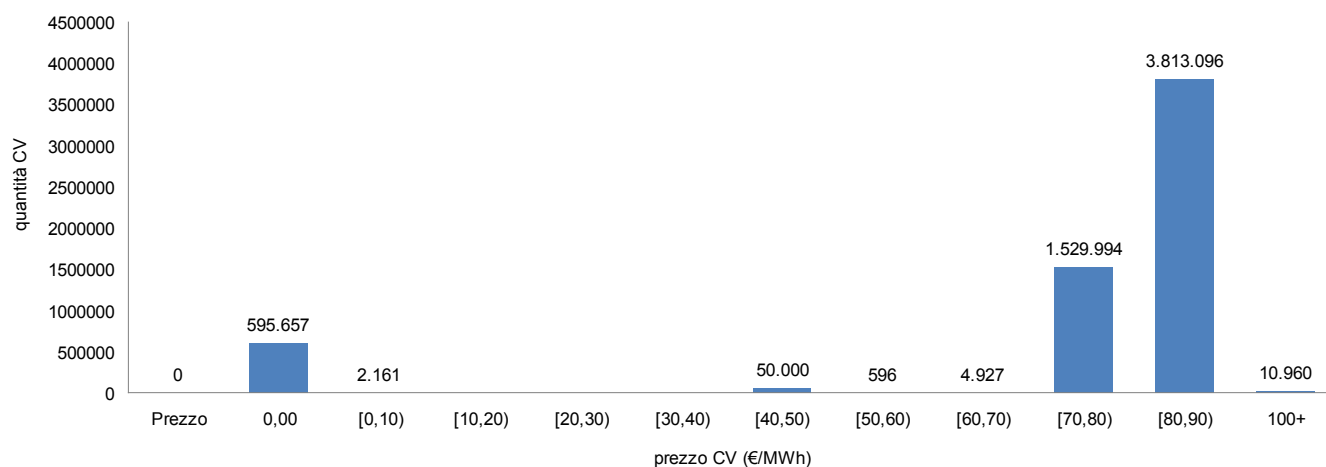
CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio 2012). Media ponderata (€/MWh) Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di marzo 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 6.027.391 CV delle varie tipologie. Nel grafico sottostante vengono evidenziate i volumi per ciascuna classe di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo marzo 2012



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di marzo, è stata pari a 72,19 €/MWh, minore di 8,88 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (81,07 €/MWh).

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di marzo sono state scambiate sulle piattaforme europee 704,5 milioni di EUAs, in aumento del 29,34% rispetto al mese precedente (544,7 milioni di EUA a febbraio - fonte Point Carbon).

Andamento in calo dei prezzi delle EUAs a pronti e a termine anche nel mese di marzo. I dati relativi alle emissioni del 2011 mostrano un calo rispetto al livello del 2010 (1,71 miliardi di tonnellate¹, in diminuzione del 2,4% rispetto all'anno precedente), anche se tale diminuzione viene accolta con molta cautela in quanto potrebbe essere conseguenza non delle politiche ambientali UE ma della situazione di recessione economica di questi ultimi anni. I dati provvisori, pubblicati dalla Commissione UE, indicano, nel dettaglio, per l'Italia una diminuzione delle emissioni nell'atmosfera pari allo 0,9% rispetto allo scorso anno e un'ottima performance per la Francia che contribuisce all'abbattimento delle emissioni

per il 18,6%, risultato ottenuto probabilmente anche grazie a misure interne di politica ambientale.

Il miglior dato rilevato fa comunque riferimento alla Bulgaria (-23%). Più contenuti i valori relativi alla diminuzione delle emissioni di CO2 per la Germania, pari a -1,2% e l'Austria (-1,7%).

Apprezzabili i valori relativi alla riduzione delle emissioni della Danimarca (-15%) e della Finlandia (-15,1%).

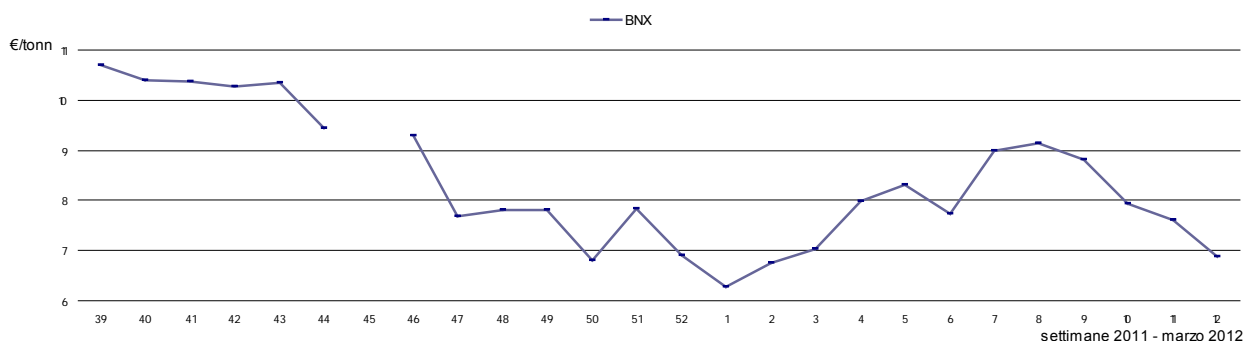
Per ciò che riguarda la rilevazione dei prezzi settimanali di marzo, sul mercato a pronti gestito da Bluenext, i valori in diminuzione sono stati pari a 8,82 €/tonn dell'inizio del mese fino ai 6,93 €/tonn di fine mese.

