

APPROFONDIMENTI

IL CROLLO DELLA DOMANDA DI ENERGIA: RECESSIONE E CAMBIAMENTO DI MIX PRODUTTIVO, PER ORA POCA EFFICIENZA

di Roberto Bianchini - REF-E

Il preconsuntivo 2013

La domanda di prodotti energetici segna oramai da qualche anno variazioni negative, nel 2013 siamo al di sotto dei consumi di elettricità e gas che erano stati prefigurati quasi due anni fa nella SEN (Strategia Energetica Nazionale) per il 2020 come risultato però di politiche di efficienza energetica che avrebbero dovuto rappresentare il motore della fase di recupero dell'economia ed una delle spinte principali alla riduzione della nostra dipendenza energetica. Il 2013 ha rappresentato in effetti l'anno in cui in media l'intensità energetica si è ridotta in misura considerevole per tutti i comparti produttivi: a fronte di un decremento del Pil quantificabile a chiusura d'anno nell'intorno del -1.8%, elettricità, gas e prodotti petroliferi hanno segnato cadute molto più consistenti. La discesa pronunciata dei consumi dei comparti energy intensive è tipica della fasi di recessione e le fasi negative sono sempre state caratterizzate da un alleggerimento di quei segmenti di attività produttiva meno efficienti ed a minore competitività. Ma proprio la natura straordinaria della crisi sia in termini di lunghezza che di impatto sulla ricchezza complessiva, pone il quesito su quanto la caduta di intensità energetica sia un fattore determinato dal cambiamento nella struttura produttiva nel corso di questa fase congiunturale o piuttosto anche il risultato di politiche di efficienza attuate come risposta alla difficile situazione economica.

La comparazione fra i dati di previsione elaborati ad inizio anno e i risultati consuntivi può guidarci nel tentare di definire, almeno in parte, quanto la caduta osservata nel fabbisogno energetico sia conseguenza di relazioni consolidate fra andamento economico e consumi energetici, o quanto sia anche il risultato del cambiamento nei comportamenti di consumo.

Sottostima della crisi o cambio dei paradigmi di consumo?

La caduta del Pil in media d'anno è stata solo di poco inferiore a quella dell'anno precedente (-1.8% contro il -2.5% del 2012), ma l'intensità della caduta è molto più consistente rispetto alle previsioni di inizio anno. A fine 2012 il consenso dei previsori era di un arretramento del prodotto interno lordo nell'ordine dello 0.5%, assumendo che, dopo un pessimo 2012, il peggio fosse alle spalle e sottovalutando l'onda lunga generata dall'incertezza politica e l'impatto recessivo delle manovre di finanza pubblica sul mercato del lavoro, sui consumi e sugli investimenti. In corso d'anno la caduta che si è sommata al trascinarsi negativo di fine 2012 sul 2013 è stata di quasi un punto percentuale.

Analoga sottovalutazione delle tendenze in corso ha riguardato l'andamento della domanda di energia, sia da parte delle società di gestione delle infrastrutture, sia dalle associazioni di categoria che da parte dei maggiori istituti di ricerca (REF-E compresa).

► continua a pagina 33

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ 2013

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 10

Mercati energetici Europa

pag 14

Mercati per l'ambiente

pag 18

APPROFONDIMENTI

Scenari Il crollo della domanda di energia: recessione e cambiamento di mix produttivo, per ora poca efficienza.

di Roberto Bianchini - REF-E

pagina 33

NOVITA' NORMATIVE

pagina 36

APPUNTAMENTI

pagina 40

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2013, il protrarsi della crisi economica ha ancora notevolmente inciso sia sull'offerta di energia elettrica, e più specificamente sull'offerta nazionale, che per la prima volta interrompe una pluriennale fase espansiva, sia sulla domanda, con gli scambi nel Mercato del Giorno Prima ai minimi storici. Le vendite da unità di produzione, con le importazioni stabili sui livelli minimi del 2012, segnano una nuova sensibile flessione (-3,5%) che interessa soprattutto gli impianti tradizionali (-15,3%), mentre gli impianti a fonte rinnovabile continuano a crescere a ritmi sostenuti (+23,7%). La liquidità del mercato elettrico balza al 71,6%, massimo storico, trainata dalle vendite degli

operatori di borsa a loro volta favorite dal massiccio ricorso dei bilateralisti allo sbilanciamento a programma. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), invertendo la tendenza dei due anni precedenti, con una flessione del 16,6%, si porta a 62,99 €/MWh, ai minimi dal 2006. I prezzi di vendita evidenziano una sostanziale convergenza ad eccezione della Sicilia che invece allarga lo spread con le altre zone. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove sono considerevolmente aumentate le registrazioni di transazioni O.T.C., il prodotto di gran lunga più scambiato, l'Annuale 2014 baseload, ha chiuso il periodo di trading a 62,26 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), con una flessione di 12,49 €/MWh rispetto all'anno precedente, si è portato a 62,99 €/MWh (-16,6%), ai minimi dal 2006 (Tabella 1, Grafico 1). L'analisi per gruppi di ore rivela che nelle ore di picco il prezzo ha segnato un minimo storico a quota 70,97 €/MWh, con un calo di 15,31 €/MWh (-17,7%)

sul 2012; nelle ore fuori picco, il ribasso è stato di 11,02 €/MWh (-15,8%) con il prezzo sceso a 58,75 €/MWh. Il rapporto prezzo picco/baseload aggiorna pertanto il minimo storico a quota 1,13. Anche il prezzo orario massimo e minimo, pari rispettivamente 151,88 €/MWh e 0 €/MWh, hanno segnato, nel 2013, il livello più basso di sempre.

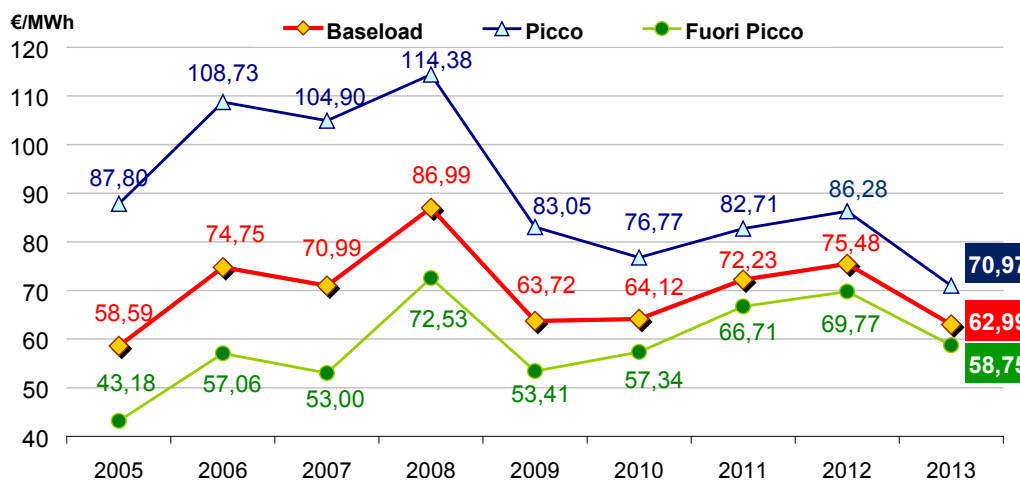
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

| | Prezzo medio di acquisto | | | | Volumi medi orari | | | | Liquidità | |
|-----------------|--------------------------|--------------|---------------|---------------|-------------------|--------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2013 | 2012 | Var vs 2012 | | Borsa | | Sistema Italia | | 2013 | 2012 |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | % | MWh | Var vs 2012 | MWh | Var vs 2012 | | |
| Baseload | 62,99 | 75,48 | -12,49 | -16,6% | 23.619 | 16,1% | 33.008 | -2,9% | 71,6% | 59,8% |
| Picco | 70,97 | 86,28 | -15,31 | -17,7% | 28.829 | 13,1% | 40.276 | -2,5% | 71,6% | 61,8% |
| Fuori picco | 58,75 | 69,77 | -11,02 | -15,8% | 20.856 | 18,4% | 29.153 | -3,3% | 71,5% | 58,4% |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



