

# newsletter

del

# GME

Gestore  
Mercato  
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

## In questo numero

### MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico nel 2008  
pagine 2, 3, 4 e 5

### BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse elettriche europee nel 2008  
pagine 6 e 7

### MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei combustibili nel 2008  
pagine 8, 9 e 10

### MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di efficienza energetica nel 2008  
pagina 11

### MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati verdi nel 2008  
pagina 12

### BORSE CO<sub>2</sub> EUROPA

Andamento dei mercati delle emissioni in Europa nel 2008  
pagina 13

### ANALISI

Le novità del pacchetto energia-clima di Clara Poletti  
IEFE - Università Bocconi  
pagine 14, 15

### APPROFONDIMENTI

La crisi economica e le dinamiche di Davide Tabarelli,  
Presidente Nomisma Energia  
pagina 16

### NOVITÀ NORMATIVE

pagina 17, 18, 19 e 20

### APPUNTAMENTI

pagina 21

### GLOSSARIO

pagina 22 e 23

## LA CRISI ECONOMICA E LE DINAMICHE

di Davide Tabarelli,  
Presidente Nomisma Energia

Dopo cinque anni di crescita superiore al 4%, l'economia globale nel 2009 si avvia verso un pesante rallentamento, ma sarà ben lontana dalla crescita negativa, ovvero dalla recessione e ciò vorrà dire che la domanda di energia continuerà a salire, seppur a ritmi più lenti. Sembra che la stima degli effetti negativi della crisi siano un po' esagerati sull'economia reale, come in precedenza, su tutto il 2006 e 2007, erano un po' gonfiati i giudizi su una crescita che sembrava destinata a durare a lungo senza alcun limite. Chi aveva a che fare con il mondo reale, stando più distante dagli entusiasmi della finanza, poteva capire che non solo una forte frenata sarebbe stata possibile, ma che era anche auspicabile. Nell'industria energetica la costante espansione della domanda di petrolio degli USA e della Cina era squilibrato



e infatti giustificava, seppur in parte, prezzi del petrolio in costante crescita oltre la faticosa soglia dei 100 dollari. Il rallentamento dell'economia è sotto questo profilo salutare, in quanto consentirà alla domanda di energia di aspettare che l'offerta cresca in maniera adeguata, sempre che i produttori di petrolio, gas e carbone, continuino nei loro programmi di investimento. L'aspetto più negativo della crisi globale, non è tanto nell'intensità della frenata, che per alcuni paesi potrebbe si essere molto intensa, ma per le condizioni del tutto nuove introdotte dall'instabilità successiva al periodo di forti oscillazioni. Di nuovo il caso dell'industria energetica è emblematico, con prezzi del petrolio che sono passati da 80 dollari per barile a fine 2007 a 147 nel luglio 2008, per poi crollare di nuovo sotto i 40 dopo poche settimane. Nel carbone le dinamiche dei prezzi sono state simili, con prezzi che hanno toccato in estate valori superiori a 200

dollari per tonnellata, per poi crollare a 80 dollari a fine anno. I paesi produttori, tacciati giustamente di scarsa propensione ad investire fino all'estate scorsa, si erano finalmente attivati per espandere la loro produzione, mettendo in cantiere grossi progetti che ora sono costretti a dimensionare. Se l'economia globale, ed in particolare quella americana, dovesse ripartire, come probabile e sperabile, allora la domanda di energia si troverebbe di nuovo a cozzare con la scarsa capacità disponibile e ciò fornirebbe di nuovo un'ottima ragione per riportare i prezzi su una scia di forte instabilità al rialzo. Una delle poche certezze dell'economia reale è che la domanda di energia continuerà a crescere nei prossimi anni e che per coprirli occorreranno ingenti investimenti che non possono essere decisi in condizioni di instabilità finanziaria simili a quelle conosciute nel 2008. Per altro vale sempre ricordare che l'energia, fattore produttivo

essenziale di tutte le economie mondiali, per essere prodotta necessita di grandi impianti quasi sempre molto complessi e difficili da gestire che, proprio per questo, sono molto costosi, ad alta intensità di capitale, e hanno durata lunga, fino ad oltre 50 anni. Fare investimenti di questo tipo con oscillazioni dei prezzi dell'ordine del 100%, è sostanzialmente impossibile ed è di questo aspetto che occorre più essere preoccupati per il 2009. Sempre nell'energia è interessante constatare che la crisi finanziaria causa crisi politiche mai verificatesi in passato. Il 7 gennaio 2009 sono state interrotte le esportazioni di gas della Russia verso l'Europa a causa di uno scontro con l'Ucraina, su cui passano i tubi verso l'Europa, per ragioni formalmente commerciali, ma sostanzialmente politiche. L'instabilità finanziaria è all'origine dell'aggravarsi di uno scontro che va avanti dalla fine del 2005. La moneta dell'Ucraina, la grivnia, causa le difficoltà del paese ad ottenere

## GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO NEL 2008

A cura del GME

Nel 2008 i volumi di energia elettrica scambiati in borsa hanno messo a segno una crescita del 4,8% sull'anno precedente, a fronte di una contrazione del 4,3% degli scambi al di fuori del sistema organizzato dal GME. La liquidità del mercato elettrico è pertanto salita al 69,0%, con punte orarie superiori al 77%, superando ampiamente il già considerevole livello raggiunto nel 2007 (67,1%). Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica italiana si è mantenuto ancora più alto rispetto a quello delle altre borse europee ma, rispetto al 2007, il delta prezzo si è ridotto mediamente di oltre

10 €/MWh. La crisi economica ha contenuto la crescita degli acquisti nazionali (+0,8%), ma non quella delle vendite (+3,2%), con le importazioni nette ai minimi degli ultimi anni.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) nel 2008 è stato pari a 86,99 €/MWh, con un aumento di 16,01 €/MWh (+22,5%) rispetto all'anno precedente (Tabella 1 e Grafico 1). Il rialzo del PUN è stato particolarmente sensibile (quasi 20 €/MWh) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e nei giorni festivi e più contenuto (+9,48 €/MWh) nelle ore di picco che si sono attestate a 114,38 €/MWh.

Sul fronte dei prezzi di vendita, il più basso,

pari a 82,92 €/MWh, è stato registrato anche nel 2008 nella zona Nord, dove gli indici di concentrazione del mercato hanno evidenziato una maggiore concorrenza tra gli operatori. Rispetto allo scorso anno si è mediamente ridotto il delta prezzo Nord/Centro-Nord (da 4 a 2 €/MWh) mentre è restato sostanzialmente invariato quello tra il Nord e le zone centro meridionali del Paese (intorno a 5 €/MWh). La Sicilia, come lo scorso anno, ha registrato il prezzo di vendita più alto, pari a 119,63 €/MWh, ma ha anche vistosamente aumentato il differenziale di prezzo con le altre zone continentali (da circa 7 €/MWh nel 2007 ad oltre 30 €/MWh) (Grafico 2).

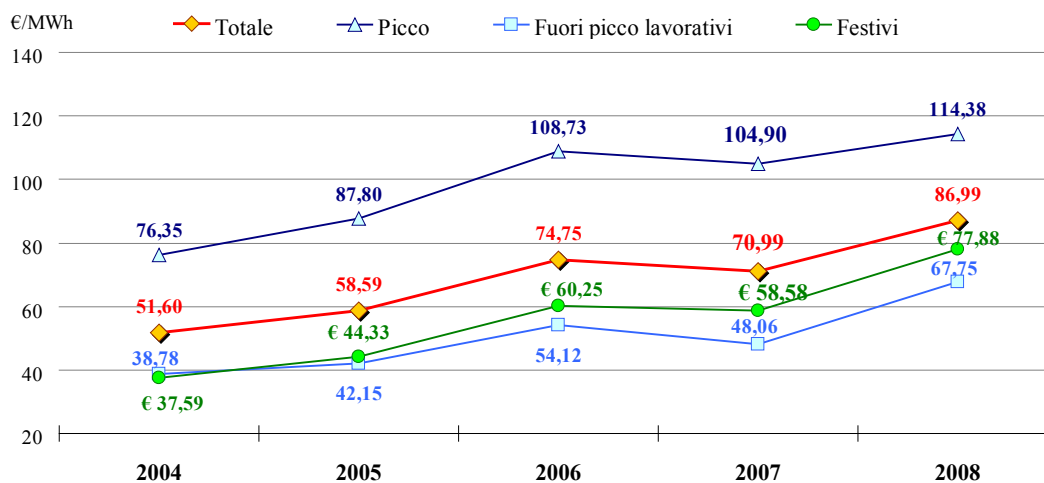
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

|                          | Prezzo medio di acquisto |              |              |              | Volumi medi orari |             |                |             | Liquidità    |              |
|--------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------|----------------|-------------|--------------|--------------|
|                          | 2008                     | 2007         | Var vs 2007  |              | Borsa             |             | Sistema Italia |             | 2008         | 2007         |
|                          | €/MWh                    | €/MWh        | €/MWh        | %            | MWh               | Var vs 2007 | MWh            | Var vs 2007 |              |              |
| <b>Totale</b>            | <b>86,99</b>             | <b>70,99</b> | <b>16,01</b> | <b>22,5%</b> | <b>26.485</b>     | <b>4,8%</b> | <b>38.361</b>  | <b>1,8%</b> | <b>69,0%</b> | <b>67,1%</b> |
| <i>Giorno lavorativo</i> | 91,06                    | 76,48        | 14,58        | 19,1%        | 28.370            | 5,7%        | 41.124         | 1,9%        | 69,0%        | 66,5%        |
| <i>ore di picco</i>      | 114,38                   | 104,90       | 9,48         | 9,0%         | 31.853            | 4,6%        | 46.314         | 1,5%        | 68,8%        | 66,7%        |
| <i>ore fuori picco</i>   | 67,75                    | 48,06        | 19,68        | 41,0%        | 24.887            | 7,2%        | 35.935         | 2,4%        | 69,3%        | 66,1%        |
| <i>Giorno festivo</i>    | 77,88                    | 58,58        | 19,31        | 33,0%        | 22.264            | 2,5%        | 32.173         | 1,9%        | 69,2%        | 68,8%        |
| <i>Minimo orario</i>     | 21,54                    | 21,44        |              |              | 14.782            |             | 38.361         |             | 60,1%        | 56,5%        |
| <i>Massimo orario</i>    | 211,99                   | 242,42       |              |              | 39.830            |             | 55.054         |             | 77,9%        | 76,3%        |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

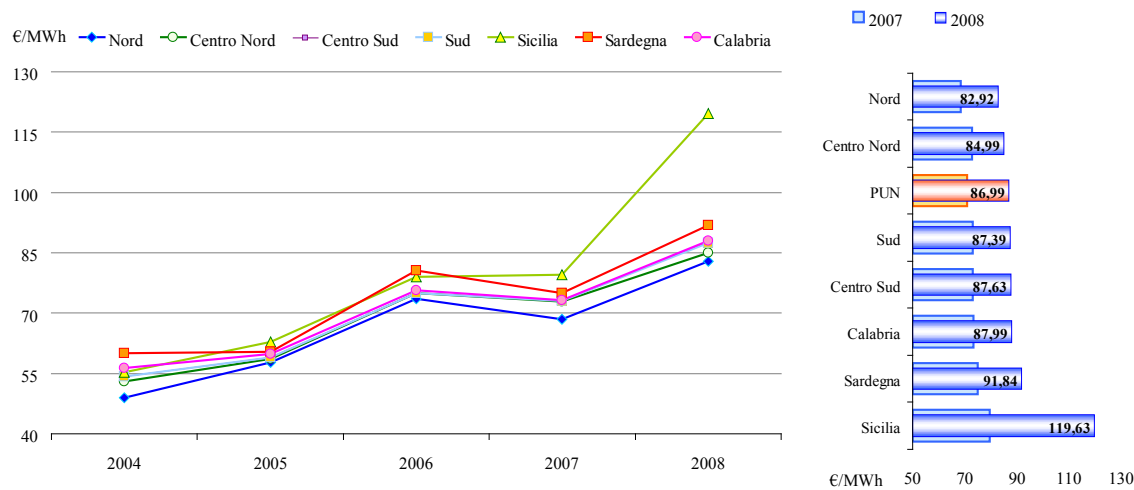


## GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO NEL 2008

[CONTINUA]

**Grafico 2: MGP, prezzi di vendita**

Fonte: GME



Nel 2008 nel Sistema Italia sono stati scambiati 337,0 milioni di MWh, con un aumento dell'1,8% rispetto al 2007; di questi 232,6 milioni di MWh sono transitati nella borsa dell'energia elettrica, con una crescita annua

del 4,8%. Si consolida pertanto la preferenza da parte degli operatori ad operare nel mercato organizzato dal GME per vendite e/o acquisti sia sul territorio nazionale (produzione/consumo) che nelle zone estere (import/export). Per

contro l'energia scambiata attraverso contratti bilaterali in un anno è diminuita del 4,3% (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato ha guadagnato 1,9 punti percentuali portandosi dal 67,1% del 2007 al 69,0% (Grafico 3).

**Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica**

Fonte: GME

| Offerta di energia elettrica |                    |               |              |               |
|------------------------------|--------------------|---------------|--------------|---------------|
|                              | Totale volumi      | Media oraria  | Variazione   | Struttura     |
|                              | MWh                | MWh           | %            | %             |
| <b>Borsa</b>                 | <b>232.643.731</b> | <b>26.485</b> | <b>4,8%</b>  | <b>69,0%</b>  |
| Operatori                    | 147.438.784        | 16.785        | 2,8%         | 43,8%         |
| GSE                          | 47.808.312         | 5.443         | 4,0%         | 14,2%         |
| Zone estere                  | 21.788.559         | 2.480         | 29,4%        | 6,5%          |
| Saldo programmi PCE          | 7.985.871          | 909           | -36,4%       | 2,4%          |
| Offerte integrative          | 7.622.206          | 868           | 140,7%       | 2,3%          |
| <b>Contratti bilaterali</b>  | <b>104.317.565</b> | <b>11.876</b> | <b>-4,3%</b> | <b>31,0%</b>  |
| Bilaterali esteri            | 26.013.295         | 2.961         | -23,2%       | 7,7%          |
| Bilaterali nazionali         | 86.290.141         | 9.824         | -1,5%        | 25,6%         |
| Saldo programmi PCE          | -7.985.871         | -909          | -2,4%        | -2,4%         |
| <b>VOLUMI VENDUTI</b>        | <b>336.961.297</b> | <b>38.361</b> | <b>1,8%</b>  | <b>100,0%</b> |
| <b>VOLUMI NON VENDUTI</b>    | <b>158.390.774</b> | <b>18.032</b> | <b>5,1%</b>  |               |
| <b>OFFERTA TOTALE</b>        | <b>495.352.071</b> | <b>56.393</b> | <b>2,9%</b>  |               |

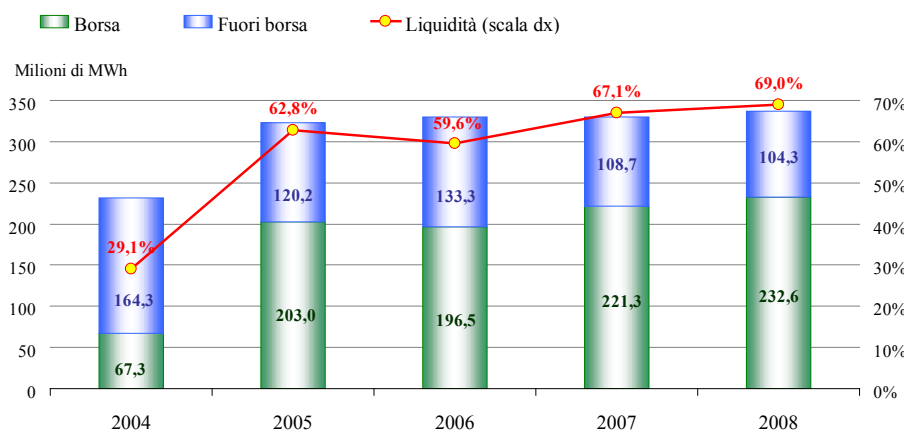
**Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica**

Fonte: GME

| Domanda di energia elettrica         |                    |               |               |               |
|--------------------------------------|--------------------|---------------|---------------|---------------|
|                                      | Totale volumi      | Media oraria  | Variazione    | Struttura     |
|                                      | MWh                | MWh           | %             | %             |
| <b>Borsa</b>                         | <b>232.643.731</b> | <b>26.485</b> | <b>4,8%</b>   | <b>69,0%</b>  |
| Acquirente Unico                     | 79.448.673         | 9.045         | -25,7%        | 23,6%         |
| Altri operatori                      | 137.922.614        | 15.702        | 37,9%         | 40,9%         |
| Pompaggi                             | 5.108.149          | 582           | -19,6%        | 1,5%          |
| Zone estere                          | 6.699.056          | 763           | 118,5%        | 2,0%          |
| Saldo programmi PCE                  | 91.994             | 10            | -             | 0,0%          |
| Offerte integrative                  | 3.373.245          | 384           | -39,6%        | 1,0%          |
| <b>Contratti bilaterali</b>          | <b>104.317.565</b> | <b>11.876</b> | <b>-4,3%</b>  | <b>31,0%</b>  |
| Bilaterali esteri                    | 559.701            | 64            | -23,2%        | 0,2%          |
| Bilaterali nazionali AU              | 19.502.059         | 2.220         | 20,3%         | 5,8%          |
| Bilaterali nazionali altri operatori | 84.347.800         | 9.602         | -8,3%         | 25,0%         |
| Saldo programmi PCE                  | -91.994            | -10           | -             | 0,0%          |
| <b>VOLUMI ACQUISTATI</b>             | <b>336.961.297</b> | <b>38.361</b> | <b>1,8%</b>   | <b>100,0%</b> |
| <b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>         | <b>17.357.054</b>  | <b>1.976</b>  | <b>216,1%</b> |               |
| <b>DOMANDA TOTALE</b>                | <b>354.318.351</b> | <b>40.337</b> | <b>5,3%</b>   |               |

**Grafico 3: MGP, volumi e liquidità**

Fonte: GME



## GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO NEL 2008

[CONTINUA]

Gli acquisti nazionali di energia elettrica (consumi), pari a 329,7 milioni di MWh, hanno registrato una crescita dello 0,8%; a livello territoriale l'incremento più consistente si è avuto in Sicilia (+2,5%), mentre nell'altra isola gli acquisti hanno segnato una lieve flessione (-0,9%). Gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 7,3 milioni di MWh, sono invece quasi raddoppiati rispetto al 2007 (+91,3%), a riprova della cresciuta integrazione tra i mercati europei (Tabella 4). Le vendite nazionali di energia elettrica

(produzione), pari a 289,2 milioni di MWh, hanno segnato un consistente aumento (+3,2%); il maggior contributo è stato fornito dalle unità di produzione delle macrozone Nord (+3,3%) e Sud (+5,0%); in calo le vendite della Sardegna (-9,0%). Nel 2008 si sono anche considerevolmente ridotte le vendite sulle zone estere (importazioni) ammontate a 47,8 milioni di MWh (-5,7%) (Tabella 4). Le importazioni nette pertanto hanno raggiunto il valore più basso degli ultimi anni (circa 4.600 MWh medi orari). L'analisi delle vendite nazionali per

tecnologia di produzione mostra il netto calo (-12,3%) delle vendite riferite agli impianti termoelettrici tradizionali (olio e carbone), la cui quota sul totale delle vendite è scesa dal 35,3% del 2007 al 30,5%. In aumento le vendite riferite agli impianti a ciclo combinato (+3,7%), ed in particolare quelli localizzati nella MzSud (+8,6%) ed in Sicilia (+7,2%), la cui quota è salita di un punto percentuale portandosi al 51,8%. In forte aumento anche le vendite riferite agli impianti idroelettrici (+27,9%) e a quelli eolici (+129,8%) (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

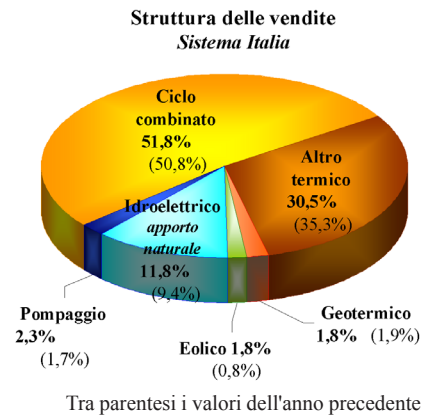
Fonte: GME

|                         | Offerte            |               |              | Vendite            |               |              | Acquisti           |               |              |
|-------------------------|--------------------|---------------|--------------|--------------------|---------------|--------------|--------------------|---------------|--------------|
|                         | Totale             | Media Oraria  | Var          | Totale             | Media Oraria  | Var          | Totale             | Media Oraria  | Var          |
| MzNord                  | 229.784.604        | 26.159        | +4,2%        | 154.242.131        | 17.559        | +3,3%        | 180.998.747        | 20.606        | +0,7%        |
| MzSud                   | 165.214.031        | 18.809        | +5,4%        | 102.937.601        | 11.719        | +5,0%        | 115.875.185        | 13.192        | +0,9%        |
| MzSicilia               | 29.683.537         | 3.379         | +0,2%        | 20.112.505         | 2.290         | +1,5%        | 20.503.706         | 2.334         | +2,5%        |
| MzSardegna              | 18.119.533         | 2.063         | -2,6%        | 11.867.205         | 1.351         | -9,0%        | 12.324.901         | 1.403         | -0,9%        |
| <b>Totale nazionale</b> | <b>442.801.705</b> | <b>50.410</b> | <b>+4,1%</b> | <b>289.159.443</b> | <b>32.919</b> | <b>+3,2%</b> | <b>329.702.540</b> | <b>37.534</b> | <b>+0,8%</b> |
| MzEstero                | 52.550.366         | 5.983         | -6,2%        | 47.801.854         | 5.442         | -5,7%        | 7.258.757          | 826           | +91,3%       |
| <b>Sistema Italia</b>   | <b>495.352.071</b> | <b>56.393</b> | <b>+2,9%</b> | <b>336.961.297</b> | <b>38.361</b> | <b>+1,8%</b> | <b>336.961.297</b> | <b>38.361</b> | <b>+1,8%</b> |

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto. Media oraria

Fonte: GME

| Impianto               | MzNord        |               | MzSud         |                | MzSicilia    |                | MzSardegna   |               | Sistema Italia |                |
|------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|--------------|----------------|--------------|---------------|----------------|----------------|
|                        | MWh           | Var           | MWh           | Var            | MWh          | Var            | MWh          | Var           | MWh            | Var            |
| <b>Termoelettrico</b>  | <b>13.458</b> | <b>-4,0%</b>  | <b>10.306</b> | <b>+0,3%</b>   | <b>2.019</b> | <b>-3,4%</b>   | <b>1.185</b> | <b>-13,5%</b> | <b>26.967</b>  | <b>-2,8%</b>   |
| Ciclo combinato        | 8.730         | +0,4%         | 5.865         | +8,6%          | 1.521        | +7,2%          | 492          | -2,7%         | 16.609         | +3,7%          |
| Geotermico             | -             | -             | 592           | -1,5%          | -            | -              | -            | -             | 592            | -1,5%          |
| Altro termico          | 4.728         | -11,2%        | 3.849         | -9,9%          | 497          | -25,9%         | 692          | -19,9%        | 9.766          | -12,3%         |
| <b>Idroelettrico</b>   | <b>3.673</b>  | <b>+29,8%</b> | <b>710</b>    | <b>+23,8%</b>  | <b>76</b>    | <b>+5,8%</b>   | <b>49</b>    | <b>-2,8%</b>  | <b>4.509</b>   | <b>+27,9%</b>  |
| Apporto naturale       | 3.176         | +25,7%        | 563           | +35,0%         | 13           | +44,1%         | 24           | -9,3%         | 3.776          | +26,7%         |
| Pompaggio              | 497           | +63,9%        | 147           | -6,0%          | 63           | +0,1%          | 25           | +4,5%         | 733            | +34,0%         |
| <b>Eolico</b>          | <b>-</b>      | <b>-</b>      | <b>405</b>    | <b>+155,8%</b> | <b>108</b>   | <b>+142,6%</b> | <b>62</b>    | <b>+30,9%</b> | <b>576</b>     | <b>+129,8%</b> |
| <b>Totale Impianti</b> | <b>17.131</b> | <b>+1,7%</b>  | <b>11.421</b> | <b>+3,8%</b>   | <b>2.203</b> | <b>-0,2%</b>   | <b>1.296</b> | <b>-11,7%</b> | <b>32.051</b>  | <b>+1,6%</b>   |
| Off.Integrative        | 428           | +200,8%       | 298           | +95,2%         | 87           | +79,2%         | 55           | +220,3%       | 868            | +140,7%        |
| <b>Totale Vendite</b>  | <b>17.559</b> | <b>+3,3%</b>  | <b>11.719</b> | <b>+5,0%</b>   | <b>2.290</b> | <b>+1,5%</b>   | <b>1.351</b> | <b>-9,0%</b>  | <b>32.919</b>  | <b>+3,2%</b>   |



## GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO NEL 2008

[CONTINUA]

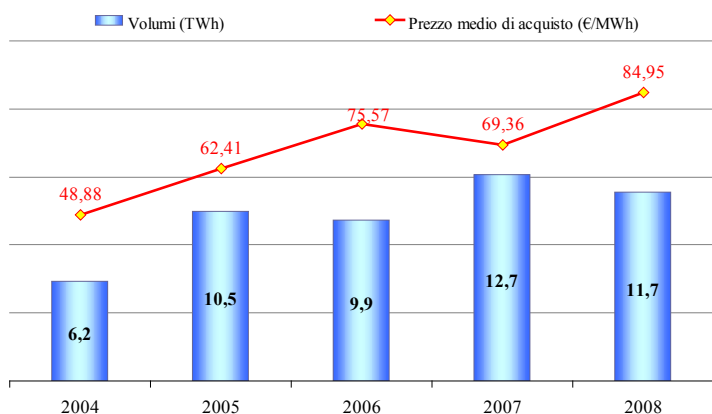
Sul Mercato di Aggiustamento (MA) sono stati scambiati 11,7 milioni di MWh, con una flessione dell'8,5% rispetto allo scorso anno. Il prezzo medio ponderato per gli acquisti, pari a 84,95 €/MWh, ha invece segnato

un aumento del 22,5% (Grafico 4). Sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) Ex-Ante a salire si rileva una inversione di tendenza dei volumi di energia elettrica acquistati da Terna, ammontati a 11,6 milioni di MWh, in

flessione del 20,6% dopo la costante crescita degli anni precedenti. Per quanto concerne MSD Ex-Ante a scendere, si è confermato il trend al ribasso delle vendite di Terna, pari a 11,3 milioni di MWh, iniziato lo scorso anno (Grafico 5).

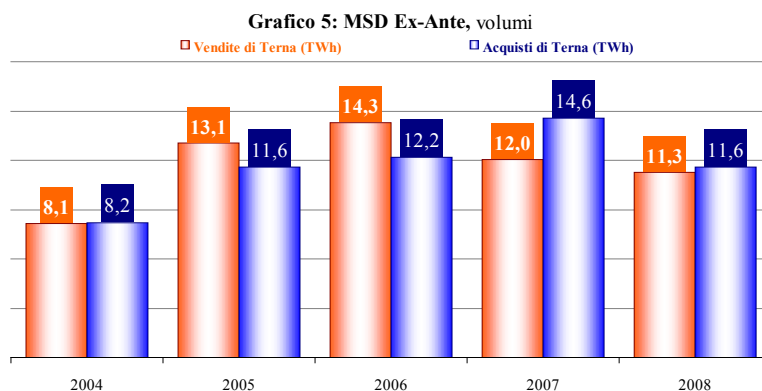
**Grafico 4: MA, prezzi e volumi**

Fonte: GME



**Grafico 5: MSD Ex-Ante, volumi**

Fonte: GME



Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro nell'anno 2008, sono state 152,4 milioni di MWh, con una crescita del 3,0% rispetto all'anno precedente. Va precisato che per il confronto con il 2007 si fa riferimento al periodo maggio-dicembre (come noto la PCE ha iniziato ad operare lo scorso maggio

2007). I contratti non-standard sono stati, in termini di volumi, quelli maggiormente utilizzati (66,6%), anche se nel 2008 hanno evidenziato un lieve calo (-3,0%). Tra i contratti standard, invece, i più utilizzati sono stati i profili baseload (20,1%), ma i profili Peak sono risultati in forte crescita (+38,2%). Le transazioni registrate hanno

determinato una posizione netta dei conti energia di 122,8 milioni di MWh, che ha mostrato una dinamica di segno opposto rispetto alle transazioni (-3,1%). Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 112,3 milioni di MWh (-7,4%); nei conti in prelievo 104,4 milioni di MWh (-3,5%) (Tabella 6).