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

¹<http://www.pointcarbon.com/news/1.1817188>

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



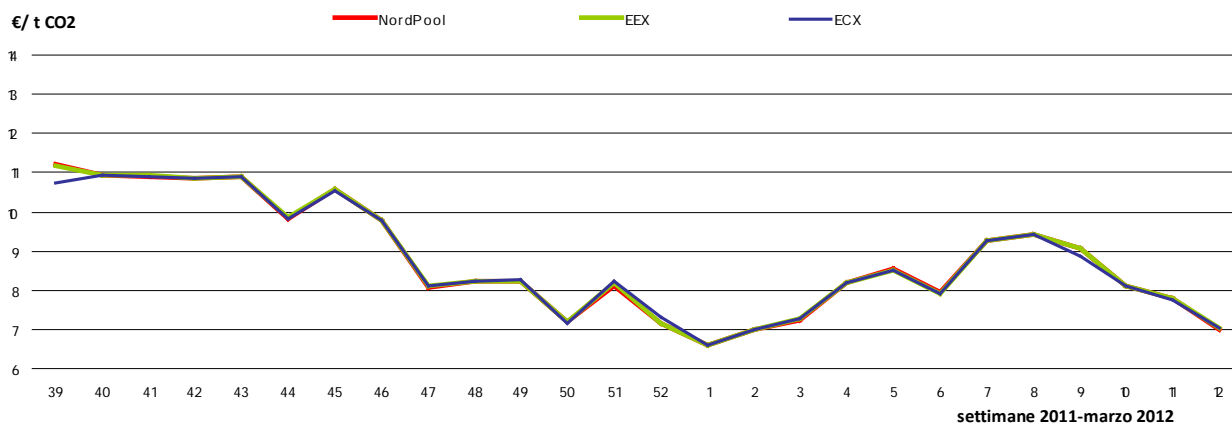
Mercato europeo delle unità di emissione

Anche nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi risulta in diminuzione. 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 9,05 €/tonn e 6,85 €/tonn

(tra 9,51 €/tonn a 7,66 €/tonn nel mese di febbraio). 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



NUOVA DIRETTIVA EUROPEA SULL'EFFICIENZA ENERGETICA E CERTIFICATI BIANCHI: EFFETTI INDIRETTI DELL'EFFICIENZA ENERGETICA SULL'ETS

Emanuele Vendramin – RIE

(continua dalla prima)

avuto, e continua ad avere, un cammino assai travagliato. La bozza iniziale, presentata nel giugno del 2011, da un lato indicava la centralità dell'efficienza nella strategia energetica europea di breve e lungo termine, dall'altro mancava nella definizione di target nazionali vincolanti, funzionali al raggiungimento dell'obiettivo globale comunitario. La proposta, infatti, si limitava a definire delle "binding measures" per i settori interessati, mentre lasciava agli Stati membri la libertà di deciderne le modalità di applicazione. Si prevedeva per il settore pubblico l'obbligo di acquistare prodotti o servizi ad elevati standard energetici, di presentare piani di efficienza energetica locali, di introdurre sistemi di gestione dell'energia e un uso più sistematico dei contratti di rendimento energetico, nonché un obiettivo annuo di ristrutturare il 3% degli edifici pubblici con superficie superiore a 250 mq. Per gli operatori energetici era presente l'obbligo di installare contatori individuali presso i clienti per monitorare i reali consumi, di garantire una precisa e frequente fatturazione basata sui consumi effettivi, nonché un programma nazionale vincolante di efficienza energetica per le utilities pari ad una riduzione annua dei consumi di energia dell'1,5% rispetto alla media di vendita degli ultimi tre anni, da realizzarsi tramite interventi di efficientamento presso gli utenti finali. Inoltre, agli Stati era richiesto di agevolare il raggiungimento di questi obiettivi tramite l'introduzione di standard energetici, promuovendo l'efficienza nel riscaldamento e nel raffrescamento, introducendo agevolazioni finanziarie per l'efficienza energetica e favorendo lo sviluppo delle ESCo. Solo a fine giugno 2014, infatti, si sarebbero valutati i progressi compiuti dai singoli paesi e deciso se rendere obbligatori i target nazionali di efficienza. La discussione della Direttiva è proseguita per tutta la seconda metà del 2011 sotto la presidenza del Consiglio della Polonia, per arrivare a dicembre a una formulazione ancor più indebolita, in seguito alle pressanti richieste degli Stati membri di allentare l'obbligo sulla ristrutturazione degli edifici pubblici, ma soprattutto di una maggiore flessibilità nella determinazione delle azioni da perseguire. Quindi la Direttiva, accompagnata da circa 1.800 emendamenti (e sotto la nuova presidenza del Consiglio danese), è giunta prima alla Commissione Ambiente e poi alla Commissione Industria, Commercio Estero Ricerca ed Energia (ITRE) del Parlamento europeo per la sua approvazione finale, dove ne è uscita con una nuova versione in cui vengono riproposti obiettivi nazionali vincolanti da realizzarsi attraverso tappe intermedie fissate al 2014, al 2016 e al 2018 e una politica

strutturata a livello comunitario e nazionale. Rimangono gli obiettivi di risparmio energetico, pari all'1,5%, per gli operatori energetici, ma viene alleggerito l'obiettivo per gli enti pubblici (il target di rinnovo del parco edilizio passa dal 3% al 2,5%). Da programma la Direttiva dovrebbe arrivare alla sua approvazione finale entro giugno per poi entrare in vigore entro la fine di quest'anno. Per l'Italia l'obiettivo energetico al 2020 diventa di 159,8 Mtep, pari ad una riduzione del 23,4% dei consumi di energia primaria (49 Mtep in meno rispetto ai 208,8 Mtep stimati dal modello Primes).