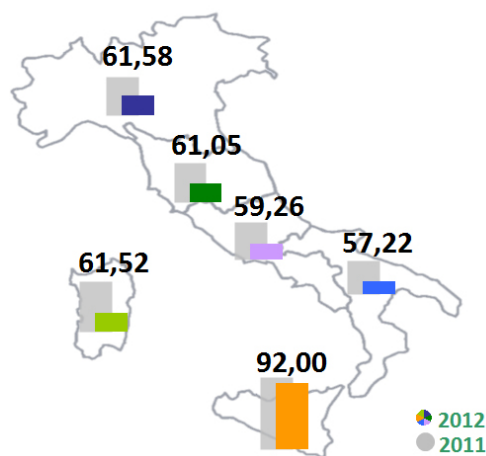
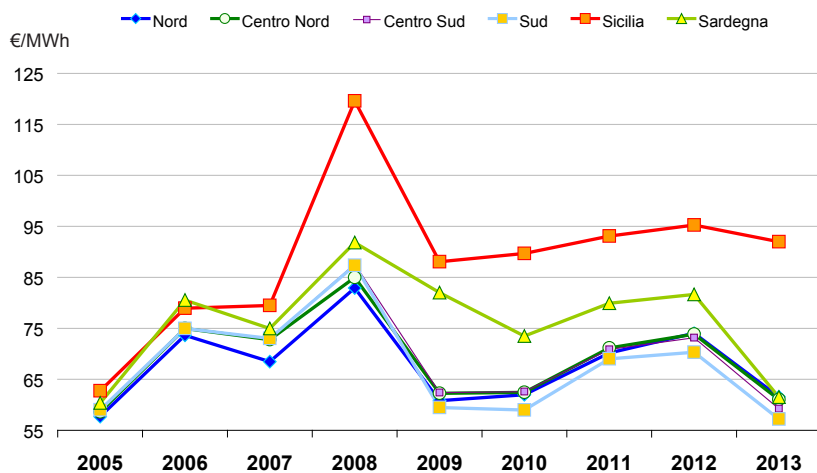
(continua)

I prezzi di vendita hanno registrato sensibili ribassi (superiori al 16%) in tutte le zone portandosi ai livelli minimi dal 2006. Unica eccezione la Sicilia, il cui prezzo di vendita, pari a 92,00 €/MWh, si è ridotto solo del 3,4% allargando lo spread con le altre zone

dove il prezzo è oscillato tra 57,22 €/MWh del Sud e 61,58 €/MWh del Nord. Per contro, nel 2013 la Sardegna ha annullato lo storico gap con le zone continentali attestandosi a 61,52 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima sono diminuiti del 2,9% rispetto al 2012 portandosi a 289,2 milioni di MWh, livello più basso dall'avvio del mercato regolato. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 206,9 TWh, ha invece messo a segno un aumento del 16,1%, recuperando il terreno perso nei tre anni precedenti. A trainare la crescita hanno contribuito, sul lato domanda gli sbilanciamenti a programma dei venditori bilateralisti che

hanno raggiunto 74,6 TWh (+173,5% e massimo storico), sul lato offerta gli operatori non istituzionali (+28,5%). Gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati su MGP, per contro, sono scesi ad 82,3 TWh (-31,3%), valore più basso mai registrato. Pertanto la liquidità del mercato, con un balzo di 11,7 punti percentuali sul 2012, ha segnato il record assoluto a 71,6% (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|-----------------------------|--------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 206.901.848 | 16,1% | 71,6% |
| Operatori | 121.220.317 | 28,5% | 41,9% |
| GSE | 50.217.252 | -1,4% | 17,4% |
| Zone estere | 35.464.279 | 7,8% | 12,3% |
| Saldo programmi PCE | - | -100,0% | 0,0% |
| Contratti bilaterali | 82.251.698 | -31,3% | 28,4% |
| Zone estere | 10.994.422 | -18,6% | 3,8% |
| Zone nazionali | 71.257.276 | -32,9% | 24,6% |
| Saldo programmi PCE | - | | |
| VOLUMI VENDUTI | 289.153.546 | -2,9% | 100,0% |
| VOLUMI NON VENDUTI | 242.954.016 | -5,1% | |
| OFFERTA TOTALE | 532.107.562 | -3,9% | |

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

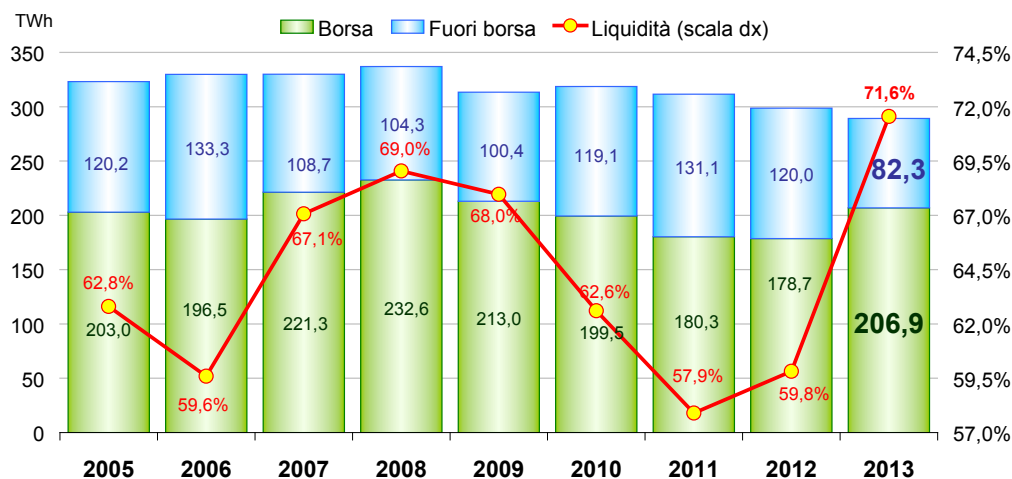
Fonte: GME

| | MWh | Variazione | Struttura |
|--------------------------------|--------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 206.901.848 | 16,1% | 71,6% |
| Acquirente Unico | 27.043.078 | -31,5% | 9,4% |
| Altri operatori | 101.357.582 | -5,9% | 35,1% |
| Pompaggi | 127.804 | -84,9% | 0,0% |
| Zone estere | 3.723.500 | 33,5% | 1,3% |
| Saldo programmi PCE | 74.649.884 | 173,5% | 25,8% |
| Contratti bilaterali | 82.251.698 | -31,3% | 28,4% |
| Zone estere | 100.335 | -78,4% | 0,0% |
| Zone nazionali AU | 43.859.350 | 13,3% | 15,2% |
| Zone nazionali altri operatori | 112.941.897 | 4,8% | 39,1% |
| Saldo programmi PCE | -74.649.884 | | |
| VOLUMI ACQUISTATI | 289.153.546 | -2,9% | 100,0% |
| VOLUMI NON ACQUISTATI | 40.660.490 | 28,1% | |
| DOMANDA TOTALE | 329.814.036 | 0,1% | |

(continua)

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 285,3 milioni di MWh, hanno registrato una flessione del 3,1% rispetto al 2012, aggiornando per il terzo anno consecutivo il minimo storico; a livello territoriale, la flessione è stata più consistente in Sardegna e nelle zone centrali del continente; in controtendenza il Sud (+3,0%). Gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 3,8 milioni di MWh, sono aumentati del 17,6% rispetto al minimo storico dello 2012 (Tabella 4).