**Tabella 6: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2008 e programmi**

Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGistrate |                    |              |               | PROGRAMMI                        |                    |               |          |                    |           |        |
|------------------------|--------------------|--------------|---------------|----------------------------------|--------------------|---------------|----------|--------------------|-----------|--------|
| PCE (netto MTE)        | MWh                | Variazione   | Struttura     | Immissione                       |                    |               | Prelievo |                    |           |        |
|                        |                    |              |               | MWh                              | Variazione         | Struttura     | MWh      | Variazione         | Struttura |        |
| Baseload               | 30.680.745         | 20,8%        | 20,1%         | Richiesti                        | 113.046.465        | -6,9%         | 100,0%   | 104.437.430        | -3,5%     | 100,0% |
| Off Peak               | 8.946.983          | -10,0%       | 5,9%          | di cui con indicazione di prezzo | 2.971.513          | -53,0%        | 2,6%     | -                  | -100,0%   | 0,0%   |
| Peak                   | 11.187.852         | 38,2%        | 7,3%          | Registrati                       | <b>112.303.436</b> | -7,4%         | 99,3%    | <b>104.409.559</b> | -3,5%     | 100,0% |
| Week-end               | 13.200             | -            | 0,0%          | di cui con indicazione di prezzo | 2.303.684          | -64,3%        | 2,0%     | -                  | -100,0%   | 0,0%   |
| Totale Standard        | 50.828.780         | 17,7%        | 33,3%         | Rifiutati                        | 743.029            | 253,0%        | 0,7%     | 27.871             | 35,0%     | 0,0%   |
| Totale Non standard    | 101.533.152        | -3,0%        | 66,6%         | di cui con indicazione di prezzo | 667.828            | 297,8%        | 0,6%     | -                  | -100,0%   | 0,0%   |
| <b>Totale</b>          | <b>152.361.932</b> | <b>3,0%</b>  | <b>100,0%</b> | <b>Saldo programmi</b>           | <b>7.985.871</b>   | <b>-39,2%</b> |          | <b>91.994</b>      | <b>-</b>  |        |
| MTE                    |                    |              |               |                                  |                    |               |          |                    |           |        |
| Baseload               | 24.000             | -            | 0,0%          |                                  |                    |               |          |                    |           |        |
| Peak Load              | 33.600             | -            | 0,0%          |                                  |                    |               |          |                    |           |        |
| <b>Totale</b>          | <b>57.600</b>      | <b>-</b>     | <b>0,0%</b>   |                                  |                    |               |          |                    |           |        |
| <b>Totale PCE</b>      | <b>152.419.532</b> | <b>3,0%</b>  | <b>100,0%</b> |                                  |                    |               |          |                    |           |        |
| <b>POSIZIONE NETTA</b> | <b>122.842.343</b> | <b>-3,1%</b> | <b>80,6%</b>  |                                  |                    |               |          |                    |           |        |

## TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE NEL 2008

A cura del GME

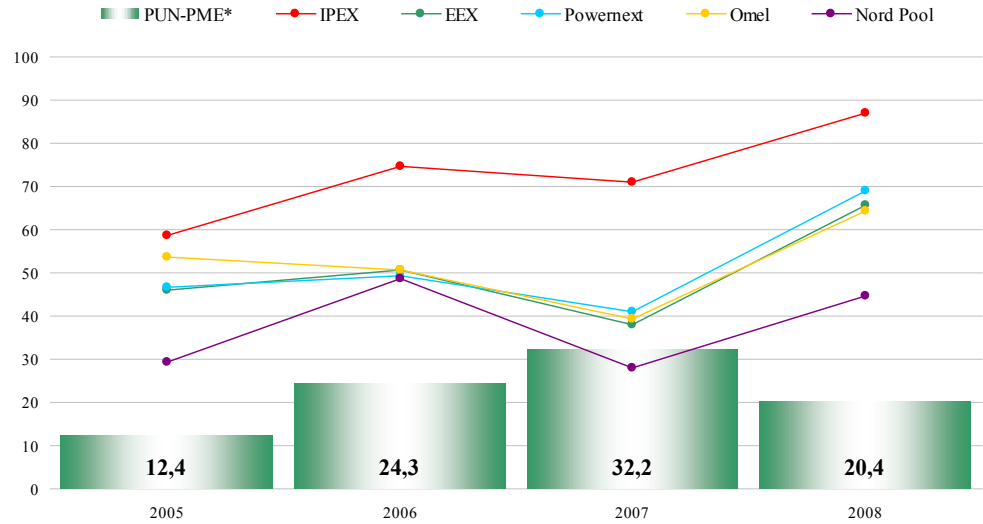
Il mese di dicembre conclude un anno di importanti rialzi dei prezzi sulle principali borse elettriche europee, che quasi ovunque hanno segnato sia il proprio record storico che il massimo tasso di incremento annuo dal 2005 ad oggi. Spinte dal vigoroso aumento delle quotazioni dei combustibili,

aumentati tra il 43-55% nel caso degli oli combustibili e tra il 66-69% nel caso di gas e carbone (si veda in proposito la sezione "Tendenze di prezzo sui mercati dei combustibili"), le quotazioni hanno registrato aumenti compresi tra il 60% di NordPool e il 73% di EEX, raggiungendo quotazioni comprese tra i 64,44 €/MWh di Omel e i 69,15 €/MWh di Powernext (NordPool come di consueto si distingue per prezzi nettamente inferiori in virtù del suo parco produttivo prevalentemente idroelettrico). Da rilevare che, in un ranking di prezzo delle borse complessivamente stabile, si consolida un mutamento strutturale di Omel, che da seconda borsa più costosa nel 2005 ha visto i suoi prezzi calare in rapporto a quelli delle altre borse, risultando oggi la seconda più conveniente. Nonostante l'aumento netto delle quotazioni annuali dei combustibili, da IpeX vengono alcuni segnali positivi. Pur confermando le quotazioni più alte in Europa (86,99 €/MWh) in ragione di un parco produttivo meno efficiente, IpeX si distingue per incrementi tendenziali minori (+22,5%) sia rispetto

alle altre borse europee, sia rispetto alle quotazioni dei combustibili di riferimento. Questi dati, che indicano una riduzione dei margini incorporata nei prezzi, rappresentano un elemento di forte discontinuità nella struttura dei prezzi, certamente promossa dall'effetto cumulato di quattro anni di aumento dell'offerta, di riduzione dei costi variabili medi e di incremento della competitività della struttura del mercato. Inoltre il minor tasso di crescita dei prezzi su IpeX ha contribuito a ridurre sensibilmente il divario col resto d'Europa, portando la differenza Pun e Prezzo Medio Europeo (PME)<sup>1</sup> a 20,4 €/MWh, in netto calo sia rispetto al 2006 che al 2007.

Da segnalare che la rapida discesa del Brent negli ultimi cinque mesi dell'anno prospetta riduzioni dei prezzi per il 2009, i cui primi segnali già si colgono in questa fine di 2008. Per il secondo (e in alcuni casi terzo) mese consecutivo, infatti, le borse di tutta Europa hanno registrato riduzioni congiunturali comprese tra il -14,4% di EEX e il -11,1% di Powernext e pari ad un più modesto -3,2% su IpeX in relazione al quale i ribassi congiunturali dell'ultimo bimestre, minori e ritardati rispetto a quelli registrati oltralpe, se letti alla luce del ritardo con cui tipicamente i prezzi italiani incorporano le variazioni del Brent, segnalano che il ribasso dei combustibili di questi ultimi mesi in Italia è stato solo parzialmente scontato e quindi fanno attendere ulteriori riduzioni dei prezzi per i prossimi mesi. Tendenza, questa, che dovrebbe beneficiare anche dell'ulteriore entrata di nuova capacità attesa per l'anno prossimo.

### Borse europee, andamento dei prezzi annuali. Media aritmetica (€/MWh)



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

### Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

|                  |          | Prezzi (€/MWh) |            |            | Volumi (TWh) |            |
|------------------|----------|----------------|------------|------------|--------------|------------|
|                  |          | Media          | Var. cong. | Var. tend. | Totale       | Var. tend. |
| IPEX             | Base     | 84,87          | -3,2%      | 4,7%       | 19,6         | -2,0%      |
|                  | Peak     | 105,82         | -7,1%      | -6,8%      |              |            |
|                  | Off peak | 62,70          | -5,3%      | 0,8%       |              |            |
|                  | Festivo  | 85,98          | 3,8%       | 22,2%      |              |            |
| EEX              | Base     | 54,55          | -14,4%     | 5,6%       | 12,9         | 16,4%      |
|                  | Peak     | 77,05          | -16,1%     | -12,3%     |              |            |
|                  | Off peak | 44,81          | -14,4%     | 9,5%       |              |            |
|                  | Festivo  | 42,96          | -8,6%      | 36,1%      |              |            |
| Powernext        | Base     | 61,66          | -11,1%     | -9,5%      | 5,1          | 36,5%      |
|                  | Peak     | 82,74          | -10,9%     | -17,0%     |              |            |
|                  | Off peak | 51,98          | -8,1%      | -5,6%      |              |            |
|                  | Festivo  | 51,31          | -12,3%     | -3,9%      |              |            |
| OMEL             | Base     | 57,11          | -14,2%     | -1,7%      | 18,1         | -13,0%     |
|                  | Peak     | 64,16          | -12,5%     | -6,7%      |              |            |
|                  | Off peak | 52,48          | -14,1%     | 0,8%       |              |            |
|                  | Festivo  | 54,90          | -15,8%     | 0,8%       |              |            |
| NordPool         | Base     | 44,52          | -13,2%     | -3,2%      | 28,4         | 0,0%       |
|                  | Peak     | 50,01          | -10,3%     | 2,1%       |              |            |
|                  | Off peak | 42,68          | -13,0%     | -5,0%      |              |            |
|                  | Festivo  | 41,20          | -15,8%     | -7,2%      |              |            |
| PME <sup>1</sup> | Base     | 56,57          | -13,4%     | 1,1%       | -            | -          |
|                  | Peak     | 78,56          | -14,7%     | -13,5%     |              |            |
|                  | Off peak | 46,89          | -12,3%     | 4,5%       |              |            |
|                  | Festivo  | 45,36          | -10,1%     | 22,2%      |              |            |

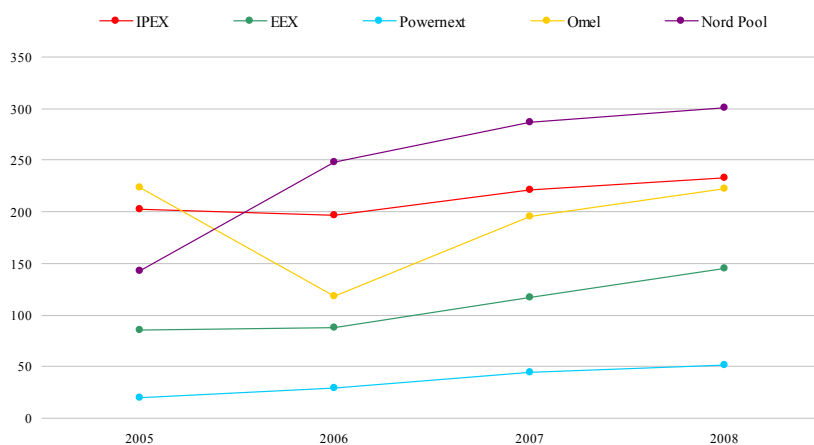
<sup>1</sup> Il PME è un indice sintetico del valore dell'energia alle frontiere italiane, calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

## TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE NEL 2008

[CONTINUA]

Borse europee, andamento dei volumi annuali. Media aritmetica (TWh)

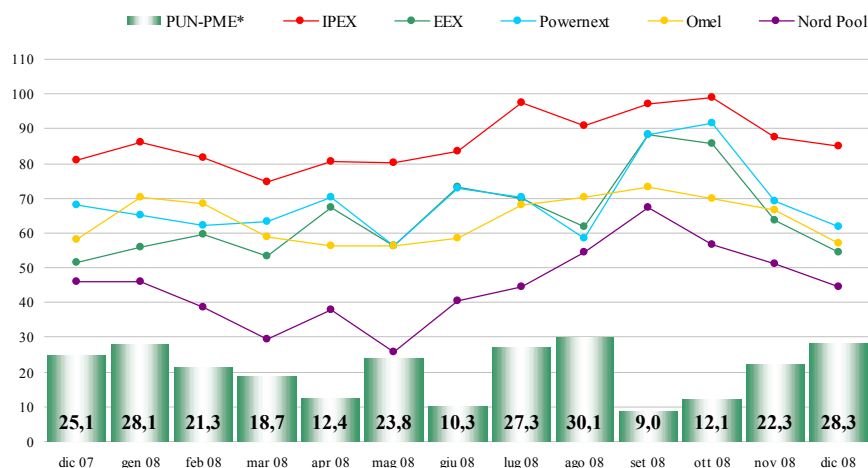
Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Quanto all'andamento dei volumi scambiati sui diversi mercati, anche il 2008 si conferma, come i precedenti, un anno di crescita, con gli incrementi maggiori registrati da EEX (+24%), Powernext (+17%) e Omel (+24%) e incrementi più contenuti registrati dalle borse maggiori (Ipx e NordPool +5%). Tali variazioni peraltro non alterano il ranking delle borse, con NordPool che si conferma la borsa più grande (301 TWh), seguita da Ipx (222 TWh) e Omel (222 TWh) e, più distaccate, da EEX (146 TWh) e Powernext (52 TWh).

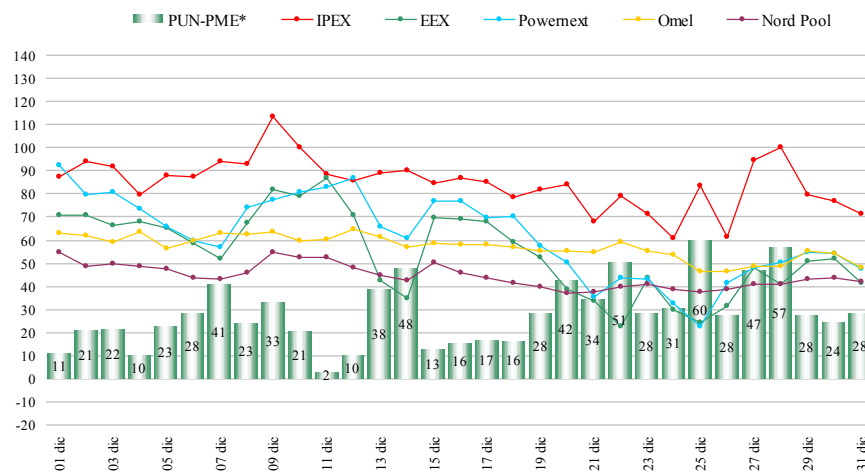
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Borse europee, andamento dei prezzi giornalieri. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



\* cfr nota 1 pagina precedente

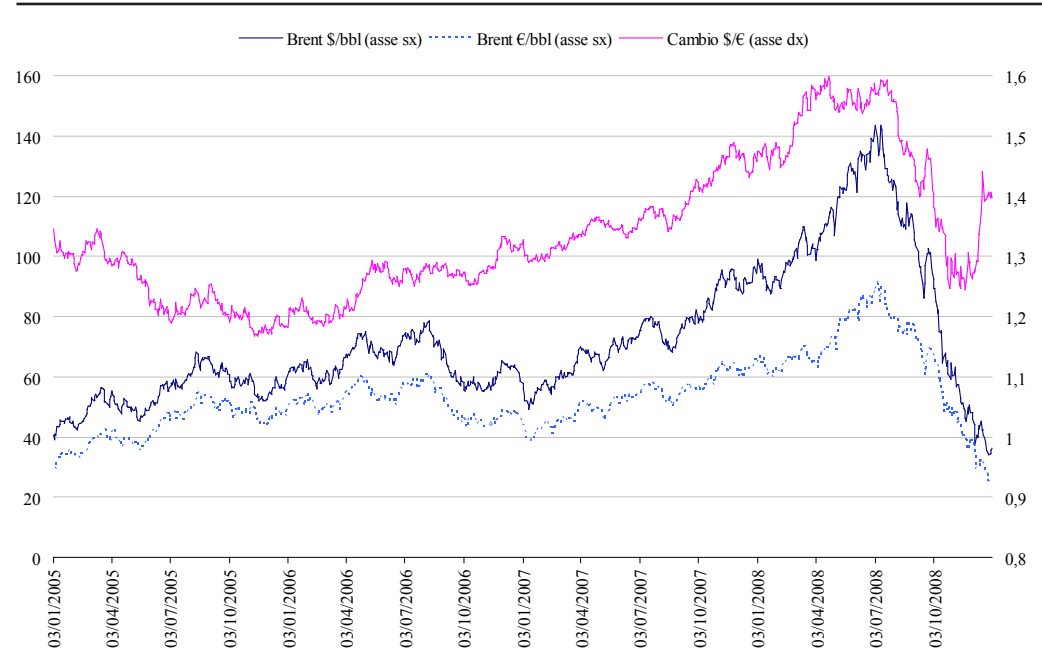
## TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI NEL 2008

A cura del GME

Il 2008 sarà ricordato come un anno storico per i mercati dei combustibili, sia per i livelli record raggiunti dalle quotazioni, sia per il drastico aumento della loro volatilità, sia, infine, per la drammatica inversione di trend registrata in corso d'anno. Dopo la crescita già segnata nel 2006 e 2007, il Brent ha registrato nel 2008 la crescita tendenziale più sostenuta (+33%), arrivando a superare i 97 \$/bbl in media annua e cumulando un poderoso +79% rispetto al 2005. La convulsa crescita delle quotazioni è stata accompagnata da un drastico incremento della loro volatilità, passata dal già consistente 16% del 2007 addirittura al 30% del 2008. Ma il dato certamente più impressionante è la drammatica inversione di tendenza che, dopo una sfrenata corsa al rialzo dai 97 \$/bbl di gennaio ai 144 \$/bbl di luglio, nel giro di soli cinque mesi ha riportato il prezzo addirittura a 36 \$/bbl: un'evoluzione difficilmente riconducibile all'andamento dei fondamentali.