Impatto della Direttiva sull'ETS e proposta di set-aside

Da luglio 2011 il mercato dei permessi di emissione è stato colpito da una grave crisi di liquidità dovuta in parte ad un problema di sovrallocazione iniziale dei permessi ed in parte al riacutizzarsi della crisi economico-finanziaria, a cui sono andate a sommarsi le incertezze sull'evoluzione della politica climatica mondiale (post-Kyoto). In questo contesto la piena implementazione della Direttiva sull'Efficienza Energetica potrebbe ulteriormente indebolire il prezzo dei permessi di emissione rendendo vano lo strumento del cap&trade per ridurre le emissioni dei gas serra. Infatti obblighi di riduzione dei consumi vanno a diminuire la domanda di elettricità³ e ad incidere sulla domanda di permessi, ponendo ulteriore pressione al ribasso sui prezzi dei titoli emissivi. Uno studio interno della Commissione Europea stima che con l'implementazione della Direttiva i prezzi della CO₂ al 2020 potrebbero passare dai 25€ inizialmente previsti ai 14€ o, nel caso peggiore, avvicinarsi allo zero, pregiudicando gli introiti destinati agli Stati membri dalla vendita all'asta dei permessi della terza fase dell'Emission Trading System (ETS)⁴. Per far fronte a questa situazione e ridare vigore al mercato del carbonio a dicembre 2011 la Commissione Ambiente del Parlamento Europeo ha inserito all'interno della Direttiva un emendamento (set-aside) che offre la facoltà alla Commissione di accantonare dal mercato un certo quantitativo di quote (circa l'8%, pari ad un valore di 1,4 miliardi di euro). I permessi verrebbero restituiti al mercato in un secondo momento, una volta ristabiliti i prezzi, in modo da garantire che questi non superino il livello di 30 euro previsto nel 2008. Sulla posizione della Commissione Ambiente si sono allineati anche molti operatori inclusi nell'ETS⁵ che si vedrebbero danneggiati dai bassi prezzi della CO₂. Tuttavia, nella bozza finale della Direttiva, quella approvata dalla Commissione Industria, Ricerca e

NUOVA DIRETTIVA EUROPEA SULL'EFFICIENZA ENERGETICA E CERTIFICATI BIANCHI: EFFETTI INDIRETTI DELL'EFFICIENZA ENERGETICA SULL'ETS

(continua)

Energia (ITRE), pur prevedendo la possibilità di intervento da parte della Commissione, è stato tolto ogni riferimento ad uno specifico quantitativo sia in numero di permessi, che in valore monetario: si chiede di intervenire "se del caso" per aumentare il prezzo delle quote di CO₂, "anche tramite l'accantonamento di permessi" durante il periodo 2013-2020.

L'efficienza energetica in Italia: i TEE funzionamento, opportunità e criticità

In Italia⁶ è già presente un meccanismo noto come "Certificati Bianchi" (o Titoli di Efficienza Energetica, TEE) che prevede "obblighi" di efficienza a carico dei distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti allacciati. I soggetti obbligati possono effettuare direttamente interventi di efficienza energetica, ottenendo i Certificati Bianchi

corrispondenti, oppure possono acquistare i titoli necessari sul mercato da soggetti terzi (altri soggetti obbligati all'obbligo, distributori non obbligati, ESCo o società che si sono dotate di Energy Manager – legge 10/91) che realizzano gli interventi di riduzione e miglioramento negli usi finali dell'energia e ricevono un ammontare di Certificati Bianchi pari al risparmio energetico realizzato (un Certificato per ogni Tep risparmiato).

Le attività di valutazione dei progetti e di certificazione dei risparmi conseguiti sono svolte dall'AEEG, mentre al GME è affidato il compito di emettere i Certificati bianchi, su richiesta dell'AEEG, di organizzare e gestire il Registro dei TEE e una piattaforma di negoziazione.

L'AEEG è altresì incaricata di verificare, annualmente, la posizione di ciascun soggetto obbligato, e in caso di mancata ottemperanza, di applicare delle sanzioni.

Tab. 1: Obiettivi di risparmio energetico

Fonte: elaborazioni RIE su dati AEEG

| Anno | Gas (Mtep/anno) | Elettricità (Mtep/anno) | Totale (Mtep/anno) |
|------|-----------------|-------------------------|--------------------|
| 2008 | 1,0 | 1,2 | 2,2 |
| 2009 | 1,4 | 1,8 | 3,2 |
| 2010 | 1,9 | 2,4 | 4,3 |
| 2011 | 2,2 | 3,1 | 5,3 |
| 2012 | 2,5 | 3,5 | 6,0 |

In Italia gli obblighi di risparmio sono stati introdotti in concomitanza alla liberalizzazione del mercato elettrico. La definizione degli obblighi e l'introduzione dei certificati bianchi risalgono ai due decreti ministeriali del 24 aprile 2001 riguardanti rispettivamente il gas e l'elettricità, in seguito superati dai decreti 20 luglio 2004 emanati dal Ministro delle Attività Produttive di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, mentre l'effettiva entrata in vigore è avvenuta nel 2005. Lo schema è poi stato rivisto ed esteso negli anni successivi con Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007. Fin dalla sua introduzione il meccanismo riscosse grande successo con il 2006 e il 2007 vissuti nel segno dell'eccesso di offerta di certificati (l'ammontare di titoli rilasciati fino a giugno 2008 superava il 210% del target assegnato), anche grazie alla possibilità di realizzare progetti poco costosi, come quelli che riguardavano la distribuzione di lampadine fluorescenti compatte e di rompigetto aerati, e al fatto che avevano diritto a ricevere TEE anche i progetti di risparmio implementati a partire dal 2001. I certificati bianchi generati potevano tuttavia essere