In flessione anche le vendite da unità di produzione nazionali di energia elettrica che, al terzo calo consecutivo, scendono al minimo assoluto di 242,7 milioni di MWh; il calo, registrato in tutte le zone ad eccezione del Sud (+0,6%), è stato più marcato al Centro Nord (-11,3%) ed in Sardegna (-20,4%). Le vendite sulle zone estere (importazioni), pari a 46,5 milioni di MWh (+0,1%), si confermano sui livelli del 2012, i più bassi dall'avvio del mercato (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

| | Offerte | | | Vendite | | | Acquisti | | |
|-------------------------|--------------------|---------------|--------------|--------------------|---------------|--------------|--------------------|---------------|--------------|
| | Totale | Media Oraria | Var | Totale | Media Oraria | Var | Totale | Media Oraria | Var |
| Nord | 239.804.349 | 27.375 | -5,3% | 118.169.122 | 13.490 | -1,7% | 156.536.860 | 17.870 | -0,9% |
| Centro Nord | 33.364.540 | 3.809 | -15,6% | 18.434.577 | 2.104 | -11,3% | 28.518.061 | 3.255 | -9,5% |
| Centro Sud | 77.553.582 | 8.853 | +0,1% | 30.262.403 | 3.455 | -3,8% | 44.346.044 | 5.062 | -6,8% |
| Sud | 82.513.038 | 9.419 | -1,1% | 47.530.868 | 5.426 | +0,6% | 25.702.111 | 2.934 | +3,0% |
| Sicilia | 33.008.505 | 3.768 | +3,4% | 18.136.530 | 2.070 | -4,4% | 19.331.589 | 2.207 | -3,1% |
| Sardegna | 15.949.228 | 1.821 | -14,0% | 10.161.346 | 1.160 | -20,4% | 10.895.046 | 1.244 | -13,9% |
| Totale nazionale | 482.193.241 | 55.045 | -4,4% | 242.694.846 | 27.705 | -3,5% | 285.329.711 | 32.572 | -3,1% |
| Estero | 49.914.321 | 5.698 | +0,5% | 46.458.700 | 5.304 | +0,1% | 3.823.835 | 437 | +17,6% |
| Sistema Italia | 532.107.562 | 60.743 | -3,9% | 289.153.546 | 33.008 | -2,9% | 289.153.546 | 33.008 | -2,9% |

Nel 2013 è proseguito il trend espansivo delle vendite da impianti a fonte rinnovabile (+23,7%), trainate dagli impianti eolici (+36,9%), ma anche dagli idroelettrici (+29,1%) e solari (+15,0%). Pertanto la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile nel 2013 ha raggiunto il 37,7%, contro il

29,4% del 2012. Le vendite da impianti a fonte tradizionale si sono invece ridotte del 15,3%, con la quota delle vendite da impianti a gas che in un anno ha ceduto 7,1 punti percentuali portandosi al 38,2% (Grafico 4 e 5).

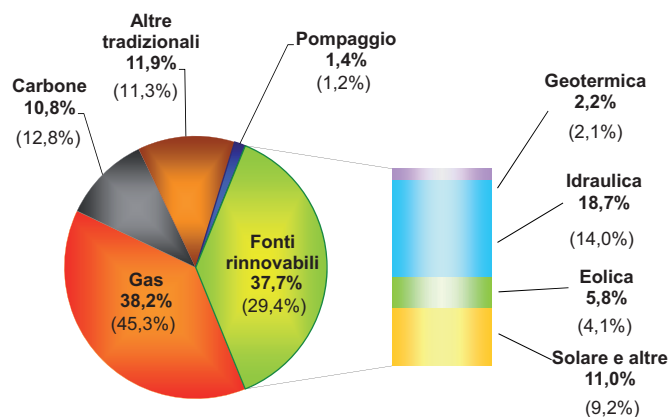
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

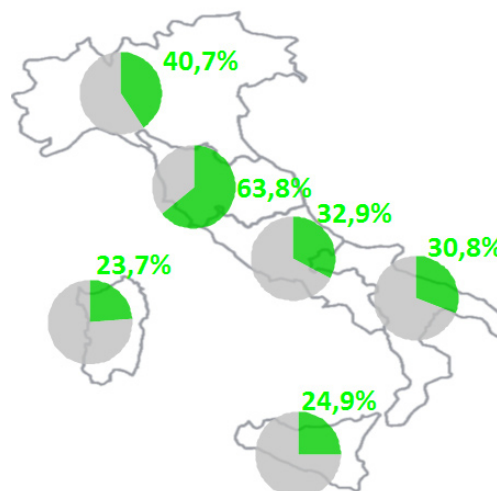
| | Nord | | Centro Nord | | Centro Sud | | Sud | | Sicilia | | Sardegna | | Sistema Italia | |
|---------------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|--------------|----------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|----------------|---------------|
| | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var | MWh | Var |
| Fonti tradizionali | 7.688 | -12,8% | 761 | -39,1% | 2.252 | -19,6% | 3.753 | -10,3% | 1.552 | -7,7% | 881 | -26,0% | 16.888 | -15,3% |
| Gas | 5.410 | -17,2% | 664 | -43,6% | 675 | -35,9% | 1.950 | -13,5% | 1.411 | -6,9% | 484 | +1,1% | 10.593 | -18,6% |
| Carbone | 1.234 | -7,9% | 38 | +24,1% | 1.344 | -12,6% | - | -100,0% | - | - | 377 | -44,2% | 2.992 | -18,5% |
| Altre | 1.045 | +10,0% | 60 | +34,7% | 233 | +10,1% | 1.803 | -2,2% | 142 | -15,2% | 21 | -43,3% | 3.303 | +1,6% |
| Fonti rinnovabili | 5.493 | +18,7% | 1.343 | +22,0% | 1.137 | +46,5% | 1.673 | +38,5% | 516 | +10,1% | 275 | +9,0% | 10.436 | +23,7% |
| Idrraulica | 3.970 | +19,8% | 378 | +91,1% | 453 | +75,2% | 280 | +49,5% | 42 | +54,2% | 49 | +109,6% | 5.173 | +29,1% |
| Geotermica | - | - | 608 | +1,0% | - | - | 1 | -41,2% | - | - | - | - | 609 | +0,9% |
| Eolica | 9 | -32,0% | 13 | +229,0% | 300 | +53,4% | 828 | +60,8% | 301 | +6,1% | 156 | -3,8% | 1.607 | +36,9% |
| Solare e altre | 1.513 | +16,2% | 343 | +15,6% | 383 | +19,2% | 565 | +11,8% | 173 | +9,5% | 70 | +5,3% | 3.047 | +15,0% |
| Pompaggio | 308 | +13,3% | 0 | -98,2% | 66 | +411,1% | - | - | 2 | -89,1% | 4 | -74,4% | 380 | +13,0% |
| Totale | 13.490 | -1,7% | 2.104 | -11,3% | 3.455 | -3,8% | 5.426 | +0,6% | 2.070 | -4,4% | 1.160 | -20,4% | 27.705 | -3,5% |