Gli effetti di tale sviluppo sono stati smusati ma non invertiti dall'andamento del cambio \$/€, che da lungo tempo si muove in stretta sintonia col Brent con effetto anticiclico. Così nel 2008 il cambio è cresciuto in media annua a 1,47 \$/€ (+7%), riducendo la crescita tendenziale del Brent in €/bbl ad un più contenuto +23%. Solo nell'ultimo bimestre il cambio ha mostrato un rimbalzo prociclico rispetto al Brent, come non si era più registrato dagli inizi del 2005, contribuendo ad accentuarne il crollo del valore sui mercati europei.

Andamento giornaliero delle quotazioni del Brent in \$ e in € e del tasso di cambio



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters

### Combustibili e tasso di cambio. Medie annuali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

| Prodotto                 | Unità di Misura             | Quotazione media (*) |        |        |        | Variazione tendenziale |      |      | Deviazione standard |      |      |      |
|--------------------------|-----------------------------|----------------------|--------|--------|--------|------------------------|------|------|---------------------|------|------|------|
|                          |                             | 2005                 | 2006   | 2007   | 2008   | 2006                   | 2007 | 2008 | 2005                | 2006 | 2007 | 2008 |
| <b>Tasso di cambio</b>   | \$/€                        | 1,24                 | 1,26   | 1,37   | 1,47   | 1%                     | 9%   | 7%   | 4%                  | 3%   | 4%   | 7%   |
| <b>Greggio</b>           | Iran Lt Crk NB \$/bbl       | 55,86                | 65,48  | 74,73  | 96,55  | 17%                    | 14%  | 29%  | 15%                 | 12%  | 15%  | 29%  |
| <b>Crude Oil</b>         | WTI Crk NB \$/bbl           | 61,33                | 71,86  | 81,50  | 102,39 | 17%                    | 13%  | 26%  | 19%                 | 13%  | 15%  | 28%  |
|                          | Brent \$ \$/bbl             | 54,41                | 64,91  | 72,86  | 97,24  | 19%                    | 12%  | 33%  | 12%                 | 9%   | 16%  | 30%  |
|                          | Brent € €/bbl               | 43,94                | 51,68  | 52,92  | 65,20  | 18%                    | 2%   | 23%  | 14%                 | 9%   | 13%  | 25%  |
| <b>Olio Combustibile</b> | Fuel Oil 1% Rot Brge \$/MT  | 249,48               | 289,83 | 340,15 | 523,96 | 16%                    | 17%  | 54%  | 17%                 | 9%   | 25%  | 29%  |
|                          | Fuel Oil 1% CIF NWEur \$/MT | 268,34               | 307,88 | 360,43 | 518,19 | 15%                    | 17%  | 44%  | 16%                 | 10%  | 22%  | 28%  |
|                          | Fuel Oil 1% CIF Med \$/MT   | 273,85               | 313,99 | 370,86 | 530,54 | 15%                    | 18%  | 43%  | 15%                 | 11%  | 22%  | 28%  |
| <b>Gasolio</b>           | Gasoil FOB Rot Brge \$/MT   | 505,01               | 577,92 | 634,09 | 904,26 | 14%                    | 10%  | 43%  | 13%                 | 8%   | 16%  | 27%  |
|                          | Gasoil CIF Med Cargo \$/MT  | 518,73               | 597,13 | 661,70 | 922,30 | 15%                    | 11%  | 39%  | 12%                 | 7%   | 16%  | 27%  |
| <b>Gas Oil</b>           | Gasoil FOB Med Cargo \$/MT  | 497,14               | 574,96 | 640,17 | 898,29 | 16%                    | 11%  | 40%  | 13%                 | 8%   | 16%  | 28%  |
|                          | Coal CIM CIF ARA \$/MT      | 57,16                | 63,80  | 88,75  | 147,49 | 12%                    | 39%  | 66%  | 8%                  | 7%   | 25%  | 26%  |
| <b>Carbone</b>           | Coal CIM FOB RichBay \$/MT  | -                    | -      | 71,43  | 121,10 | -                      | -    | 70%  | -                   | -    | 21%  | 23%  |
|                          | Coal Qinhdao Stm \$/MT      | 51,19                | 50,63  | 73,12  | 145,27 | -1%                    | 44%  | 99%  | 8%                  | 6%   | 17%  | 27%  |
| <b>Metano</b>            | Gas PSVDA €/MWh             | -                    | -      | 21,27  | 29,10  | -                      | -    | 37%  | -                   | -    | 19%  | 10%  |
|                          | Gas Zeebrugge €/MWh         | 20,14                | 21,62  | 15,03  | 25,29  | 7%                     | -30% | 68%  | 56%                 | 49%  | 35%  | 12%  |
|                          | Gas Dutch TTF €/MWh         | 24,96                | 20,34  | 14,75  | 24,99  | -19%                   | -27% | 69%  | 9%                  | 24%  | 34%  | 11%  |

(\*) I valori riportati si riferiscono a medie aritmetiche di quotazioni giornaliere



## TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI NEL 2008

[CONTINUA]

Come di consueto, l'andamento degli altri greggi e dei prodotti petroliferi ha strettamente ricalcato quello del Brent in tutti i fenomeni suddetti, con la sola particolarità per i secondi, che hanno registrato tassi di crescita superiori. In particolare gli oli combustibili hanno registrato incrementi compresi tra il 43% e il 54%, attestandosi in media annua su valori compresi nell'intervallo 518-530 \$/MT, mentre i gasoli hanno subito incrementi del 39-43%, toccando soglie comprese tra 898-922 \$/MT.

Le variazioni più impressionanti, tuttavia, si sono registrate sul mercato del gas e del carbone, che in tutta Europa rappresentano i combustibili di riferimento per la generazione elettrica. Le quotazioni del carbone sul mercato europeo sono cresciute del +66%, superando su base annua i 147 \$/MT e confermando la spettacolare crescita della volatilità esibita nel 2007 al 26%, mentre le quotazioni cinesi hanno evidenziato una marcata convergenza con quello europeo in virtù di tassi di crescita del +99%, arrivando a toccare i 145 \$/MT in media annua. Anche le quotazioni del gas sui principali hub continentali sono cresciute in misura sostenuta (+69%), arrivando a sfiorare i 25 €/MWh in media annua e registrando una brusca, seppur più tardiva, inversione di tendenza a partire da settembre. A differenza degli altri combustibili, tuttavia, la volatilità del gas ha confermato un trend pluriennale più o meno generale di riduzione, arrivando a toccare valori minimi del 12%, peraltro inferiori a quelli dei prodotti petroliferi. In questo contesto le quotazioni italiane registrate sul PSV, pari a circa 29 €/MWh in media annua, hanno mostrato un divario sensibile rispetto alle altre quotazioni europee (circa il 20% in più), divario che nell'ultimo trimestre è cresciuto addirittura a quasi 10 €/MWh (pari a quasi il 50%) per effetto di un aumento controtendenziale delle quotazioni italiane sia rispetto a quelle europee sia rispetto alle quotazioni di tutti gli altri combustibili.

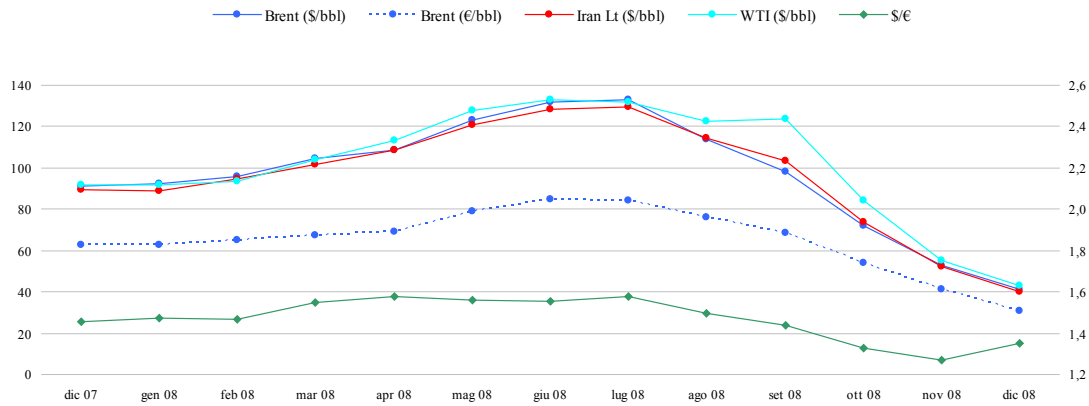


## TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI NEL 2008

[CONTINUA]

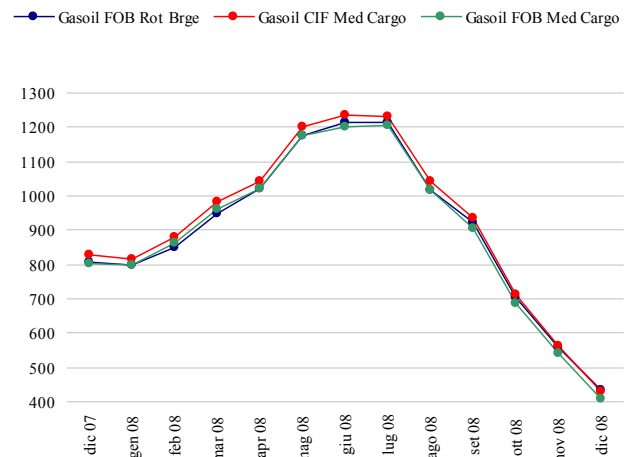
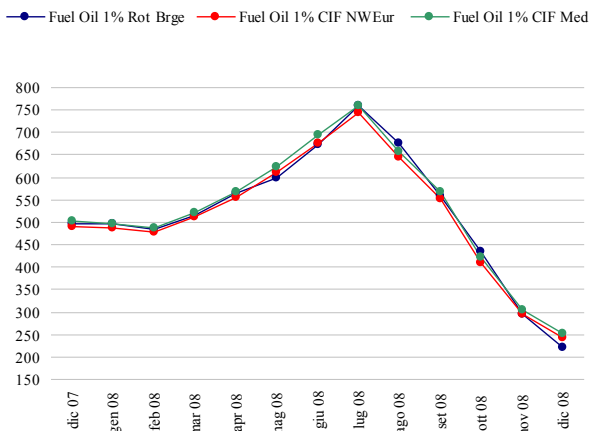
**Greggio e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica**

Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters



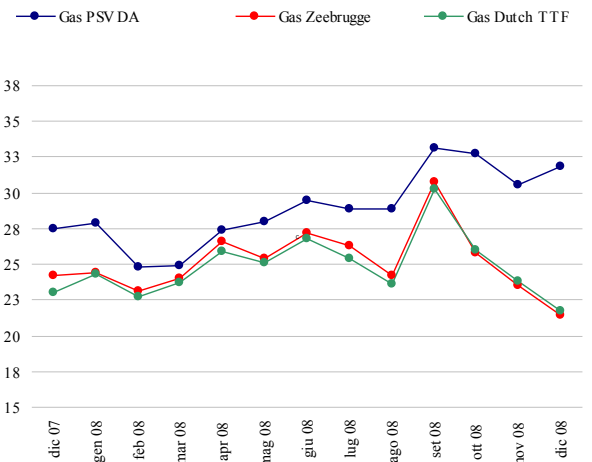
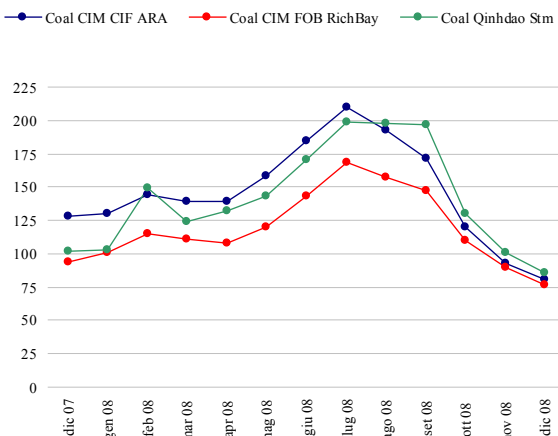
**Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)**

**Gasolio, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)**



**Carbone, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)**

**Gas metano, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)**



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

## GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA NEL 2008

A cura del GME

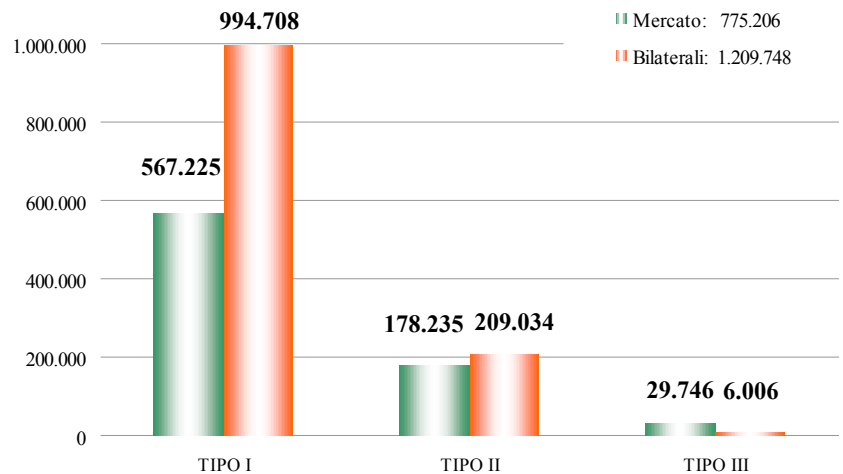
Nel 2008 gli iscritti al Registro dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati 268, dei quali 72 sono distributori, 187 Esco e 9 traders. I Titoli emessi dal GME, previa autorizzazione da parte dell'AEEG, sono stati 1.339.146, di cui:

- 999.147 del tipo I (energia elettrica)
- 273.004 del tipo II (gas)
- 66.995 del tipo III (energia primaria)

Dei 268 operatori iscritti al Registro, 193 sono anche operatori del Mercato (47 distributori, 139 Esco e 7 traders). I Titoli complessivamente movimentati sono 1.288.748, dei quali 773.797 bilateralmente e 514.951 scambiati nel corso delle 48 sessioni di Mercato organizzate dal GME. Il controvalore totale delle transazioni dei Titoli di tipo I è stato pari a 26.176.693,82 Euro (IVA esclusa) ed il prezzo medio dei Titoli scambiati è stato pari a 69,42 Euro (IVA esclusa). Il controvalore totale delle transazioni dei Titoli di tipo II è stato pari a 7.700.830,85 Euro (IVA esclusa) ed il prezzo medio dei Titoli scambiati è stato pari a 71,15 Euro (IVA esclusa). Il controvalore totale delle transazioni dei Titoli di tipo III è stato pari a 1.711.751,40 Euro (IVA esclusa) ed il prezzo medio dei Titoli scambiati è stato pari a 57,71 Euro (IVA esclusa). I grafici riportano i dati cumulati dall'avvio dell'operatività del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (7 marzo 2006) al 31 dicembre 2008.