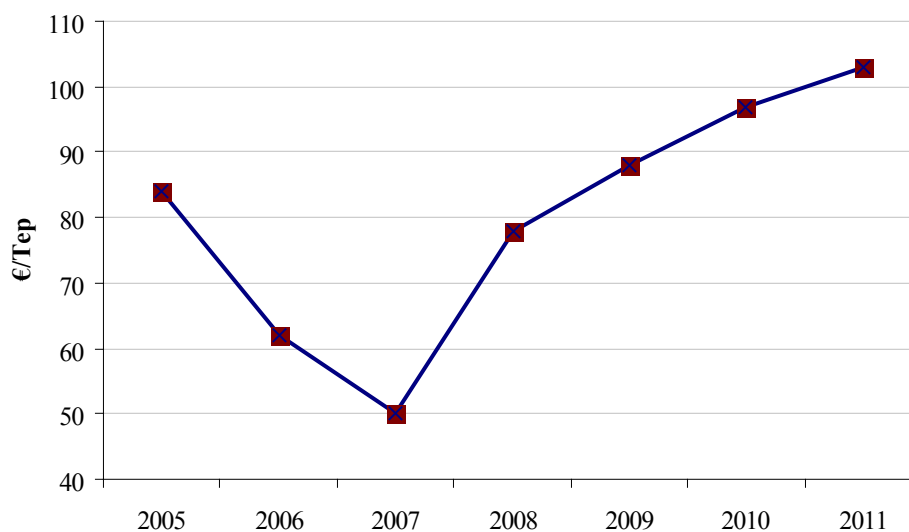
impiegati anche negli anni successivi a quelli di emissione (banking) per consentire un equilibrio di mercato quando i target sarebbero divenuti più stringenti. Purtroppo, l'eccesso di offerta ha determinato una discesa repentina dei prezzi sul mercato, con ripercussione sugli investimenti effettuati e in procinto di essere effettuati. Le disposizioni normative (D.M. 21 dicembre 2007 e D. Lgs. 30 maggio 2008 n. 115) relative all'interscambiabilità dei titoli indipendentemente dalla tipologia, ai fini dell'adempimento dell'obbligo, e all'adeguamento delle percentuali d'obbligo in caso di eccesso di offerta di titoli (art.2 comma 7 del medesimo D.M. 21 dicembre 2007), hanno contribuito alla stabilizzazione dei prezzi con conseguente diminuzione della volatilità sul mercato. Inoltre, la revisione al rialzo degli obiettivi di risparmio 2008 e 2009, senza che l'offerta di titoli si sia adeguata proporzionalmente, ha contribuito a ribaltare la situazione, fino ad avere una vera e propria carenza di titoli sul mercato dal 2010 in poi. A tale situazione, l'AEEG ha risposto in parte con le nuove linee guida di fine 2011. Con riferimento al comportamento degli operatori sul mercato,

NUOVA DIRETTIVA EUROPEA SULL'EFFICIENZA ENERGETICA E CERTIFICATI BIANCHI: EFFETTI INDIRETTI DELL'EFFICIENZA ENERGETICA SULL'ETS

(continua)

Fig. 1: Prezzo medio pesato dei TEE sul mercato

Fonte: elaborazioni RIE su dati GME



esaurita la scorta iniziale i soggetti obbligati hanno preferito adottare strategie di compliance basate sul semplice acquisto dei TEE, mentre l'offerta di mercato è risultata estremamente frammentata. A ciò si è aggiunta di recente la difficoltà di accesso al credito (causa l'aggravarsi della situazione dei debiti sovrani) e la carenza di fondi per il finanziamento dei progetti. Questa combinazione di eventi ha accentuato la carenza di titoli disponibili, portando ad un continuo aumento dei prezzi, che nel 2011 hanno superato, in alcune sessioni, i 110 euro.

Interazione tra certificati bianchi ed emissioni di gas serra

L'esistenza di un meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica come i certificati bianchi presenta delle significative ripercussioni sull'ETS. La riduzione della domanda di elettricità, infatti, colpirebbe gli impianti alimentati da fonti fossili, preservando invece le fonti rinnovabili che godono della priorità di dispacciamento, favorendo quindi una decarbonizzazione del settore elettrico, già soggetto a meccanismo ETS. Essendo il tetto ETS fissato, la riduzione emissiva promossa dai certificati bianchi ha un impatto depressivo sui prezzi della CO₂, di cui beneficiano maggiormente gli impianti più inquinanti e gli altri

settori industriali che possono invece incrementare le proprie emissioni. L'ETS risulta quindi indebolito dall'introduzione di meccanismi nazionali di promozione dell'efficienza, e l'utilizzo congiunto e non coordinato di questi meccanismi rischia di provocare effetti distorsivi che limitano l'efficacia dell'intero sistema di regolazione ambientale ed energetica.