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

Nel 2013 il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 423 MWh, in linea con il 2012. Il flusso di energia è stato prevalentemente in import verso l'Italia (97,8% delle ore). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP si è ridotto a 18,41 €/MWh (21,03 €/MWh l'anno precedente). Il prezzo della zona Nord è stato più alto di quello della borsa slovena nel 87,5% delle

ore (79,3% nel 2012). A fronte di una riduzione del 6,8% della capacità disponibile in import (NTC), il market coupling ne ha allocata il 93,4% (85,8% nel 2012); mentre solo l'1,1% è stata allocata con asta esplicita e nominata (3,9% nel 2012). Il restante 5,5% della capacità non è stata utilizzata (10,2% nel 2012).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

| | Prezzo medio | | | Rendita milioni di € | Import | | | | Export | | | |
|------|---------------|--------------|----------------|-------------------------|----------------|----------------|--------------------|----------------------|----------------|----------------|--------------------|----------------------|
| | Nord €/MWh | BSP €/MWh | Delta €/MWh | | Limite* MWh | Flusso* MWh | Frequenza % ore | Saturazioni % ore | Limite* MWh | Flusso* MWh | Frequenza % ore | Saturazioni % ore |
| 2013 | 61,58 | 43,18 | 18,41 | 65,51 | 443 | 430 | 97,8% | 87,6% | 153 | 101 | 2,0% | 1,0% |
| 2012 | 74,05 | 53,02 | 21,03 | 69,78 | 452 | 417 | 99,3% | 79,3% | 164 | 43 | 0,4% | 0,3% |
| 2011 | 70,18 | 57,20 | 12,98 | 14,21 | 155 | 134 | 96,4% | 80,1% | 483 | 83 | 3,3% | - |

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

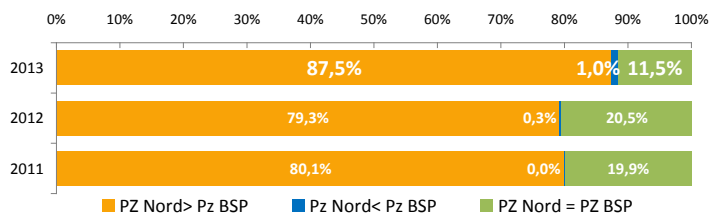
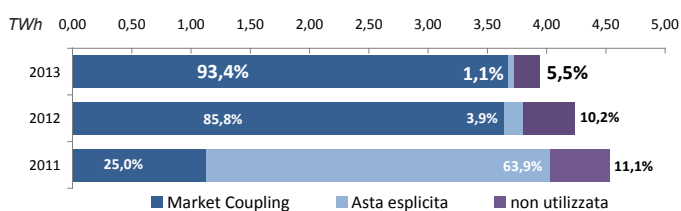


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel 2013, sul Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi d'acquisto hanno registrato sensibili ribassi (compresi tra il 14 ed il 18%), attestandosi tutti ai minimi storici del loro, seppur breve, periodo di attività (MI1 ed MI2 hanno sostituito il Mercato di Aggiustamento dal novembre 2009; MI3 ed MI4 sono stati avviati nel gennaio 2011). Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 61,08 €/MWh di MI2 e 71,11 €/MWh di MI4; va considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi progressivamente più bassi nelle quattro sessioni di MI (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 23,3 milioni di MWh, hanno segnato una flessione rispetto al massimo storico di 25,1 milioni di MWh del 2012. Su MI1 sono stati scambiati poco più della metà del totale MI (erano quasi i due terzi nel 2012), ovvero 12,8 milioni di MWh, con una flessione del 19,7%. In calo anche gli scambi su MI2, pari a 6,1 milioni di MWh (-1,9%). In forte espansione invece gli scambi su MI3 (2,0 milioni di MWh; +16,6%) e soprattutto su MI4 (2,5 milioni di MWh; +104,3%), la cui quota sul totale scambiato nelle quattro sessioni è salita al 10,6% (4,8% del 2012) (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, prezzi medi e confronto con MPG

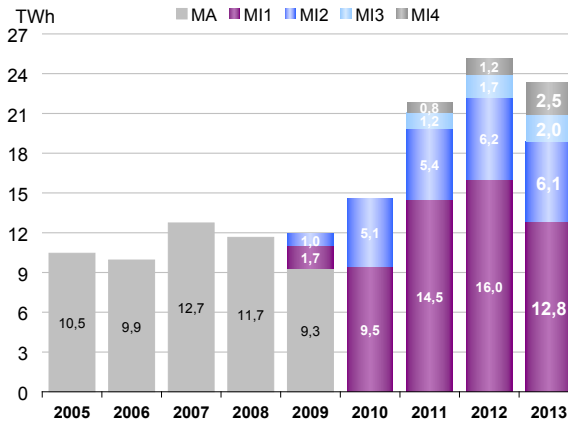
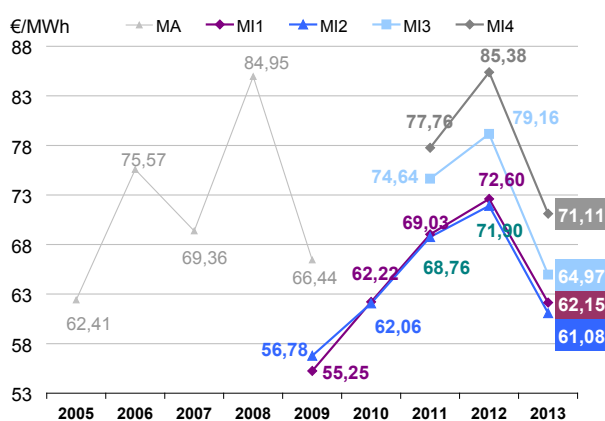
Fonte: GME

| | Prezzo medio d'acquisto €/MWh | | | Volumi medi orari MWh | | |
|--------------------------|----------------------------------|-------------------------|------------|--------------------------|---------------|------------|
| | 2013 | 2012 | variazione | 2013 | 2012 | variazione |
| MGP (1-24 h) | 62,99 | 75,48 | -16,6% | 33.008 | 34.001 | -2,9% |
| MI1 (1-24 h) | 62,15 (-1,3%) | 72,60 (-3,8%) | -14,4% | 1.461 | 1.821 | -19,7% |
| MI2 (1-24 h) | 61,08 (-3,0%) | 71,90 (-4,7%) | -15,0% | 693 | 707 | -1,9% |
| MI3 (13-24 h) | 64,97 (-5,0%) | 79,16 (-4,5%) | -17,9% | 457 | 392 | +16,6% |
| MI4 (17-24 h) | 71,11 (-5,7%) | 85,38 (-5,4%) | -16,7% | 846 | 414 | +104,3% |

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

Grafico 8: MA/MI, prezzi e volumi scambiati

Fonte: GME



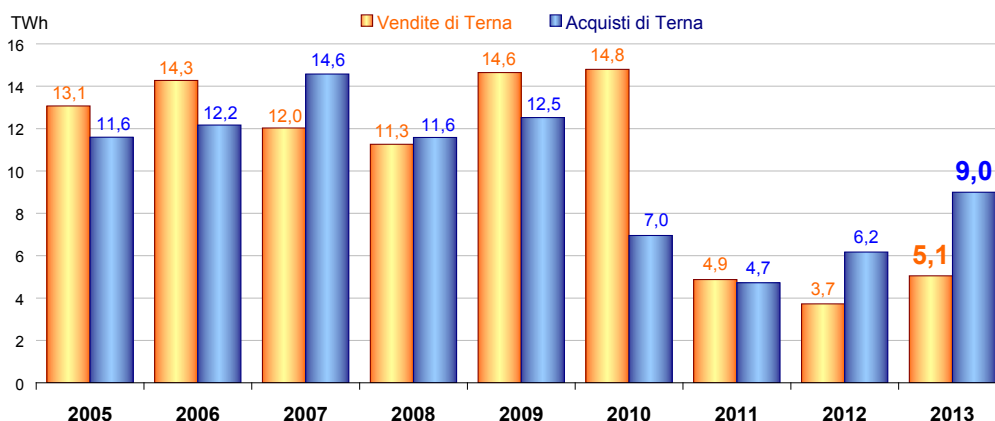
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Nel 2013, sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire gli acquisti di Terna, in aumento per il secondo anno consecutivo dal minimo storico del 2011, si sono portati a

9,0 milioni di MWh (+46,2%). In aumento anche le vendite di Terna nel mercato a scendere pari a 5,1 milioni di MWh (+36,0%) (Grafico 9).