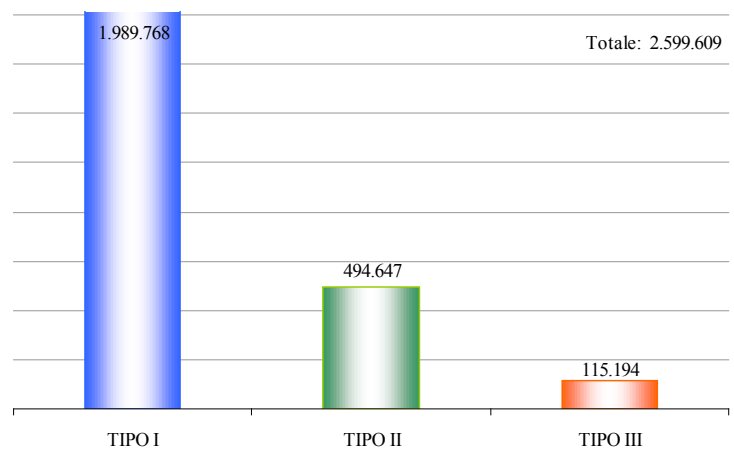
### Titoli scambiati

Fonte: GME



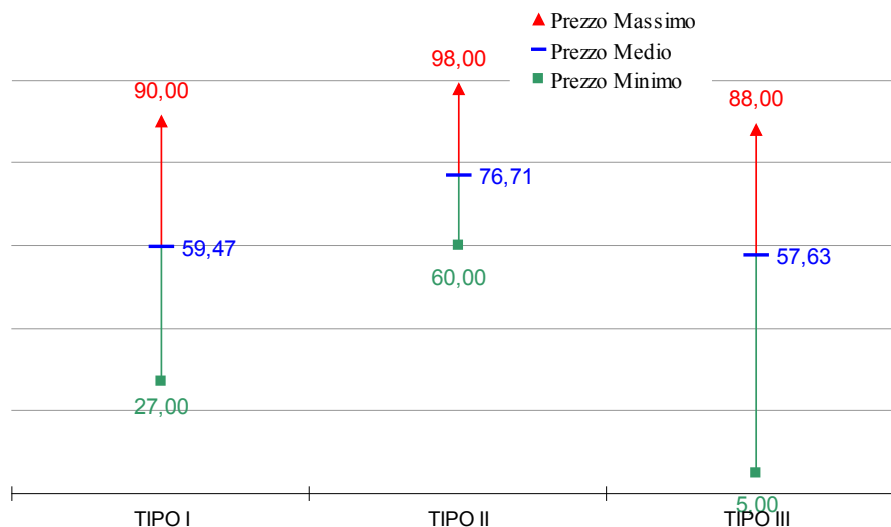
### TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



### Prezzi dei TEE per tipologia. €/tep – media ponderata

Fonte: GME



## GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI NEL 2008

A cura del GME

Nel 2008 sono state organizzate 48 sessioni di mercato e sono stati scambiati 793.735 certificati, di cui 24.905 relativi al 2006, 514.258 relativi al 2007 e 253.576 relativi al 2008. A questi si aggiungono 996 certificati relativi alla produzione, nel 2006, da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

Il controvalore totale, IVA esclusa, delle transazioni dei certificati scambiati con anno di riferimento 2006 è stato pari a 2.072.667,50 Euro ed il prezzo medio ponderato (media ponderata dei prezzi con le quantità) dei certificati scambiati è stato pari a 83,23 Euro/MWh (IVA esclusa).

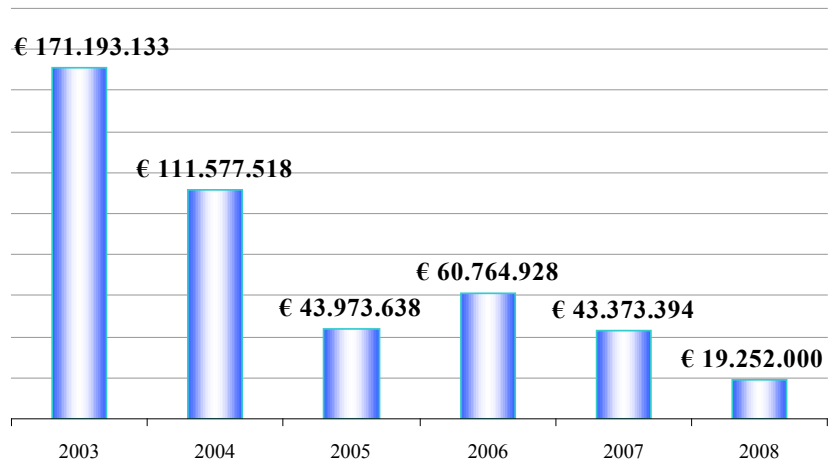
Il controvalore totale, IVA esclusa, delle transazioni dei certificati scambiati con anno di riferimento 2007 è stato pari a 40.974.765,74 Euro ed il prezzo medio ponderato dei certificati scambiati è stato pari a 79,68 Euro/MWh (IVA esclusa).

Il controvalore totale, IVA esclusa, delle transazioni dei certificati scambiati con anno di riferimento 2008 è stato pari a 19.252.999,96 Euro ed il prezzo medio ponderato dei certificati scambiati è stato pari a 75,93 Euro/MWh (IVA esclusa).

I grafici riportano i dati cumulati dall'avvio dell'operatività del Mercato dei Certificati verdi (26 marzo 2003) al 31 dicembre 2008.

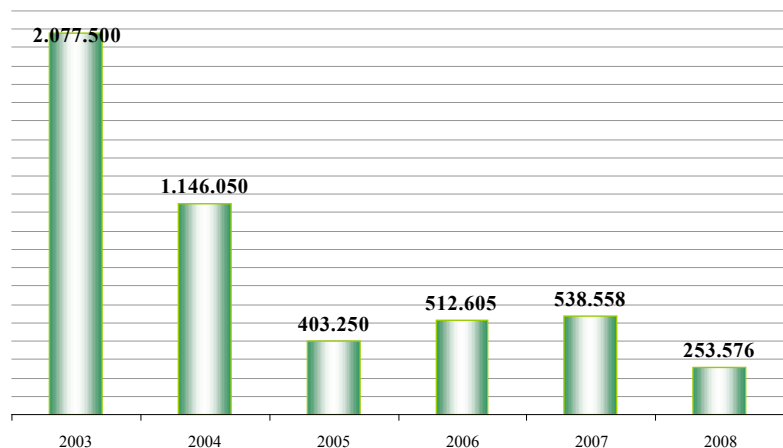
Controvalore delle transazioni IVA esclusa (dato cumulato)

Fonte: GME



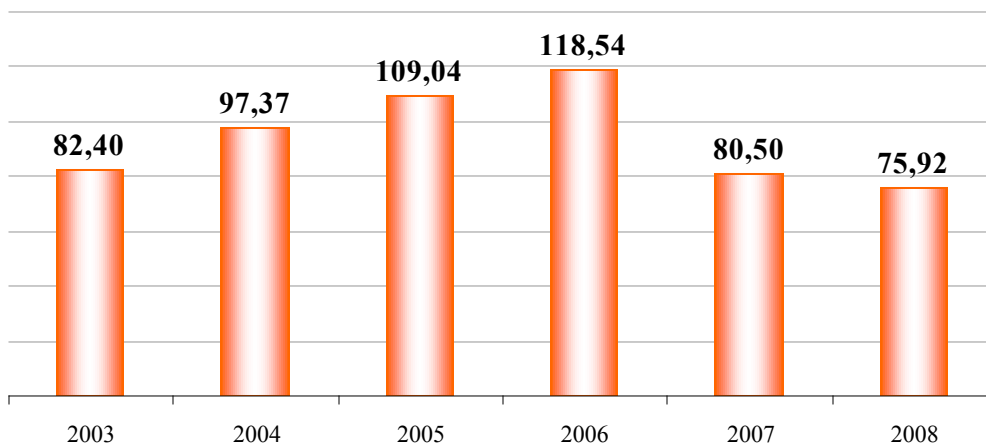
Numero dei certificati verdi scambiati in MWh (dato cumulato)

Fonte: GME



Prezzo medio ponderato IVA esclusa dei certificati verdi (dato cumulato)

Fonte: GME



## ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA NEL 2008

A cura del GME

Il 2008 ha rappresentato l'anno di passaggio dalla prima alla seconda fase dello schema di emission trading europeo (EU ETS), che ha preso il via nel 2005. Il secondo periodo (2008-2012) vedrà gli Stati Membri impegnati nel raggiungimento dei target previsti dal protocollo di Kyoto, con l'Unione Europea che dovrà ridurre collettivamente le proprie emissioni di gas a effetto serra dell'8%. Per quanto riguarda il mercato europeo delle EUA, il passaggio ufficiale alla seconda fase è avvenuto lo scorso 30 aprile, ultima data utile per lo scambio delle EUA relative al primo periodo, che, nel corso del 2007, avevano gradualmente perso il proprio valore sino a raggiungere pochi centesimi di euro per tonnellata di CO<sub>2</sub> a causa di una evidente sovrallocazione di permessi nel periodo 2005-2007. Dall'altro lato, il mercato spot delle EUA 2008-2012 ha sperimentato una partenza piuttosto lenta a causa del prolungato processo di approvazione dei Piani di

Assegnazione Nazionale (PNA) da parte sia dei singoli governi nazionali sia dell'Unione Europea, con successivo ritardo nel rilascio dei permessi nei conti degli operatori presso i vari Registri interconnessi. Solamente verso la fine del 2008, con la scadenza dei contratti a termine ormai prossima, gli Stati Membri con le assegnazioni più importanti (tra cui l'Italia) hanno provveduto al rilascio delle quote relative alle emissioni 2008. Ad oggi rimangono tuttavia alcuni Stati Membri, come Polonia ed Ungheria, che non hanno ancora finalizzato il processo di approvazione del PNA.

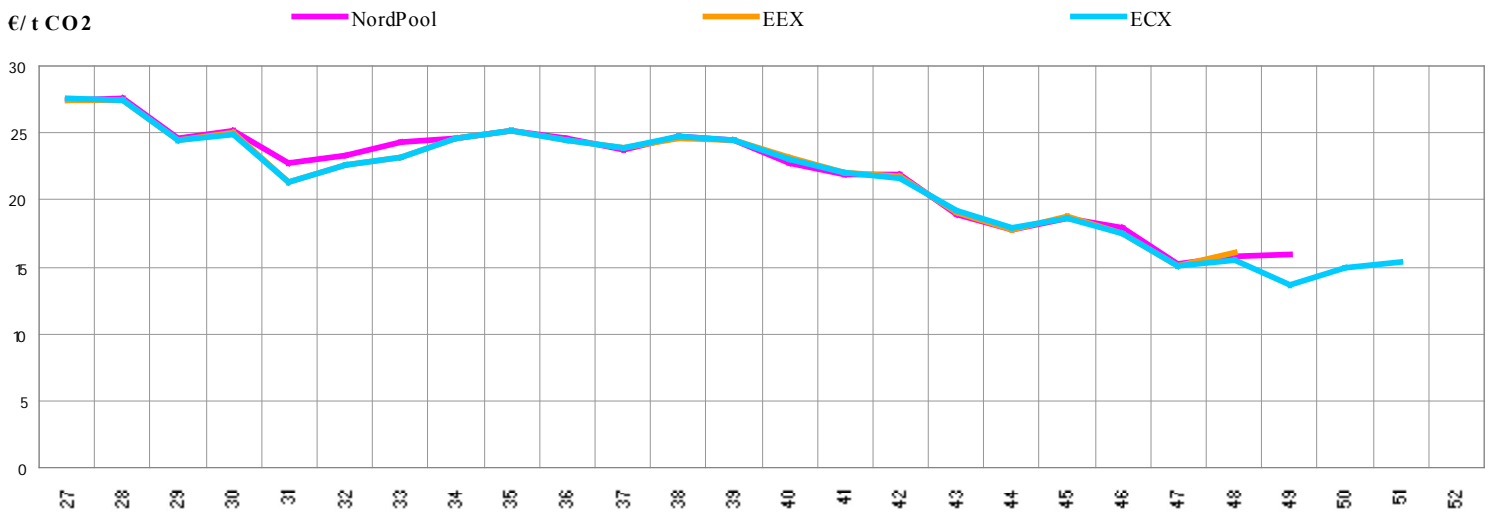
L'avvenuto rilascio delle quote da parte dei principali Stati membri ha rivitalizzato il mercato spot delle EUAs, facendo riscontrare volumi record nei mesi di novembre e, in particolare, dicembre con la borsa francese Bluenext che ha sorpassato per la prima volta ECX in termini di volumi. Nel mese di dicembre sono stati infatti scambiati 86 milioni di EUA spot in Bluenext, mentre ECX ha registrato scambi per 55,5 milioni (transazioni OTC escluse). I prezzi spot si

sono assestati nel corso degli ultimi due mesi attorno a €15,00 t/CO<sub>2</sub>, dopo aver raggiunto anche €27,00 durante i mesi estivi, con volumi tuttavia non significativi. Sino al mese di dicembre, ad alimentare invece il mercato del CO<sub>2</sub>, sono stati gli scambi forward di EUA e di CER, con il contratto EUA 2008 che ha registrato una forte volatilità di prezzo con valori che si sono mossi nel range €13,00-28,00 t/CO<sub>2</sub>, sulla scia dei movimenti di prezzo dei vari combustibili, in particolare di Brent e carbone.