Per quanto riguarda, invece, i settori non inclusi nell'ETS, non essendo altrimenti regolati a livello europeo, i certificati bianchi possono avere un impatto significativo sulla riduzione delle emissioni sia nel breve che nel lungo periodo dato che incentivano investimenti in settori che fuoriescono dal mercato delle quote di emissione e che non sono attualmente soggetti ad alcuna specifica politica climatica. Tali certificati possono, ad esempio, contribuire ad una diminuzione netta dei consumi di gas e dei prodotti petroliferi impiegati nel riscaldamento e delle corrispondenti emissioni. In conclusione, mentre un meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica influisce negativamente sul funzionamento efficiente del sistema ETS, a causa dell'impatto significativo sui prezzi dei permessi di emissione (specialmente nel breve periodo), così non avviene per i settori non-ETS.

1 Il PAEE 2011 afferma che solo con una forte riduzione dei consumi finali di energia, di circa 11 Mtep, rispetto allo scenario tendenziale, sarà possibile raggiungere il target sulle rinnovabili e avvicinarsi significativamente a quello sulle emissioni.

2 Come sostengono diversi studi e la stessa direzione Clima e Ambiente della Commissione, una riduzione del 20% nei consumi di energia primaria, porterebbe automaticamente ad una riduzione delle emissioni europee di gas serra superiore al 20%.

3 Su questo punto esistono tuttavia pareri contrastanti in quanto la diminuzione dei consumi dovuta ad un maggior livello di efficienza energetica sarebbe in parte vanificata da un possibile aumento per l'effetto "rebound".

4 "Analysis of options beyond 20% GHG emission reductions: Member State results" – Commission Staff Working Paper.

5 Su questa posizione si è schierata anche Eurelectric: l'associazione europea che riunisce i maggiori produttori di elettricità.

6 Paesi in cui è presente un sistema di incentivazione dell'efficienza energetica basato sui certificati bianchi oltre all'Italia sono: Francia, Gran Bretagna, Danimarca, Belgio. Inoltre questo strumento è al vaglio di altri paesi europei.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Decreto 23 febbraio 2012 del Ministro dello Sviluppo Economico** | “Modalità di cessione presso il mercato regolamentato di quote del gas naturale importato.” | pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 63 del 15 marzo 2012 | Download <http://www.gazzettaufficiale.biz/atti/2012/20120063/12A02815.htm>

Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 63 del 15 marzo 2012 – sono entrate in vigore le disposizioni di cui al Decreto Ministeriale 23 febbraio 2012 recante “Modalità di cessione presso il mercato regolamentato di quote del gas naturale importato”.

Nel rispetto della normativa primaria, con il DM in oggetto, il Ministero dello Sviluppo Economico stabilisce le modalità con le quali le autorizzazioni all'importazione di gas naturale prodotto in Paesi sia appartenenti sia non appartenenti all'Unione europea, relative a contratti di durata superiore a un anno e rilasciate dal MiSE in data successiva all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 93/2011, sono subordinate all'obbligo di offerta di una quota di gas naturale presso la piattaforma di negoziazione P-GAS organizzata e gestita dal GME ai sensi del DM 18 marzo 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico.

In particolare con il decreto de quo il MSE stabilisce, limitatamente alle autorizzazioni all'importazione di gas sopra indicate, che la relativa quota del gas importato soggetta all'obbligo di offerta sulla P-GAS è pari al 10% del volume importato nel corso di ogni anno termico.

Con riferimento ai termini ed alle modalità secondo le quali adempiere a tale obbligo di offerta, il MiSE demanda al Regolatore l'adozione dei relativi provvedimenti di attuazione, assegnando all'AEEG anche il compito di monitorare la differenza fra i prezzi di offerta e i corrispondenti indici di prezzo sul mercato nazionale e sui mercati europei, individuati dalla stessa AEEG ai sensi dell'art. 9, comma 6, del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

Nei casi in cui la quota sopra indicata, a fronte della presentazione dell'offerta, non risulti assegnata, l'AEEG può richiedere, anche più volte, all'importatore di ripetere l'offerta o adottare opportuni provvedimenti.

Nel decreto è specificato, inoltre, che non sussiste alcun obbligo di offerta nel caso di importazioni relative ad un volume totale, nel corso di ciascun anno termico, non superiore a 100 milioni di standard metri cubi - valore soglia da riferirsi alla somma dei volumi di tutti i contratti relativi a soggetti tra i quali sussiste un rapporto di controllo o collegamento ai sensi dell'art. 7 della legge 10 ottobre 1990, n.287. Nel decreto è, altresì, specificato che a tutte le importazioni di gas naturale relative ad autorizzazioni all'importazione rilasciate in data antecedente all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 93/2011 continuano ad applicarsi le disposizioni di cui ai

precedenti decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 19 marzo 2008 e 18 marzo 2010.

■ **Delibera 08 marzo 2012 81/2012 /R/ee** | “Riconoscimento, ai produttori Cip 6, degli oneri derivanti dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi per l'anno 2010” | pubblicata il 9 marzo 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/081-12.htm>

Con il provvedimento in oggetto l'Autorità determina e pubblica il valore unitario V_m riconosciuto ai produttori Cip 6 per ogni certificato verde utilizzato dai medesimi per l'assolvimento dell'obbligo 2010 con riferimento agli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99; tale valore unitario è riconosciuto limitatamente all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili - non rientranti nella definizione di cogenerazione di cui alla delibera dell'Autorità 42/02 del 19 marzo 2002 - e ceduta al GSE nell'ambito di convenzioni di cessione destinata.