Grafico 9: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), nel 2013, si sono registrate 342 negoziazioni, circa un terzo rispetto al 2012, in cui si sono scambiati 2.171 contratti (-75,6%), pari a 8,0 milioni di MWh (-73,7%). Sulla piattaforma sono stati registrati anche 116 transazioni O.T.C. (-17,7%), tutte relative a prodotti baseload in prevalenza annuali, in cui si sono scambiati 3.925 contratti (+2,9%), pari a 33,1 milioni di MWh (+34,5%). Le posizioni aperte a fine anno ammontavano a 26.615 MW

(-7,2%), per un totale di 35,7 milioni di MWh (-13,8%) (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto su cui si è concentrato il maggior numero di negoziazioni, quasi tre quarti del totale, è stato l'Annuale 2014 che ha chiuso il periodo di trading con un prezzo pari rispettivamente a 62,26 €/MWh per il baseload e 68,32 €/MWh per il peakload.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziati nel 2013

Fonte: GME

| | PRODOTTI BASELOAD | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|-------------------|-------------|------------|---------------|------------------|---------------|-------------|-----------|--------------|-------------|-------------------|--------------|-------------------|---------------|
| | MERCATO | | | | | | OTC | | | | | | TOTALE | |
| | Negoziazioni | | Contratti | | Volumi | | Transazioni | | Contratti | | Volumi | | Volumi | |
| | N. | Var. ass. | N. | Var. ass. | MWh | Var. % | N. | Var. ass. | N. | Var. ass. | MWh | Var. % | MWh | Var. % |
| Mensili | 33 | -252 | 162 | -2.824 | 114.233 | -94,8% | 10 | -1 | 160 | -355 | 119.040 | -68,4% | 233.273 | -91,0% |
| Trimestrali | 32 | -324 | 156 | -2.808 | 341.313 | -94,8% | - | -27 | - | -320 | - | -100,0% | 341.313 | -95,3% |
| Annuali | 71 | -176 | 361 | -1.942 | 3.162.360 | -84,3% | 106 | +22 | 3.765 | +1.220 | 32.981.400 | 47,9% | 36.143.760 | -14,9% |
| Totale | 136 | -752 | 679 | -7.574 | 3.617.906 | -87,5% | 116 | -6 | 3.925 | +545 | 33.100.440 | 41,6% | 36.718.346 | -29,8% |

| | PRODOTTI PEAK LOAD | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|--------------------|-------------|--------------|-------------|------------------|---------------|-------------|------------|-----------|-------------|----------|----------------|------------------|--------------|
| | MERCATO | | | | | | OTC | | | | | | TOTALE | |
| | Negoziazioni | | Contratti | | Volumi | | Transazioni | | Contratti | | Volumi | | Volumi | |
| | N. | Var. ass. | N. | Var. ass. | MWh | Var. % | N. | Var. ass. | N. | Var. ass. | MWh | Var. % | MWh | Var. % |
| Mensili | 5 | -8 | 25 | -140 | 6.180 | -86,2% | - | -2 | - | -40 | - | -100,0% | 6.180 | -88,7% |
| Trimestrali | 19 | +16 | 95 | +80 | 75.240 | 536,5% | - | -1 | - | -10 | - | -100,0% | 75.240 | 281,2% |
| Annuali | 182 | +129 | 1.372 | +923 | 4.297.104 | 205,6% | - | -16 | - | -385 | - | -100,0% | 4.297.104 | 64,5% |
| Totale | 206 | +137 | 1.492 | +863 | 4.378.524 | 199,3% | - | -19 | - | -435 | - | -100,0% | 4.378.524 | 63,0% |

| TOTALE | | N. | Var. ass. | N. | Var. ass. | MWh | Var. % | N. | Var. ass. | N. | Var. ass. | MWh | Var. % | MWh | Var. % |
|------------|-------------|--------------|---------------|------------------|---------------|------------|------------|--------------|-------------|-------------------|--------------|-------------------|---------------|-----|--------|
| 342 | -615 | 2.171 | -6.711 | 7.996.430 | -73,7% | 116 | -25 | 3.925 | +110 | 33.100.440 | 34,5% | 41.096.870 | -25,2% | | |

Grafico 10: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME

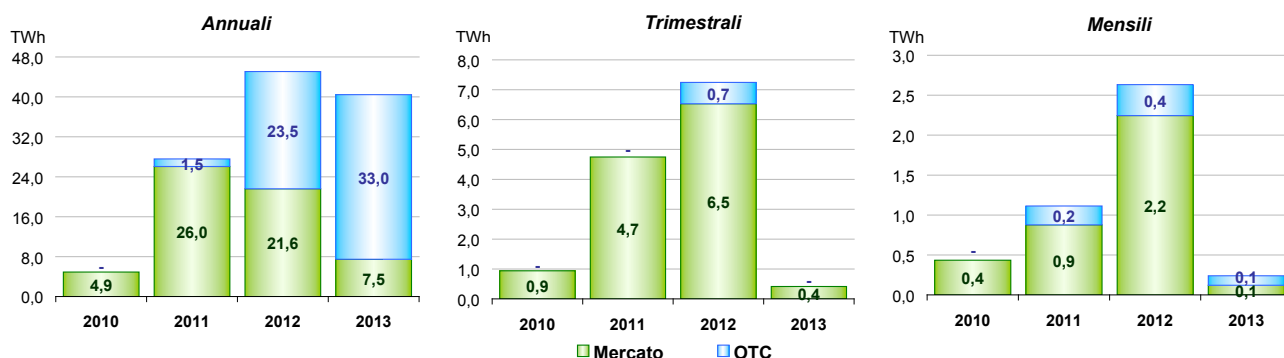
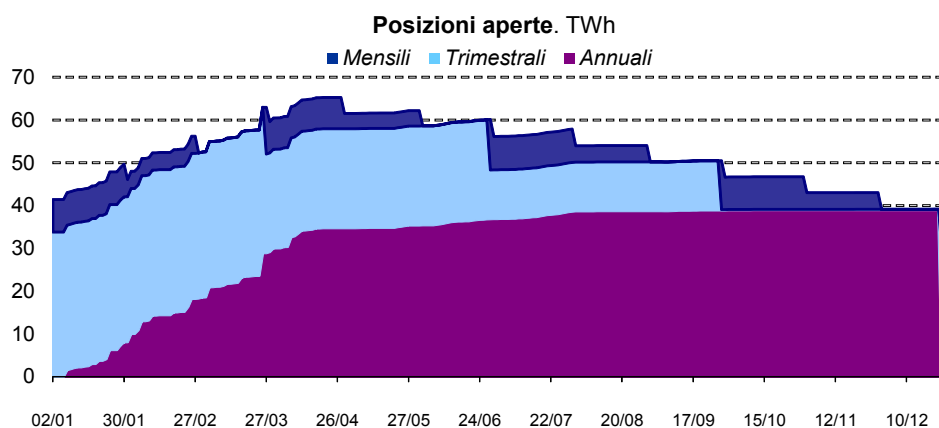


Grafico 11: MTE, evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro nell'anno 2013, con un aumento del 7,4% rispetto all'anno precedente, hanno raggiunto 370,6 milioni di MWh, aggiornando il record storico per il sesto anno consecutivo.