Un contributo ulteriore alla creazione di un sentimento "bearish" nel mercato dei permessi di emissione lo ha certamente dato la crisi finanziaria globale che si è andata acuitizzando nella seconda parte dell'anno con previsioni di rallentamento dell'economia europea anche per il 2009. Ciò ha creato un certo nervosismo tra gli operatori del settore in quanto, una minore produzione industriale da parte dei settori EU ETS significa minori emissioni e possibile situazione di sovrallocazione con conseguente calo dei prezzi delle EUA.

EUA, mercato a termine (dicembre 2008), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



2008

## LE NOVITA' DEL PACCHETTO ENERGIA-CLIMA

di Clara Poletti, IEFE - Università Bocconi

A valle dell'accordo raggiunto dal Consiglio Europeo dell'11-12 dicembre scorso, il 17 dicembre anche il Parlamento Europeo ha approvato a larga maggioranza il cosiddetto Pacchetto energia-clima. Con questa decisione l'Unione Europea ha sostanzialmente riconfermato le linee di intervento già delineate dal Consiglio Europeo del marzo 2007, sebbene con alcuni importanti aggiustamenti rispetto al disegno iniziale. Il pacchetto legislativo si compone di sei elementi principali: una proposta di Direttiva sulle fonti energetiche rinnovabili, inclusi i biocarburanti; una decisione congiunta del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo sulla riduzione delle emissioni di gas climalteranti nell'Unione Europea e sul contributo minimo di ciascuno Stato Membro al perseguimento degli impegni assunti (cosiddetto *burden sharing*); una proposta di Direttiva sul sistema Europeo di scambio dei certificati di emissione (EU-ETS); una proposta di Direttiva sulla cattura e il confinamento geologico della CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage - CCS); una proposta di Direttiva sulla qualità ambientale dei carburanti, inclusi i biocarburanti, e sul monitoraggio delle connesse emissioni di gas climalteranti ed, infine, una proposta di regolamento sugli standard di emissione degli autoveicoli per trasporto passeggeri. L'insieme di norme in approvazione è articolato e complesso, anche a causa delle numerose correlazioni tra i diversi ambiti di intervento. Alcuni punti fermi emergono con chiarezza. Innanzitutto il Consiglio Europeo ed il Parlamento si sono mostrati determinati nel confermare l'impegno dell'Unione Europea per una politica energetica sostenibile e nel consolidare il ruolo di leadership dell'Europa nelle negoziazioni internazionali per il periodo successivo al Protocollo di Kyoto (post 2012). E' stata, infatti, confermata la scelta di fissare obiettivi vincolanti sia di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra che d'incremento del peso delle fonti energetiche rinnovabili nella copertura dei consumi energetici dell'Europa - il cosiddetto 20-20 al 2020 - e non ne è

stata prevista nessuna revisione intermedia. Anche il target sulle fonti rinnovabili nei trasporti, tanto criticato negli ultimi mesi per il possibile impatto sui mercati agricoli e sui prezzi dei prodotti alimentari, è stato mantenuto al livello proposto inizialmente dalla Commissione Europea, il 10%. Risparmio ed efficienza energetica, sebbene non soggetti ad uno specifico target vincolante, restano un obiettivo primario. Nella parte motiva della Direttiva sulle fonti rinnovabili viene, infatti, esplicitamente indicato che l'Unione Europea dovrebbe raggiungere entro il 2020 un miglioramento del 20% della propria efficienza energetica. Viene inoltre sottolineata in maniera decisa l'importanza di ridurre i consumi energetici nel settore dei trasporti, per il quale si configurerebbero difficoltà di stabilizzazione su un percorso di sviluppo



sostenibile nel caso in cui la domanda continuasse a crescere ai tassi attuali. Confermata l'ossatura, il pacchetto presenta tuttavia alcune importanti innovazioni rispetto alle proposte iniziali. Molte di queste sono finalizzate a venire incontro alle esigenze specifiche di alcuni Stati Membri o di alcuni settori dell'economia e a graduare nel tempo l'impatto del nuovo quadro normativo.

### Modalità di adempimento all'obbligo sulle fonti rinnovabili

La proposta di Direttiva sulle fonti rinnovabili conferma per l'Italia l'obiettivo del 17% sui consumi finali da raggiungere entro il 2020. La proposta, tuttavia, interviene su uno dei principi fondanti del

disegno iniziale: la superiorità del mercato nel guidare le scelte d'investimento in fonti rinnovabili. Nel disegno iniziale la definizione degli obiettivi nazionali aveva infatti la funzione principale di ripartire l'onere economico tra gli Stati Membri, ma non guidava la localizzazione effettiva degli investimenti all'interno dell'Europa. L'elemento che consentiva tale dicotomia era il mercato di quelle che venivano chiamate Garanzie d'Origine: certificati verdi che potevano essere utilizzati per attestare l'adempimento all'obbligo, indipendentemente dalla loro provenienza geografica. Nella nuova proposta di Direttiva le Garanzie d'Origine non hanno più nessun valore ai fini dell'obbligo e servono solo come forma di certificazione della natura rinnovabile delle fonti utilizzate in origine. Secondo il nuovo disegno, la compatibilità tra potenziali fisici ed obiettivi nazionali dovrebbe essere assicurata da altri meccanismi flessibili, che puntano tuttavia più sulla cooperazione strategica tra Stati che su meccanismi di mercato. In particolare, la Direttiva prevede che gli Stati Membri con un eccesso d'energia rinnovabile rispetto al loro target possano trasferire ad un altro Stato Membro parte della propria energia rinnovabile. Lo scambio non deve essere necessariamente fisico; è infatti consentito il cosiddetto "trasferimento statistico" (art. 6) che, a fronte di accordi tra gli Stati interessati, consente di spostare quantità di energia rinnovabile dal registro di un paese a quello di un altro. Gli Stati Membri possono inoltre attivare progetti congiunti per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili, di calore o di raffrescamento (art. 7), riconosciuti per l'adempimento all'obbligo. Una modifica richiesta ed ottenuta dal Governo italiano è la possibilità di riconoscimento anche di progetti congiunti tra uno Stato Membro ed un Paese terzo. In questo caso l'energia deve tuttavia essere fisicamente trasferita allo Stato Membro attraverso infrastrutture energetiche. Per l'Italia questa possibilità appare di interesse, in particolare, con riferimento all'area dei Balcani e al Nord Africa.

### Settori ETS a rischio di delocalizzazione per perdita di competitività

# LE NOVITA' DEL PACCHETTO ENERGIA-CLIMA

[CONTINUA]

Sono state modificate le regole per identificare le industrie che possono essere considerate a rischio di delocalizzazione a causa dell'incremento dei costi connesso con l'obbligo di acquisto dei diritti di emissione (carbon likeage). Le nuove regole sono disegnate in modo da consentire l'inclusione dei settori del vetro, della ceramica, della carta e dei tondini per cemento armato. Le industrie energy intensive che dimostreranno di rispettare i parametri di esposizione alla concorrenza internazionale identificati dalla Direttiva e di avere livelli di efficienza energetica sufficientemente elevati avranno diritto all'allocazione gratuita del 100% dei certificati di emissione di CO<sub>2</sub>. Entro il 31 Dicembre 2009 la Commissione Europea dovrà identificare i settori che con maggior probabilità potrebbero essere soggetti al carbon likeage.

## Modalità di allocazione dei permessi di emissione

Il pacchetto conferma l'asta come modalità di allocazione dei permessi di emissione ma ne diluisce l'impatto rispetto al disegno iniziale, che prevedeva l'azzeramento al 2030 della quota assegnata gratuitamente. Secondo il nuovo testo, infatti, nel 2013 l'80% dei permessi sarà distribuito gratuitamente,

fatte salve le previsioni specifiche per i settori soggetti a carbon likeage. Questa percentuale andrà riducendosi nel tempo per raggiungere il 30%



nel 2020 ed azzerarsi nel 2027.

## Piccole e medie imprese

E' previsto che gli Stati Membri possano escludere dal sistema EU-ETS le PMI che effettuano attività di combustione e che hanno emissioni inferiori a 25.000 tonnellate di CO<sub>2</sub>equivalente all'anno. Affinché queste imprese possano essere escluse dal sistema ETS, devono essere verificate alcune condizioni tecniche specificate dalla Direttiva sul sistema ETS (art. 27). Sebbene escluse dall'ETS, anche

queste imprese devono tuttavia adottare "misure equivalenti" per il contenimento delle emissioni e lo Stato Membro si deve impegnare ad implementare e gestire un sistema di monitoraggio che consenta le necessarie verifiche. Nel caso in cui le emissioni siano inferiori a 5.000 tonnellate la Direttiva consente di attuare un sistema di monitoraggio e di verifica semplificato.

## Clean Development Mechanism e Joint Implementation

L'Italia è uno dei dodici Stati Membri autorizzati ad incrementare di un punto percentuale, fino ad un massimo del 4%, il ricorso ai meccanismi flessibili per l'adempimento all'obbligo di riduzione delle emissioni. Questo consentirà di ridurre

l'onere delle imprese italiane per la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Questi alcuni degli elementi di novità del pacchetto. Il quadro regolatorio non è tuttavia completo e nella parte motiva delle proposte di Direttiva già si delineano alcuni interventi da realizzare a complemento di quanto già fatto. L'efficacia e l'effettivo funzionamento dei meccanismi delineati dipenderanno dalla capacità delle istituzioni sia comunitarie che nazionali di gestire in maniera trasparente ed efficiente il processo di implementazione.



## LA CRISI ECONOMICA E LE DINAMICHE

di Davide Tabarelli,  
Presidente Nomisma Energia

[CONTINUA DALLA PRIMA]

credito nella seconda metà del 2008, si è svalutata del 50% mentre sono nettamente peggiorate le prospettive della sua economia, e pertanto trova estremamente difficile accettare le richieste di raddoppiare i prezzi del gas pagati ai russi da 200 a 420 dollari per mille metri cubi. La Russia, che con la sua Gazprom vende 50 miliardi di metri cubi all'anno all'Ucraina, ha visto ridimensionarsi drasticamente le sue velleità di superpotenza da quando i prezzi del petrolio, che determinano quelli del gas, si sono ridotti a meno di un terzo di quelli dell'estate 2008, quando, fra l'altro, gli stessi russi indicavano come probabili prezzi oltre i 250 dollari al barile. Con minori entrate a causa di prezzi più bassi, i russi non si possono permettere di continuare a vendere all'Ucraina a prezzi inferiori della metà rispetto a quanto pagano i paesi europei. Preoccupa anche il fatto che Gazprom, con prezzi più bassi e con minori entrate, stia di nuovo rimandando gli investimenti nell'espansione della produzione di gas in Siberia, i cui volumi aggiuntivi sono indispensabili per coprire la crescente domanda interna, per liberare volumi destinati all'Europa, dove, anche qui, la domanda continua a crescere.

Il rallentamento dell'economia globale sarà tutto sommato contenuto e il PIL mondiale continuerà a salire a ritmi intorno al 2,5-3%, livelli ancora superiori alle precedenti frenate del 2001, del 1991 e del 1982. Si tratta di uno dei positivi effetti della globalizzazione che vede i paesi di nuova industrializzazione, in particolare quelli dell'Asia, avere un ruolo di compensazione delle recessioni dei paesi industrializzati. Questi, fra cui anche l'Italia, nel 2009 avranno il PIL in calo, con gli Stati Uniti che faranno segnare il dato peggiore con un calo dell'1,5%, la recessione più pesante dal 1982, quando il PIL crollò dell'1,9%. Per un'economia, la prima al

mondo, che cresceva a ritmi superiori al 3%, trovarsi in recessione è un cambiamento non da poco, ma, in fondo, per il paese dove la finanza domina ogni momento dell'attività economica, la ciclica instabilità non è una novità. Ciò dovrebbe rendere meno difficile l'adattamento degli americani al nuovo contesto, tuttavia, nell'ultima crisi vi sono degli elementi completamente nuovi che la rendono unica nella lunga storia dei crolli

meccanismo ha funzionato finché i prezzi sono stati in crescita, ma quando hanno iniziato la discesa, la bolla è scoppiata trascinando al fallimento istituzioni del credito come Fannie Mae e Freddie Mac e addirittura Lehman Brothers e Merrill Lynch.

Di fronte a simili eventi è normale che tutte le banche adesso siano piuttosto spaventate. In queste condizioni, la politica

economica che per oltre 20 anni ha perseguito l'obiettivo della totale liberalizzazione dei mercati, si trova con il suo principale strumento di intervento nell'economia, il tasso di interesse della banca centrale, che di fatto non funziona più. La Fed lo scorso 16 dicembre 2008 ha ridotto ulteriormente il tasso ufficiale (Federal Funds Rate) al minimo assoluto storico compreso fra 0 e 0,25%. Se con tassi così bassi l'economia non riparte perché le imprese non investono e le famiglie non comprano, lo strumento dei tassi di interesse è di fatto inesistente. In Europa



finanziari americani. Si tratta in particolare della difficoltà delle banche nel concedere credito, che, vale ricordare, è la loro attività tipica e che costituisce un motore essenziale dell'economia reale. In sostanza, non si fidano fra di loro nel scambiarsi credito, figuriamoci poi se si possono fidare nel concedere prestiti alle imprese o alle famiglie che, a loro volta, hanno ridotto drasticamente le loro spese determinando una caduta della domanda. Il tutto è stato innescato dalla bolla immobiliare, quando, a partire dal 2002 a chiunque veniva concesso un mutuo, indipendentemente dalla sua capacità di ripagare il debito. Con prezzi sempre crescenti, era lo stesso valore della casa, accresciuto, che permetteva di garantire il debito pregresso che veniva rinnovato. Il

tutti i paesi saranno interessati dal calo del PIL con flessioni comunque inferiori all'1%: se da una parte le economie europee non crescevano quanto quella americana negli anni passati, allo stesso modo la loro caduta non sarà così marcata. Ciò vale in particolare per l'anello più debole dell'economia europea, ovvero l'Italia, che, grazie ad un sistema bancario che fino a qualche mese fa veniva definito arretrato, è rimasta un po' più al riparo dalla tempesta. Tuttavia, le note positive finiscono qui e si allontanano definitivamente le speranze di portare la crescita del nostro PIL verso quel 2% che è condizione indispensabile per cercare di sanare i nostri problemi strutturali: l'enorme debito statale e il ritardo dell'economia meridionale.



## LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

### Delibera ARG/elt 182/08 | Disposizioni per l'anno 2009 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero | 12 dicembre 2008 | Download

Con la pubblicazione della deliberazione in oggetto l'AEEG rende note le disposizioni normative per l'anno 2009 in materia di gestione dei flussi di transito transfrontalieri di energia elettrica e delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero per le frontiere con la Francia, Svizzera, Slovenia, Austria, Grecia.

Il contenuto normativo della presente delibera applica quanto previsto dal regolamento (CE) n. 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, nonché definisce, per l'anno 2009, ai sensi di quanto previsto dal recente decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 11 dicembre 2008, le disposizioni per l'assegnazione di riserve di capacità di trasporto ai fini dell'importazione, del transito e del reingresso di energia elettrica per la frontiera nord-ovest con la Svizzera.

La deliberazione in oggetto si presenta strutturata in quattro parti, ognuna delle quali ulteriormente suddivisa in articoli.