Il valore unitario V_m , riconosciuto a titolo di indennizzo, viene determinato ex post anno per anno dal Regolatore applicando, come previsto dalla deliberazione AEEG n. 113/06 del 16 giugno 2006, la seguente formula:

$$V_m = Q_{GSE} \cdot P_{GSE} + Q_{IAFR} \cdot P_{IAFR}$$

dove:

- Q_{GSE} è la quota di certificati verdi nella titolarità del GSE;
- P_{GSE} è il prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi nella titolarità dei produttori da impianti IAFR;
- Q_{IAFR} è la quota di certificati verdi relativi alla produzione di impianti qualificati dal GSE come impianti IAFR;
- P_{IAFR} è il prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

Sulla base dell'analisi quantitativa effettuata dal Regolatore e presentata in dettaglio nell'Allegato A alla presente delibera, per il riconoscimento degli oneri di cui all'obbligo 2010, risulta che:

- Q_{GSE} è pari al 0,1% del totale;
- P_{GSE} , posto pari al prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi, al netto dell'Iva, registrato in ciascuna sessione di negoziazione presso la sede del GME nel periodo compreso tra l'1 aprile 2010 e il 31 marzo 2011, è uguale a 83,74 €/MWh;
- Q_{IAFR} è pari al 99,9% del totale (reciproco di cui al punto 1.);

Novità normative di settore (continua)

4. P_{IAFR} risulta pari a 52,10 €/MWh, tenendo conto della produzione effettiva di energia elettrica degli impianti IAFR, differenziata per fonte e per anno di entrata in esercizio dell'impianto.

A fronte della definizione puntuale dei singoli elementi della formula sopra richiamata, il valore unitario V_m per l'anno 2010 risulta essere pari a 52,14 €/MWh (nel 2009 tale valore unitario è risultato pari a 49,92 €/MWh).

Nel medesimo provvedimento, l'AEEG ha altresì deliberato che l'ammontare derivante dal rimborso degli oneri riconosciuti ai sensi del presente provvedimento, sarà impuntato al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 49, del Testo Integrato Trasporto (Allegato A alla Deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11).

■ **Determinazione AEEG N.03/2012 | “Prima Attuazione di quanto previsto al punto 5, lettera c) della deliberazione 27 ottobre 2011, EEN 9/11 (nuove Linee guida in materia di titoli di efficienza energetica – TEE)” | pubblicata il 27 marzo 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/003-12dcou.htm>**

Con il provvedimento in oggetto il Regolatore dispone l'emissione da parte del GME di un ammontare incrementale di titoli di efficienza energetica in favore di tutti i soggetti elencati nella Tabella 1 allegata alla determinazione in oggetto da effettuare contestualmente alla notifica della stessa.

In particolare per ciascun soggetto indicato nella relativa Tabella, il totale cumulato di TEE da emettere è proporzionale ai diversi progetti di risparmio energetico di cui il medesimo risulta titolare e deriva dalla prima applicazione del nuovo coefficiente di durabilità "r" - previsto dalla Deliberazione AEEG EEN 9/11 del 27 ottobre 2011 recante le “Nuove Linee Guida in materia di titoli di efficienza Energetica” - il quale è volto a tener conto dei casi in cui la vita tecnica degli interventi di risparmio energetico supera la vita utile definita ai sensi della vigente normativa (ossia il periodo di diritto all'emissione dei TEE) e che pertanto viene applicato come fattore moltiplicativo dei risparmi energetici riconosciuti nell'arco della vita utile dei medesimi interventi.

Segnatamente l'AEEG, con il provvedimento in oggetto, dà immediata attuazione a quanto disposto dal punto 5, lettera c) della richiamata deliberazione EEN 9/11, ove è previsto che per i progetti di risparmio energetico riconducibili nell'ambito delle schede tecniche “standardizzate”, per ogni richiesta di verifica e certificazione, vengano applicati i metodi di calcolo previsti dalle nuove Linee guida entro il 30 aprile 2012, adottando il valore tipico del coefficiente di durabilità "r" indicato per ogni scheda tecnica della Tabella B allegata alla citata delibera.

La richiesta al GME di emissione dei TEE incrementali è disposta dal Regolatore prima del termine previsto del 30

aprile 2012, al fine di alimentare l'offerta di TEE sul relativo mercato e facilitare, in tal modo, il conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico per l'anno 2011, in quanto - come anche evidenziato dagli operatori di settore - il mercato dei TEE presenta una situazione di scarsità di offerta ai fini del raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla normativa primaria. Al fine di addivenire quanto prima alla risoluzione della situazione di scarsità di offerta, l'AEEG ha ritenuto opportuno dare subito attuazione a quanto previsto dalla deliberazione EEN 9/11 con riferimento alle richieste di verifica e certificazione standardizzate la cui valutazione si è positivamente conclusa entro il 29 febbraio 2012; con riferimento, invece, alle ulteriori richieste di verifica e certificazione, ancora in stato di valutazione alla data del 29 febbraio 2012, e che, al termine del relativo processo, risulteranno avere diritto ad un numero incrementale di TEE in applicazione del coefficiente di durabilità "r", l'Autorità comunica che il completamento di quanto previsto dalla deliberazione EEN 9/11 avverrà con eventuale successiva determina del Regolatore entro il termine ordinario del 30 aprile 2012.

GAS

■ **Delibera 01 marzo 2012 67/2012 /R /gas | “Approvazione delle modalità di offerta in vendita delle quantità di gas invernale, rese disponibili nell'ambito del servizio di stoccaggio virtuale” | pubblicata il 2 marzo 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/067-12.htm>**

Con la delibera in oggetto l'AEEG ha approvato le modalità con le quali i soggetti investitori aderenti - che abbiano richiesto al GSE di avvalersi del servizio di stoccaggio virtuale di cui alla delibera ARG/gas 193/10 - devono offrire in vendita nei sistemi di negoziazione gestiti dal GME le quantità di gas rese loro disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati.