Nel dettaglio, le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 324,7 milioni di MWh, sono cresciute del 4,9%. I contratti non-standard, anche nel 2013, sono stati i più utilizzati dagli operatori (57,6% del totale), ed hanno evidenziato un maggiore dinamismo (+7,6%). Tra i contratti standard, pressoché stabili (+0,1%), in aumento solo i baseload (+5,5%).

Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse su Mercato elettrico a termine (MTE) sono aumentate del 29,0% rispetto al 2012, attestandosi a 45,9 milioni di MWh, nuovo massimo storico, pari al 12,4% del totale registrato (10,3% nel 2012).

Come nei due anni precedenti, anche nel 2013 non è stata registrata alcuna transazione derivante dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE) (Tabella 9).

Il complesso delle transazioni registrate ha determinato una posizione netta dei conti energia di 197,1 milioni di MWh, livello mai raggiunto in passato (+2,0% sul 2012).

Il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, in costante crescita dall'avvio della PCE nel 2007, ha aggiornato ancora una volta il massimo storico a quota 1,88 (Grafico 12).

Ancora in flessione, invece, i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 82,3 milioni di MWh (-31,3%), mentre tornano a crescere quelli registrati nei conti in prelievo che raggiungono il massimo storico a quota 156,9 milioni di MWh (+6,8%) (Tabella 9).

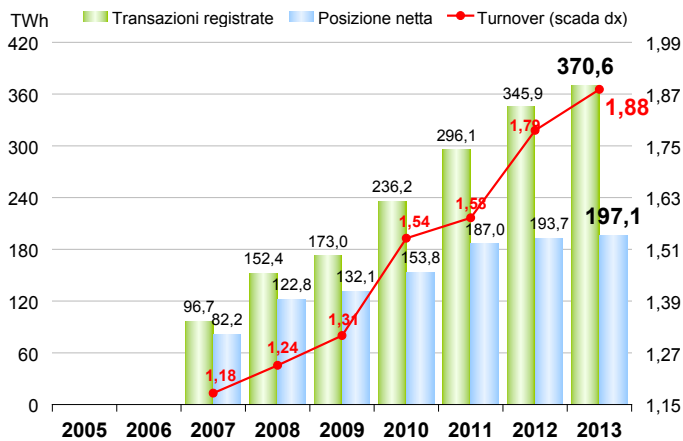
Le contrapposte dinamiche tra le due tipologie di conto energia, vanno ascritte dal viepiù crescente ricorso degli operatori bilateralisti titolari di conti in immissione allo strumento dello sbilanciamento a programma che nel 2013 ha segnato l'ennesimo record a quota 114,8 milioni di MWh, con un aumento del 56,2% rispetto al 2012 (Grafico 13).

Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2013 e programmi

Fonte: GME

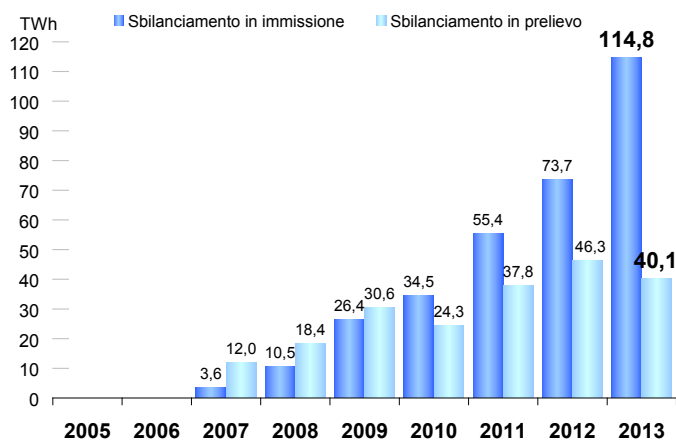
| TRANSAZIONI REGistrate | | | | PROGRAMMI | | | | | | |
|----------------------------|--------------------|--------------|---------------|-----------------------------------|--------------------|----------------|--------------|--------------------|---------------|---------------|
| Profilo | MWh | Variazione | Struttura | Immissione | | | Prelievo | | | |
| | | | | MWh | Variazione | Struttura | MWh | Variazione | Struttura | |
| Baseload | 95.971.042 | 5,5% | 25,9% | Richiesti | 127.357.464 | -1,4% | 100,0% | 156.902.080 | 6,7% | 100,0% |
| Off Peak | 7.362.669 | -22,9% | 2,0% | di cui con indicazione di prezzo | 59.411.770 | 26,0% | 46,6% | - | -100,0% | 0,0% |
| Peak | 7.892.437 | -25,3% | 2,1% | Registrati | 82.251.698 | -31,3% | 64,6% | 156.901.582 | 6,8% | 100,0% |
| Week-end | 10.610 | -68,1% | 0,0% | di cui con indicazione di prezzo | 14.376.155 | -62,0% | 11,3% | - | -100,0% | 0,0% |
| Totale Standard | 111.236.757 | 0,1% | 30,0% | Rifiutati | 45.105.766 | 376,8% | 35,4% | 499 | -98,2% | 0,0% |
| Totale Non standard | 213.490.106 | 7,6% | 57,6% | di cui con indicazione di prezzo | 45.035.615 | 383,4% | 35,4% | - | - | 0,0% |
| PCE bilaterali | 324.726.863 | 4,9% | 87,6% | Sbilanciamento a programma | 114.798.904 | 56,2% | | 40.149.021 | -13,1% | |
| MTE | 45.910.430 | 29,0% | 12,4% | Saldo programmi | - | -100,0% | | 74.649.884 | 61,6% | |
| CDE | - | - | 0,0% | | | | | | | |
| Totale | 370.637.293 | 7,4% | 100,0% | | | | | | | |
| Posizione netta | 197.050.603 | 2,0% | | | | | | | | |

Grafico 12: PCE, transazioni registrate e programmi



Fonte: GME

Grafico 13: PCE, sbilanciamenti



Fonte: GME

Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2013 la domanda di gas naturale registra una nuova decisa flessione (-6,3%), dopo quelle altrettanto consistenti del 2012 (-4,2%) e del 2011 (-6,4%), scendendo a livelli inferiori di circa 15 miliardi di mc rispetto agli anni precedenti la crisi economica del 2009. Il settore termoelettrico, penalizzato dalla debole domanda elettrica e dal progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, subisce ancora la contrazione più brusca dei consumi di gas (-15,6%). Sul lato offerta, calano sia la produzione nazionale (-9,5%) che le importazioni (-8,8%). In

diminuzione anche il gas naturale negli stoccaggi (-7,5% la giacenza a fine anno).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME, sono stati complessivamente scambiati 41,5 milioni di MWh (38,0 milioni di MWh nel 2012), di cui 40,8 milioni di MWh sulla Piattaforma di Bilanciamento, al suo secondo anno di attività. I prezzi hanno evidenziato una generale tendenza al ribasso, in linea con il prezzo registrato sul PSV.