La parte I introduce definizioni, oggetto e finalità del provvedimento; la parte II illustra le modalità ed i soggetti competenti (Gestori di Rete) a definire la quantità di capacità effettiva di trasporto utilizzabile per gli scambi transfrontalieri, predisponendo che le congestioni sulla rete di interconnessione in fase di programmazione sono risolte, in modo congiunto dai gestori di rete competenti per ciascuna frontiera, per mezzo dell'assegnazione di Diritti di Capacità di Trasporto (di seguito DCT), da effettuarsi tramite l'organizzazione di procedure concorsuali (aste esplicitate) su base annuale, mensile e giornaliera, previste e regolate mediante le Access rules – pubblicate da Terna SpA in data 11 dicembre 2008 che definiscono i diritti e gli obblighi degli assegnatari di DCT e le possibili modalità di utilizzo, nomina e rivendita dei DCT in importazione ed esportazione –

in conformità a quanto disposto dal citato regolamento (CE) n. 1228/2003.

La quantità complessiva dei DCT da assegnare è pari alla totale capacità di trasporto per ciascuna frontiera su base annuale, mensile, giornaliera così come determinata in modo congiunto dai rispettivi gestori di rete competenti - le modalità di calcolo e comunicazione della massima quantità disponibile in transito, le procedure di svolgimento delle aste, le diverse tempistiche di nomina dei diritti, sono presentate e dettagliate nei riguardi di ciascun paese confinante all'interno del documento Access rules (Appendix I-V) -.

In materia di gestione e sfruttamento dei DCT

11 dicembre 2008, vengono dettagliati, da un lato, l'effettiva quota di capacità di trasporto disponibile in importazione, relativamente alla frontiera elettrica con la Svizzera, al netto delle riserve previste in ottemperanza di precedenti accordi internazionali e dei vigenti contratti pluriennali di importazione, dall'altro, i diritti e gli obblighi di comunicazione imputabili agli stessi assegnatari che beneficiano di dette riserve di capacità per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica sulla medesima frontiera.

A completamento del quadro normativo, la parte IV disciplina le modalità applicative in materia di ripartizione tra i gestori competenti dei proventi

derivanti dall'assegnazione dei DCT allocati mediante le aste esplicite (la ripartizione su ogni frontiera è proporzionale ai DCT che ciascun gestore rende disponibile nella fase di assegnazione, pari al 50% della capacità effettivamente disponibile al netto di eventuali quote riservate e allocate autonomamente).

Con riferimento a ciascun mese dell'anno 2009, Terna dovrà calcolare il totale dei proventi di sua spettanza come somma dei proventi derivanti dalle assegnazioni dei DCT per ciascuna tipologia e per ciascuna frontiera.

Per quanto concerne la destinazione ultima dei proventi, viene indicato, come criterio generale, che gli stessi siano distribuiti e utilizzati da Terna a salvaguardia dell'economicità delle forniture per i clienti finali. I proventi sono quindi destinati da Terna agli utenti del dispacciamento in misura corrispondente ai consumi medi degli stessi.

A tal fine, per una corretta ripartizione, le imprese distributrici forniscono mensilmente a ciascun utente del dispacciamento il valore della potenza media annuale con riferimento al contratto di dispacciamento in prelievo di cui il medesimo utente è soggetto titolare.

Infine l'Acquirente Unico S.p.A. ha il diritto di ricevere da Terna una quota, inizialmente pari al 15% del corrispettivo totale calcolato mensilmente su tutte le frontiere elettriche, al netto delle quote riconosciute alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano (nel corso dell'anno 2008 detta quota risultava essere pari al 20%).



da parte degli assegnatari, appare rilevante segnalare l'introduzione dal 2009 - come illustrato nella Section VIII delle Access rules - del principio Use it or Sell it. Attraverso questa modalità operativa, tutti i DCT già assegnati e pagati durante le precedenti aste esplicitate annuali e mensili ma non nominati per tempo al gestore di rete dai rispettivi proprietari, vengono automaticamente considerati come integrazione della disponibilità totale di capacità di transito per le aste su base giornaliera. I soggetti assegnatari che non hanno proceduto per tempo alla nomina dei DCT riceveranno, in luogo della disponibilità dei diritti stessi, un rimborso pari al Clearing Price che verrà a formarsi al termine delle negoziazioni sulle aste esplicitate giornaliere.

La gestione delle possibili congestioni in tempo reale è affidata a Terna mediante l'approvvigionamento di adeguate risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento.

Nella parte III, in applicazione dei disposti del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico

## LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

### Rapporto annuale AEEG | Terzo rapporto annuale sul meccanismo dei titoli di efficienza energetica | 2 dicembre 2008 | Download |

In ottemperanza a quanto disposto con i Decreti Ministeriali 20 luglio 2004 in materia di individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali per il risparmio energetico e di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, successivamente aggiornati da parte dei Ministeri competenti con il Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (di seguito AEEG) pubblica il Terzo Rapporto annuale sull'attività eseguita in attuazione dei decreti stessi e sui progetti di risparmio energetico che sono stati realizzati nel rispetto dei principi definiti nei medesimi decreti (di seguito Terzo Rapporto).

Il Terzo Rapporto illustra e fornisce lo stato di avanzamento dettagliato dei risultati conseguiti alla data di conclusione del terzo anno di applicazione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) - indicata nel 31 maggio 2008 - riportando, ad ulteriore definizione dello scenario, valutazioni prospettive sull'evoluzione del quadro normativo e regolatorio di riferimento tanto in Italia quanto nel più ampio contesto della Comunità Europea.

Il Terzo Rapporto presenta un'analisi strutturata in tre capitoli: nel capitolo 1 viene riportata una sintesi dell'evoluzione storica del pregresso quadro normativo e regolatorio di riferimento; nel capitolo 2 si illustrano i principali risultati conseguiti al termine del terzo anno di attuazione (31 maggio 2007 – 31 maggio 2008) e vengono contestualmente commentate le principali tendenze evolutive rispetto a quanto registrato l'anno precedente; nel capitolo 3 vengono espresse valutazioni di carattere generale e di prospettiva futura, evidenziando in particolare, da un lato l'emergere di alcune linee di tendenza nelle scelte pubbliche di applicazione del meccanismo di incentivazione, e dall'altro, le maggiori criticità che ancora persistono e che non sono state risolte, nei confronti delle quali l'AEEG ritiene possano sussistere ampi margini di perfezionamento.

Nello specifico, all'interno del capitolo 1,

vengono richiamate le principali novità normative introdotte a seguito della pubblicazione da parte dei Ministeri competenti del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, aventi ad oggetto la revisione e l'aggiornamento generale del meccanismo dei TEE.

Il DM de quo, tenendo anche conto degli elementi di criticità segnalati dall'AEEG al termine del secondo anno di applicazione, ha contribuito a correggere alcune debolezze del meccanismo in essere e ha concorso a definire un quadro di maggiori certezze per la realizzazione degli investimenti.

I principali aggiornamenti da segnalare riguardano: innalzamento del valore degli obiettivi quantitativi nazionali già previsti per gli anni 2008 e 2009 e fissazione di nuovi obiettivi quantitativi per il triennio successivo (2010 – 2012); estensione degli obblighi di



conseguimento di obiettivi di risparmio energetico ai distributori di energia elettrica e gas naturale con meno di 100.000 clienti finali; conseguente revisione del criterio di ripartizione degli obiettivi quantitativi nazionali tra i nuovi distributori soggetti all'obbligo; correzione e semplificazione del meccanismo sanzionatorio previsto in caso di inadempienza agli obblighi di risparmio energetico; estensione della possibilità di 'bancare' i titoli di efficienza energetica - ai fini del conseguimento degli obiettivi annuali, i distributori obbligati possano utilizzare i TEE emessi nel corso dell'intero periodo compreso tra il 1° gennaio 2005 e il 31 maggio 2013 - ; estensione dell'accesso al rilascio di titoli di efficienza energetica ai soggetti che abbiano provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (c.d. energy manager); introduzione di un

meccanismo di assorbimento automatico di eccessi di offerta di TEE, limitatamente al caso in cui, a consuntivo, si verifichi che la somma totale dei TEE che risultano registrati nei conti proprietà delle società di servizi energetici (SSE-ESCO) o nei conti proprietà dei soggetti con obbligo di nomina dell'energy manager ecceda il valore complessivamente previsto dall'obiettivo annuale per almeno il 5% dell'obiettivo stesso; introduzione di obblighi di nuova reportistica semestrale per le istituzioni preposte alla regolazione e gestione del meccanismo dei TEE (AEEG e GME).

### Delibera EEN 35/08 | Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2009 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 | pubblicata il 17 dicembre 2008 | Download | Tabella A e B

Il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 fissa all'articolo 2, comma 1, l'obiettivo quantitativo nazionale di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali a carico dei distributori di energia elettrica nell'anno 2009 pari a 1,8 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep), le quali corrispondono a totali 270.491 GWh elettrici, e, allo stesso modo, all'articolo 2, comma 2, il medesimo decreto fissa l'obiettivo di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili a carico dei distributori di gas naturale nell'anno 2009 pari a 1,4 milioni di tep, corrispondenti a 1.091.725.506 GJ termici.

Alla luce di quanto sopra, l'AEEG, attraverso la presente deliberazione, quantifica e pubblica la ripartizione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei singoli distributori obbligati nell'anno 2009.

Mediante la Tabella A, allegata al provvedimento in oggetto, l'AEEG comunica la lista di quali risultano essere, per l'anno 2009, i distributori di energia elettrica che sono chiamati a concorrere al raggiungimento complessivo dell'obiettivo nazionale, dettagliando nello specifico la ripartizione quantitativa vincolante imputabile ad ogni singolo distributore obbligato.

Parimenti, con la Tabella B allegata provvedimento in oggetto, l'AEEG comunica

## LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

la lista di quali risultano essere, per l'anno 2009, i distributori di gas naturale chiamati al raggiungimento complessivo dell'obiettivo nazionale, anche in questo caso, dettagliando nello specifico la ripartizione quantitativa vincolante imputabile ad ogni singolo distributore obbligato.

L'AEEG, al fine di definire il numero totale dei soggetti chiamati all'obbligo e al fine di determinare la ripartizione della quota da imputare singolarmente agli stessi, con la pubblicazione delle Tabelle A e B di cui sopra, si attiene ai disposti normativi contenuti nel decreto ministeriale 21 dicembre 2008. Quest'ultimo infatti, all'articolo 3, comma 1 e comma 2, prevede che, per ciascuno degli anni successivi al 2007, risultano essere soggetti e concorrono al raggiungimento dell'obiettivo nazionale tutti i distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno di riferimento - in questo caso per il 2009 al 31 dicembre 2006 - abbiano avuto connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali. Riguardo al secondo aspetto, viene invece previsto che la ripartizione dei singoli obiettivi da assegnare a ciascuna impresa di distribuzione obbligata sia determinata pro quota, cioè secondo il rapporto tra l'energia elettrica o il gas naturale distribuito dal medesimo distributore ai clienti finali connessi alla propria rete e l'energia elettrica o il gas naturale complessivamente distribuito sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti chiamati all'obbligo di contribuzione.

**Delibera ARG/elt 203/08 | Modificazioni alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06, condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento di merito economico per l'anno 2009 | pubblicata il 29 dicembre 2008 | Download**

A seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni normative previste dalla deliberazione in oggetto, che modificano le precedenti disposizioni della Delibera AEEG n. 111/06, a decorrere dal 1° gennaio 2009 è stata consentita la partecipazione al Mercato di Aggiustamento (MA) anche alle unità di consumo e, contestualmente, è stata soppressa l'operatività e la funzionalità della Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale della

domanda (PAB).

La soppressione della PAB ha comportato l'abrogazione, ope legis, del relativo Regolamento e delle connesse Disposizioni tecniche di funzionamento. Inoltre, conseguentemente, la nuova funzionalità relativa al MA ha richiesto necessariamente alcune modifiche ed integrazioni alle Disposizioni Tecniche di funzionamento (DTF) del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico. Nello specifico, sono state modificate ed integrate la DTF n. 12 MPE "Fatturazione delle partite economiche e regolazione dei pagamenti" e la DTF n. 14 MPE "Capienza della garanzia finanziaria".

La presente deliberazione infine, attraverso le "disposizioni relative all'anno 2009" (<http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/Normativa.aspx>), ha



confermato e riconosciuto di diritto per l'anno 2009, la qualifica di operatore di mercato qualificato al Gestore del mercato elettrico.

**Delibera ARG/elt 205/08 | Istituzione di un'anagrafica per gli impianti di produzione di energia elettrica e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica | pubblicata il 29 dicembre 2008 | Download**

Attraverso le disposizioni previste dalla deliberazione in oggetto, l'AEEG ha avviato il processo di costituzione di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica che consenta in futuro di identificare e censire in modo univoco tutti gli impianti di produzione esistenti; il processo di implementazione di un'anagrafica

univoca è indirizzato al fine di facilitare tanto l'allineamento dei database gestiti dai diversi soggetti istituzionali e sistemici del settore elettrico (AEEG, GME, Terna, GSE, gestori di rete), quanto il confronto dei dati archiviati nei medesimi database, nonché l'interoperabilità dei medesimi database.

L'AEEG, con la delibera de quo, ha posto direttamente in capo ai produttori l'obbligo di compilare la predetta anagrafica relativamente agli impianti di produzione di energia elettrica di cui sono titolari.

Dal punto di vista delle scadenze temporali, la delibera in oggetto ha predisposto che Terna entro il 30 aprile 2009 elabori e sottoponga alla verifica del Direttore della Direzione Mercati la sintassi dei codici identificativi validi ed univoci sul territorio nazionale. Nello sviluppo

del processo, a valle dell'approvazione della sintassi dei codici da parte dell'AEEG, è stato inoltre previsto un eventuale periodo transitorio, non superiore a sei mesi, in cui verranno utilizzate parallelamente sia le vecchie codifiche che le nuove, per collaudare e verificare il corretto funzionamento dei nuovi sistemi implementati. Rimane fermo che, secondo quanto disposto dalla presente deliberazione, a partire dal 1 gennaio 2010 ciascun soggetto del sistema elettrico avrà l'obbligo di utilizzare per le comunicazioni verso GSE, GME, Terna e gli altri gestori di rete, i codici attribuiti dalla nuova codifica all'impianto, alle sue sezioni e ai suoi gruppi di generazione. Entro la medesima data dovrà inoltre essere

garantita l'interoperabilità dei database di GSE, GME, Terna e gli altri gestori di rete.

Da ultimo, a completamento del quadro normativo in materia, l'AEEG comunica di voler effettuare ulteriori approfondimenti in merito alla realizzazione di un'anagrafica unica degli operatori elettrici, rinviando ad un successivo provvedimento le modalità di realizzazione della predetta anagrafica operatori.

**Delibera EEN 36/08 | Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2009 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 | pubblicata il 30 dicembre 2008 | Download**

Secondo quanto disposto con i Decreti

## LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

Ministeriali 20 luglio 2004, successivamente abrogati e aggiornati mediante il Decreto Ministeriale 21 Dicembre 2007 recante "Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili", l'AEEG pubblica, con la presente deliberazione, per l'anno 2009, il valore del contributo unitario per ogni TEE - espresso in €/tep - a copertura dei costi sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento degli obiettivi di risparmio di energia primaria posti a loro carico dai medesimi decreti richiamati.