In particolare l'AEEG, approvando la proposta operativa formulata dal GME e dal GSE ai sensi della precedente deliberazione ARG/gas 79/11 ha previsto che i soggetti investitori aderenti potranno adempiere all'obbligo di offerta presentando alternativamente o cumulativamente offerte sulla P-GAS e sul MGP-GAS, secondo le modalità riportate nella predetta proposta operativa, che costituisce parte integrante e sostanziale della delibera in oggetto.

Con il provvedimento de quo l'Autorità ha altresì deliberato che il GSE modifichi le disposizioni del modello di contratto tra il soggetto investitore e il GSE stesso al fine di recepire quanto dalla medesima deliberato con il provvedimento n. 67/2012 /R / gas. Il Regolatore ha da ultimo disposto che per l'anno termico dello stoccaggio 2012 – 2013, l'obbligo di offerta si intende assolto (relativamente al prodotto semestrale) se quest'ultimo rimane in vendita, ove non sia stato già oggetto di cessione,

Novità normative di settore (continua)

per un periodo complessivamente non inferiore al periodo di negoziazione decorrente dalla prima sessione utile, dedotti trenta giorni.

■ **Delibera 08 marzo 2012 78/2012 /R /gas | “Approvazione di una proposta di modifica del codice di stoccaggio, predisposto dalla società Edison Stoccaggio S.p.A.” | pubblicata il 9 marzo 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/078-12.htm>**

Con il provvedimento in oggetto l'AEEG delibera l'approvazione della versione aggiornata del codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio S.p.A, pubblicata dal Regolatore, ai sensi dell'articolo 2, comma 2.3, della delibera 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09, con l'Allegato A alla presente delibera.

Segnatamente, la versione aggiornata del codice di stoccaggio presentata da Edison Stoccaggio S.p.A in data 27 febbraio 2012 contiene le modifiche redatte dalla medesima società al fine di recepire le disposizioni poste dalla precedente Deliberazione AEEG ARG/gas 165/09, che, in dettaglio, risultano funzionali all'offerta ed erogazione, su base settimanale, del servizio di bilanciamento degli utenti.

■ **Documento di consultazione dell'AEEG n. 113/2012/R/GAS | “Mercato del gas naturale - Prossimi sviluppi del servizio di bilanciamento del gas naturale” | pubblicato il 30 marzo 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/12/113-12.jsp>**

Con il presente documento di consultazione il Regolatore illustra alcune proposte d'integrazione all'attuale disciplina del bilanciamento di merito economico del sistema del gas, funzionali a migliorarne l'efficienza in presenza di situazioni di criticità gestionali del medesimo.

Con il DCO in oggetto, l'AEEG ipotizza di ricomprendere tra le risorse utilizzabili ai fini del bilanciamento della rete - con l'obiettivo di consentire l'impegno di tutte le risorse di flessibilità presenti nel sistema - oltre alle risorse di stoccaggio attualmente utilizzate nell'ambito del sistema di bilanciamento semplificato (PB-GAS), introdotto ai sensi della Deliberazione dell'Autorità ARG/Gas 45/11, anche quelle provenienti principalmente dalle importazioni (punti di entrata/uscita) e dagli impianti di rigassificazione.

A tal fine, il Regolatore propone la definizione di una sessione del mercato del bilanciamento da svolgersi in G-1 che preveda:

a) la presentazione di offerte, da parte degli utenti, volte a modificare in aumento (offerte di vendita) o in diminuzione (offerte di acquisto) i programmi di immissione e prelievo relativi ai punti controllabili (punti di entrata/uscita i cui flussi di gas siano in qualche modo sotto il controllo dell'utente del bilanciamento e quindi possano essere da questi modificati); in prima applicazione all'esito dell'accettazione delle offerte dovrebbero corrispondere modifiche dei programmi relativi ai punti di immissione/prelievo diversi da quelli corrispondenti al servizio di stoccaggio;

b) la presentazione, da parte del Responsabile del Bilanciamento (RdB), di un'offerta di acquisto/vendita, determinata tenendo conto delle proprie previsioni di prelievo e per una quantità corrispondente all'esigenza di ripristinare la compatibilità dei programmi indicati dagli utenti con le caratteristiche tecniche del sistema gas;

c) la modifica dei programmi di immissione/prelievo corrispondenti alle offerte accettate e la registrazione di una corrispondente transazione al PSV con il RdB come controparte, come oggi avviene nella sessione del mercato di bilanciamento della PB-GAS;

d) la regolazione economica delle offerte accettate secondo il criterio del prezzo marginale.

Il Regolatore inoltre sottopone alla valutazione degli operatori l'ipotesi che l'attuale assetto di mercato relativo alla gestione della PB-GAS - che prevede che l'RdB si avvalga del GME ai fini della definizione dell'ordine di merito economico e della selezione delle offerte da accettare - possa essere mutuato anche con riferimento alla proposta di introdurre una sessione del mercato di bilanciamento in G-1.

Sul punto l'AEEG, con riferimento alle due diverse opzioni percorribili, osserva che l'avvalimento del GME consentirebbe di sfruttare sistemi e piattaforme già collaudati per la gestione e la combinazione delle offerte nonché per gli scambi informativi con gli utenti, a vantaggio di una più rapida implementazione dell'intervento proposto e della concentrazione degli scambi.

I soggetti interessati potranno formulare le proprie osservazioni all'AEEG entro il 26 aprile 2012, termine previsto per la chiusura della consultazione.