Riperkorrendo in breve il progresso excursus normativo, si rileva come la deliberazione ARG/elt n. 219/04, dando attuazione a quanto previsto dall'articolo 9, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, ha previsto l'applicazione di un contributo tariffario annuale per i costi sostenuti dai distributori obbligati; nello specifico, l'articolo 3, comma 2, della deliberazione n. 219/04 prevedeva che entro il 30 settembre di ogni anno l'AEEG aggiornasse il valore del contributo tariffario unitario valevole per l'anno di riferimento successivo.

Con il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 è stato poi espressamente previsto che i costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti trovino annualmente copertura sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, secondo criteri stabiliti dall'AEEG, tenendo conto degli obiettivi quantitativi indicati dal medesimo decreto, del prezzo medio delle transazioni dei titoli di efficienza energetica, dell'evoluzione dei prezzi dell'energia, dei risultati conseguiti, delle conoscenze acquisite sui costi per la realizzazione dei progetti e della necessità di offrire condizioni omogenee per la realizzazione dei progetti a tutti i soggetti obbligati.

Nel corso del 2008, l'AEEG con la deliberazione EEN 31/08 del 22 settembre ha differito il termine ultimo di scadenza di cui all'articolo 3, comma 2, della deliberazione n. 219/04, precedentemente citato, al 31 dicembre 2008 limitatamente all'aggiornamento del contributo tariffario unitario da effettuarsi nell'anno 2008 per l'anno di riferimento 2009, in considerazione della necessità di effettuare approfondimenti sul

vigente quadro regolatorio del mercato dei titoli di efficienza ed al fine di rendere disponibili eventuali documenti per la consultazione contenenti proposte in materia di aggiornamento del contributo tariffario. Conseguentemente, con il documento per la consultazione DCO 32/08 pubblicato il 29 ottobre, l'AEEG ha avanzato proposte in merito alle modalità di aggiornamento del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per la realizzazione dei progetti di risparmio energetico a partire dagli obiettivi relativi all'anno 2009, tenuto conto dei criteri indicati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e delle informazioni e dei dati disponibili.

In conclusione, con la presente deliberazione, l'AEEG, anche tenendo conto e valutando le numerose osservazioni pervenute dagli operatori di settore in risposta al DCO 32/08 sopra



citato, delibera di fissare conseguentemente il contributo tariffario unitario previsto all'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04, con riferimento al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2009, pari a 88,92 €/tep; inoltre, estende, a partire e comprendendo l'anno di riferimento 2008, il contributo tariffario unitario anche ai titoli di efficienza energetica di tipo III - ad accezione dei risparmi di energia primaria conseguiti attraverso interventi sugli usi energetici per autotrazione - e posticipa, da ora in avanti, al 30 novembre di ogni anno la scadenza di pubblicazione indicata all'articolo 3, comma 2 della delibera n. 219/04 sopra richiamata.

**Decreto 18 dicembre 2008 del Ministro dello Sviluppo Economico | Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma**

**150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244. | pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 1 del 2 gennaio 2009 | Download**

Con Decreto del 18 dicembre 2008 (di seguito D.M. 18 dicembre 2008) il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, in attuazione delle disposizioni introdotte dalla Legge Finanziaria 2008 in materia di incentivazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ha disposto l'aggiornamento della normativa vigente che, abrogando e sostituendo quella precedentemente adottata con il D.M. del 24 ottobre 2005, introduce importanti novità in tema di contrattazione dei certificati verdi (CV).

Il recente D.M. 18 dicembre 2008, nello spirito di dare completa evidenza e diffusione delle informazioni necessarie per l'analisi della previsione dell'andamento delle negoziazioni, ha introdotto l'obbligo di dichiarazione del prezzo e delle quantità scambiate anche con riferimento alle negoziazioni concluse bilateralmente fuori dal mercato centralizzato. In tal senso l'articolo 12, comma 3, del citato D.M. 18 dicembre 2008 prevede che il GME organizza un sistema per la registrazione di tali transazioni, in luogo della precedente comunicazione di avvenuto scambio che gli operatori bilateralisti effettuavano presso il Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A..

Nel dare seguito al nuovo disposto normativo del D.M. 18 dicembre 2008, il GME ha predisposto una modifica al Regolamento della PBCV, con la quale sono disciplinate le modalità di registrazione delle transazioni bilaterali con esplicita evidenza dei prezzi e delle quantità ad esse riferite.

In materia, conseguentemente, viene meno ope legis l'obbligo della comunicazione al Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A., che in precedenza gli operatori contraenti erano tenuti a presentare alla chiusura dei contratti bilaterali aventi ad oggetto la compravendita di certificati verdi.

Nonostante le modifiche introdotte, rimane altresì valido sulla PBCV il servizio di "garanzia" offerto dal GME agli operatori bilateralisti che intendono assicurarsi contro il rischio di mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte in sede di contrattazione.

8-9 gennaio  
**1ST EUROPEAN ELECTRICITY GRID RELIABILITY CONFERENCE**

Brussels, Belgio  
 Organizzatore: European Parliament  
 link » [vai a pagina informativa](#)

14 gennaio  
**Workshop ENI-Stogit - stoccaggio e concorrenza nel mercato del gas**

Roma, Italia  
 Organizzatore: Italian Utilities  
 link » [vai a pagina informativa](#)

17-20 gennaio  
**KLIMAHOUSE 2008**

Bolzano, Italia  
 Organizzatore: Fiera di Bolzano  
 link » [vai alla pagina informativa](#)

19-20 gennaio  
**World Future Energy Summit**

Abu Dhabi, UAE  
 Organizzatore: MASDAR  
 link » [vai alla pagina informativa](#)

20 gennaio  
**Tra rinnovabile e nucleare: l'Italia per le nuove energie**

Milano, Italia  
 Organizzatore: Il Sole 24 Ore  
 link » [vai alla pagina informativa](#)

20-21 gennaio  
**Nuclear New Build**

Londra, Regno Unito  
 Organizzatore: C5 - Euroforum  
 link » [vai alla pagina informativa](#)

21 gennaio  
**Data, Analysis and Policy: the Three Faces of Energy Efficiency Indicators**

Parigi, Francia  
 Organizzatore: IEA  
 link » [vai a pagina informativa](#)

26-27 gennaio  
**EU Emission Trading in Practice: Discussing the Development of EU Emission Trading Scheme in the Phase III and Sharing Practical Tips for the Daily Carbon Operations**

Londra, Regno Unito  
 Organizzatore: Marcus Evans  
 link » [vai a pagina informativa](#)

27-29 gennaio  
**THE EUROPEAN GAS CONFERENCE 2009**

Vienna, Austria  
 Organizzatore: THE ENERGY EXCHANGE  
 link » [vai alla pagina informativa](#)

27-29 gennaio  
**Enertec International Trade Fair for Energy**

Leipzig, Germania  
 Organizzatore: Fiera Lipsia srl  
 link » [vai alla pagina informativa](#)

28 gennaio  
**EU ETS - How to Contract in Carbon Emission Trading: Negotiating the Key Issues**

Colonia, Germania  
 Organizzatore: C5 - Euroforum  
 link » [vai a pagina informativa](#)



30 gennaio  
**RENEWABLE ENERGY POLICY WORKSHOP**

Brussels, Belgio  
 Organizzatore: European Commission, European Renewable Energy Council (EREC)  
 link » [vai a pagina informativa](#)

2-3 febbraio  
**3RD ANNUAL CENTRAL & EASTERN EUROPEAN POWER**

Varsavia, Polonia  
 Organizzatore: Platts  
 link » [vai alla pagina informativa](#)

9-11 febbraio  
**3RD RENEWABLE ENERGY POLICY CONFERENCE**

Brussels, Belgio  
 Organizzatore: EREC - European Renewable Energy Council  
 link » [vai alla pagina informativa](#)

9-13 febbraio  
**EU Sustainable Energy Week (EUSEW)**

Brussels, Belgio  
 Organizzatore: European Commission  
 link » [vai alla pagina informativa](#)

11-12 febbraio  
**Pricing of futures and forwards in energy & Energy options**

Madrid, Spain  
 Organizzatore: Energy Forum  
 link » [vai a pagina informativa](#)

11-14 febbraio  
**Le ESCO e le opportunità dei DM 20 luglio 2004 sull'efficienza energetica**

Belgirate, Italia  
 Organizzatore: Kyoto Club  
 link » [vai a pagina informativa](#)

17-18 marzo  
**ANNUAL EUROPEAN ENERGY POLICY CONFERENCE**

Brussels, Belgio  
 Organizzatore: The Centre for European Policy Studies - Epsilon Events  
 link » [vai a pagina informativa](#)

31 marzo-1 aprile  
**Profili di consumo e previsioni di carico nei sistemi elettrico e gas: metodi, modelli, strumenti e soluzioni realizzate**

Milano, Italia  
 Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca  
 link » [vai a pagina informativa](#)

**ARA: Amsterdam-Rotterdam-Anversa**

Porto di consegna

**Brge: Barge**

Mezzo di trasporto utilizzato

**Cargo**

Mezzo di trasporto utilizzato

**CIF: Cost Insurance Freight**

Costo, Assicurazione e Nolo. È il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di assicurazione e il nolo fino alla destinazione convenuta, escluse le spese di imbarco.

**CIM CIF ARA**

Quotazione (CIF) del carbone dell'Europa centrale.

**CIM FOB RichBay:**

Quotazione (FOB) del carbone del Sud Africa

**Certificati Verdi**

Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 11/11/99, la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 1 MWh (prima di febbraio 2008 la taglia era pari a 50 MWh). Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con surplus o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

**Clean Development Mechanism (CDM)**

È uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per aiutare i Paesi in via di sviluppo a modificare l'attuale modello di sviluppo per adottarne uno meno "Carbon Intensive". Attraverso il CDM un Paese sviluppato investe in un progetto che comporta la riduzione di emissioni o la cattura di gas serra in un Paese in via di sviluppo. In questo modo il Paese in via di sviluppo può avere accesso a una tecnologia meno inquinante, mentre lo stato industrializzato e/o le sue aziende possono adempiere ai propri vincoli di emissioni contenendo i costi.

**Dated Brent**

Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato petrolifero londinese.

**Emission Trading Scheme (ETS)**

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

**EEX**

European Energy Exchange

**EXAA**

Energy Exchange Austria

**ERUs (Emission Reduction Units)**

Cfr. Joint Implementation (JI)

**EUA (European Union Allowances)**

Cfr. Unità di Emissione (UE)

**Fuel Oil**

Olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ).

**FOB (Free On Board)**

Franco a bordo. Il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di trasporto e movimentazione fino al porto d'imbarco convenuto.

**Gas Dutch TTF**

Quotazione del gas metano Olandese.

**Gas PSV DA**

Quotazione del gas metano sul Punto di Scambio Virtuale per l'Italia.

**Gas Zeebrugge**

Quotazione del gas metano belga

**HGB**

Amburgo

**Iran Lt Crk NB**

Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato medio orientale.

**Italian Power Exchange (IPEX)**

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

**Joint Implementation (JI)**

Il meccanismo della Joint Implementation previsto dall'art. 6 del Protocollo di Kyoto, prevede la possibilità di realizzare progetti comuni tra paesi industrializzati e paesi con economie in transizione (tipicamente dell'Europa dell'Est) per ridurre le emissioni

attraverso l'utilizzo di tecnologie più efficienti, con accreditamento ad entrambe le parti delle riduzioni ottenute. Attraverso questo sistema i paesi con obbligo di riduzione possono realizzare dei progetti in altri paesi diminuendo la concentrazione di gas serra. Le emissioni non prodotte grazie alla realizzazione dei progetti generano unità di riduzione di emissioni o ERUs (Emission Reduction Units) che possono essere aggiunti all'ammontare di permessi di emissione inizialmente assegnati.

**Liquidità**

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (incluso i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

**MED: Mediterraneo**

Abbreviazione comunemente usata nel trasporto per indicare il carico o lo scarico ad un porto situato sul Mediterraneo.

**Macro zona**

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita.

Dal 1 gennaio 2006 le macro zone sono:

MzNord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), MzSardegna (comprendente la zona Sardegna) e MzSud (comprendente le rimanenti zone).

**Mercato di Aggiustamento (MA)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Attualmente su MA le offerte possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale.

Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

**Mercato del Giorno Prima (MGP)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A. Qualora accettate, quelle in vendita sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, quelle in acquisto al prezzo unico nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

**Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

**NWE**

Europa nord occidentale, in particolare ARA, HBG, FR, GB. Porto di consegna.

**Ore di picco**

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 7:00 e le 22:00, ovvero i periodi rilevanti da 8 a 22.

Dal 1/1/2006: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00, ovvero i periodi rilevanti da 9 a 20.

**Ore fuori picco**

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 7:00 e tra le 22:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 7, 23 e 24.

Dal 1/1/2006: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 8:00 e tra le 20:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 8 e da 21 a 24.

**Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB)**

La PAB è una piattaforma informatica, operativa dal 31 dicembre 2004, che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al GME tramite tale piattaforma, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul mercato elettrico, determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

**Piattaforma dei Conti Energia (PCE)**

Nuova piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza.

**PNA (Piano Nazionale di Assegnazione)**

Piano Nazionale di Allocazione delle quote di CO2 previsto dalla Direttiva 2003/87/CE.

**Prezzo unico nazionale (PUN).**

Media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

**Prezzo Medio Europeo (PME)**

Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

**Prezzo zonale (Pz)**

Prezzo di equilibrio che caratterizza su MGP ciascuna zona geografica e virtuale.

**Punto di scambio virtuale (PSV)**

Punto virtuale situato tra i Punti di Entrata e i Punti di Uscita della Rete Nazionale di Gasdotti (RN), presso il quale gli Utenti e gli altri soggetti abilitati possono effettuare, su base giornaliera, scambi e cessioni di gas immesso nella RN. Punto di uscita (RN)

**Qinhdao Stm**

Quotazione (FOB) del carbone cinese

**Titoli di efficienza energetica (TEE)**

I titoli di efficienza energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04) successivamente modificati e integrati con il D.M. 21/12/07. I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti, sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

**Unità di Emissione (UE)**

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO2, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'Emission Trading Scheme.

**WTI Crk NB**

West Texas Intermediate, greggio americano a basso contenuto di zolfo utilizzato come greggio nel mercato petrolifero americano.

**Zona**

Porzione della rete elettrica che presenta, per ragioni di sicurezza sistemica, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Nel mercato italiano ne esistono tre tipologie: zona geografica (rappresentativa di una parte della rete nazionale), zona virtuale nazionale (costituita da un polo di produzione limitato), zona virtuale estera (rappresentativa di un punto di interconnessione con l'estero).

## Newsletter del GME

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 del Mercato Elettrico S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

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

[relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org](mailto:relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org)

Progetto a cura del GME, in collaborazione con:

GMC – Gruppo Adnkronos

Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente (IEFE) - Università Bocconi

## COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore del Mercato Elettrico 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 del Mercato Elettrico 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 Mercato Elettrico, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Elettrici – 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.