Agenda GME

■ 16-18 maggio

Forum PA

Roma, Italia

www.iniziative.forumpa.it

■ 17-18 aprile

Il mercato del bilanciamento del gas naturale: impatti operativi e gestionali per gli operatori

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy

www.academy.londonstockexchange.com

Gli appuntamenti

16-17-18 aprile

I giorni delle rinnovabili Impianti aperti ai cittadini – X Edizione

Consultate la lista degli impianti aderenti, ordinati per Regione e aggiornata in tempo reale

Organizzatore: Ises

Milano, Italia

www.isesitalia.it

17-18 aprile

Il mercato del bilanciamento del gas naturale: impatti operativi e gestionali per gli operatori

Milano, Italia

Organizzatore: Aiget

www.aiget.it

18 aprile

Spinta Innovativa ed Efficienza Energetica Nuove proposte per un contributo reale alla competitività delle imprese

Roma, Italia

Organizzatore: WEC e AIDIC

www.wec-italia.org

18 aprile

Spinta Innovativa ed efficienza energetica Nuove proposte per un contributo reale alla competitività delle imprese

Roma, Italia

Organizzatore: Wec

www.wec-italia.org

18 aprile

Rinnovabili 2.0 Come cambia il settore delle rinnovabili: nuovi play, nuovi player

Roma, Italia

Organizzatore: MGP

www.mgpcomunicazione.it

19-21 aprile

A Comprehensive Course on Physical and Financial Energy Risk

Milano, Italia

Organizzatore: Energisk

www.energisk.com

16-19 aprile

Ewea 2012 Annual Event

Copenhagen, Danimarca

Organizzatore: Ewea

www.ewea.org

19 aprile

Irex annual report 2012 – “L'Italia delle rinnovabili negli scenari globali: investimenti, competitività e prospettive

Roma, Italia

Organizzatore: Althesys

www.althesys.com

19 -20 aprile

La presentazione di progetti per l'ottenimento dei certificati bianchi

Roma, Italia

Organizzatore: Fire

www.fire-italia.it

19- 20 aprile

Investire nelle rinnovabili :Investimenti in progetti ed impianti e partecipazione in Società

Milano, Italia

Organizzatore: Ises Italia

www.isesitalia.it

23-25 aprile

European Market Couplin & Integration: Day ahead and Intraday Energy Markets

Dusseldorf, Germany

Organizzatore: Marcus evans

www.entsoe.com

Gli appuntamenti (continua)

24-25 aprile

2nd Renewable Energy Finance Forum - Latin America & Caribbean

Miami, USA

Organizzatore: Euromoney

www.euromoneyenerg.it

26-27 aprile

Annual Conference of Euroheat&Power and RHC – Platform

Copenhagen, Danimarca

Organizzatore: Euroheat &Power and RHC – Platform

www.conference2012.eu

27 aprile

VIIIth International Conference “Energy Dialogue:Russia- European Union. Gas Aspects”

Bruxells, Belgio

Organizzatore: Eurogas

www.eurogas.org

15 maggio

Italian Biomass Summit 2012 - Opportunità, sfide e scenari di sviluppo per l'industria e il mercato delle Biomasse in Italia

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

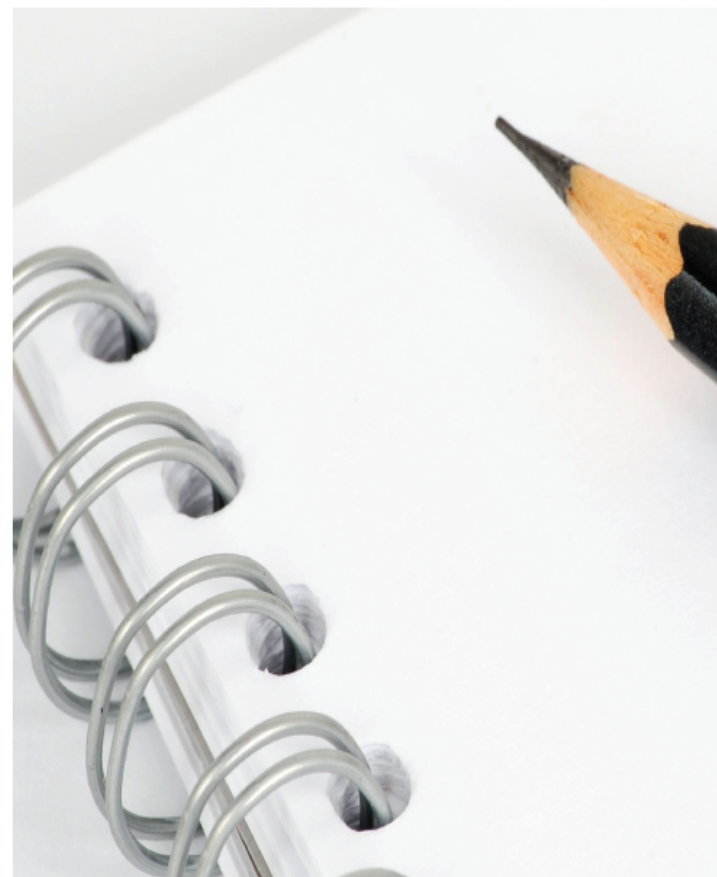
18-25 maggio

International Conference on Environment and Electrical Engineering

Venezia, Italia

Organizzatore: EEEIC Main Secretariat

www.eeeic.eu



30-31 maggio

Trading e gestione del rischio nei mercati dell'energia

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy

www.academy.londonstockexchange.com

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.