IL CONTESTO

Nel 2013, i consumi di gas naturale in Italia, al terzo ribasso consecutivo (-6,3% rispetto al 2012), sono scesi a 69.460 milioni di mc (735,1 TWh) ai minimi da oltre 10 anni. I consumi del settore termoelettrico pari a 20.544 milioni di mc, hanno ancora patito una pesante riduzione (-15,6%). Più modesta la flessione dei consumi del settore industriale, pari a 13.154 milioni di mc (-1,4%), pressoché stabili quelli del civile, pari a 33.815 milioni di mc (+0,1%). In calo anche le esportazioni, pari a 1.947 milioni di mc (-27,3%). Le iniezioni nei sistemi di stoccaggio, pari a 9.811 milioni di mc, sono aumentate del 5,5%, ai massimi dal 2007. Dal lato offerta la produzione nazionale, dopo il rimbalzo del 2012, ha ripreso il trend decrescente, attestandosi, con 7.469

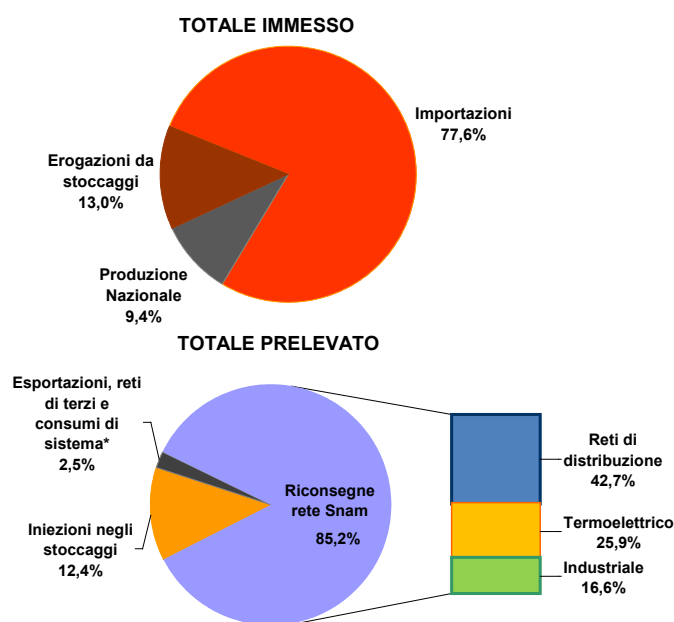
milioni di mc (-9,5%), ai minimi storici. In calo per il terzo anno di fila anche le importazioni di gas naturale che scendono a 61.509 milioni di mc (-8,8%). Il calo degli acquisti di gas dall'estero ha interessato tutti i punti in entrata, ad eccezione di Tarvisio (+27,1%). Le erogazioni dai sistemi di stoccaggio sono aumentate del 31,9% portandosi a 10.293 milioni di mc, livello massimo degli ultimi anni; pertanto la giacenza di gas stoccato dell'ultimo giorno dell'anno, pari a 8.269 milioni di mc, è diminuita del 7,5% rispetto allo stesso giorno del 2012. La quotazione annuale del gas naturale al PSV, in flessione di 0,75 €/MWh (-2,6%) rispetto al 2012, è scesa a 27,98 €/MWh.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

| | MI di mc | TWh | var. tend. |
|--|---------------|--------------|---------------|
| Importazioni | 61.509 | 651,0 | -8,8% |
| <i>Import per punti di entrata</i> | | | |
| Mazara | 12.467 | 131,9 | -40,0% |
| Tarvisio | 30.231 | 319,9 | +27,1% |
| Passo Gries | 7.490 | 79,3 | -16,7% |
| Gela | 5.705 | 60,4 | -11,6% |
| Gorizia | 5 | 0,1 | -96,5% |
| Panigaglia (GNL) | 56 | 0,6 | -95,0% |
| Cavazere (GNL) | 5.347 | 56,6 | -13,0% |
| Livorno (GNL) | 207 | 2,2 | - |
| Produzione Nazionale | 7.469 | 79,0 | -9,5% |
| Erogazioni da stoccaggi | 10.293 | 108,9 | +31,9% |
| TOTALE IMMESSO | 79.271 | 839,0 | -5,0% |
| <i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i> | | | |
| Industriale | 67.513 | 714,5 | -5,6% |
| Termoelettrico | 13.154 | 139,2 | -1,4% |
| Reti di distribuzione | 20.544 | 217,4 | -15,6% |
| <i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i> | | | |
| Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema* | 1.947 | 20,6 | -27,3% |
| TOTALE CONSUMATO | 69.460 | 735,1 | -6,3% |
| <i>Iniezioni negli stoccaggi</i> | | | |
| Iniezioni negli stoccaggi | 9.811 | 104 | +5,5% |
| TOTALE PRELEVATO | 79.271 | 839,0 | -5,0% |

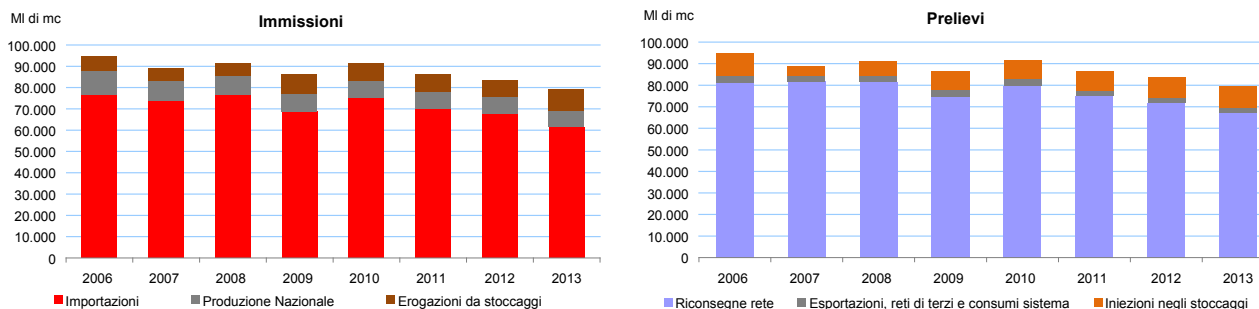
* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato



(continua)

Figura 2: evoluzione del gas trasportato

Fonte: dati SRG



I MERCATI GESTITI DAL GME

La Piattaforma di Bilanciamento Comparto G+1 si conferma, anche nel 2013, il più liquido tra i mercati regolati del gas gestiti dal GME. I volumi scambiati nei diversi mercati (a pronti ed a termine) hanno raggiunto 41,5 milioni di MWh (38,0 milioni

di MWh nel 2012). Se si fa riferimento alle consegne di gas naturale nel 2013, i volumi ammontano a 42,7 milioni di MWh (37,8 nel 2012), pari al 5,8% della domanda complessiva (4,8% nel 2012).

Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi con consegna nel 2013

Fonte: dati GME

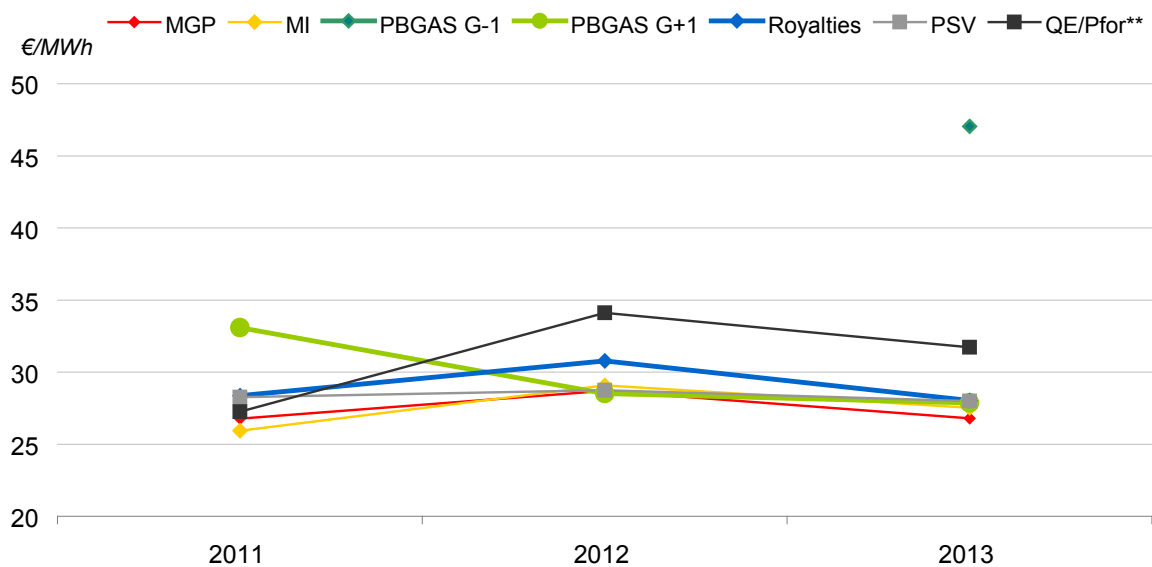
| | Prezzi. €/MWh | | | Volumi. MWh | |
|-----------------|---------------|---------|-------|-------------|--------------|
| | Media | Min | Max | Totale | |
| MGAS | | | | | |
| MP-GAS | | | | | |
| MGP | 26,80 | (28,70) | 25,70 | 13.300 | (135.900) |
| MI | 27,52 | (29,07) | 26,40 | 3.820 | (36.120) |
| MT-GAS | - | - | - | - | - |
| PB-GAS | | | | | |
| Comparto G-1 | 47,04 | - | 29,92 | 48.344 | - |
| Comparto G+1 | 27,86 | (28,52) | 24,16 | 40.832.824 | (34.925.457) |
| P-GAS | | | | | |
| Royalties | 28,02 | (30,78) | 27,23 | 1.800.900 | (2.707.932) |
| Import | - | - | - | - | - |
| Ex d.lgs 130/10 | - | - | - | - | - |

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

(continua)

Figura 4: Mercati del gas naturale: prezzi*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

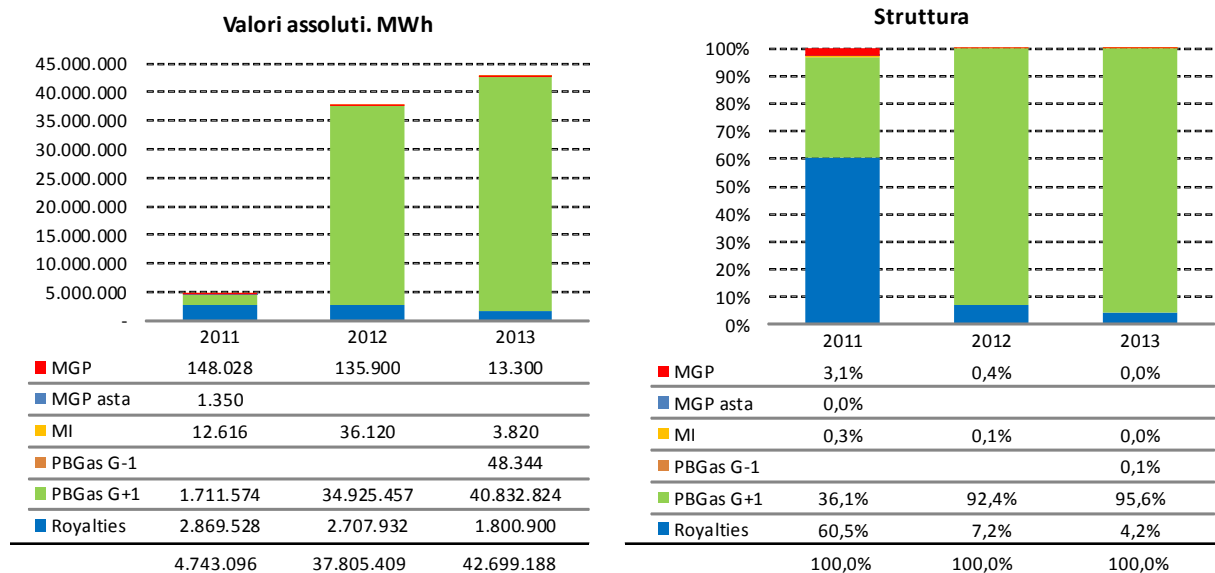


* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice

** Fino a settembre 2013 indice QE

Figura 5: Mercati del gas naturale: volumi

Fonte: dati GME



(continua)

Nel **Mercato del Giorno Prima** (MGP-GAS) fase negoziazione continua, nelle sole 4 sessioni su 364 in cui c'è stato almeno un abbinamento, sono stati scambiati 13,3 mila MWh (135,9 mila MWh nel 2012) ad un prezzo medio di 26,80 €/MWh (-6,6% rispetto al 2012).

Nel **Mercato Infragiornaliero** (MI-GAS), nelle 4 sessioni su 364 in cui c'è stato almeno un abbinamento, sono stati scambiati 3,8 mila MWh (erano 36,1 mila MWh) ad un prezzo medio di 27,52 €/MWh (-5,3%).

Nessuno scambio è stato invece registrato sia sul Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) fase ad asta, che ha terminato la sua attività il primo settembre, che sul Mercato a Termine del Gas (MT-GAS) avviato il giorno successivo.

Sulla **Piattaforma Gas** (P-GAS), articolata nei tre comparti Import, 'Ex d.lgs 130/10' e Royalties – sui quali produttori e importatori adempiono ai rispettivi obblighi di cessione di quote di gas offrendo prodotti mensili e annuali – nel 2013 sono stati scambiati 620 mila MWh (poco meno di 2,9 milioni di MWh nel 2012), tutti nel comparto Royalties, ad un prezzo medio ponderato di 27,25 €/MWh (-6,3%). In termini di volumi consegnati nel 2013, si osserva una riduzione da 2,7 a 1,8 milioni di MWh, con un prezzo medio di 28,02 €/MWh (-9,0%).

Nel **Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento** (PB-Gas), nel suo secondo anno di attività, sono stati scambiati 40,8 milioni di MWh (ovvero il 98,3% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gestiti dal GME), in aumento del 17,2% rispetto al 2012, ad un prezzo medio di 27,86 €/MWh in flessione del 2,3%.

Nei 201 giorni, sui 365, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 20,3 milioni di MWh, in crescita del 5,9%, di cui l'82,7%, venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 27,52 €/MWh (-2,2%). Nei restanti 164 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 20,6 milioni di MWh (+30,9%), di cui l'88,1% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 28,28 €/MWh (-3,4%).

Complessivamente l'85,4% dei volumi scambiati (34,9 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 14,6% (5,9 milioni MWh) da scambi tra operatori.

Riguardo il **Comparto G-1**, avviato il 14 novembre, nelle cinque sessioni con scambi, il Responsabile del Bilanciamento ha acquistato 48,3 mila MWh ad un prezzo medio di 47,04 €/MWh.

Figura 6: Piattaforma di Bilanciamento comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

| | Totale | | Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS) | | | |
|----------------------------------|-------------------|----------|--|-----------|-------------------|----------|
| | | | positivo | | negativo | |
| | | | n.giorni 201/365 | | n.giorni 164/365 | |
| Prezzo. €/MWh | 27,86 | (-2,3%) | 27,52 | (-2,2%) | 28,28 | (-3,4%) |
| Acquisti. MWh | 40.832.824 | (+17,2%) | 20.265.864 | (+5,9%) | 20.566.959 | (+30,9%) |
| RdB | 18.118.376 | (+70,7%) | | | 18.118.376 | (+26,6%) |
| Operatori | 22.714.448 | (-6,2%) | 20.265.864 | (+5,9%) | 2.448.583 | (+74,1%) |
| Vendite. MWh | 40.832.824 | (+17,2%) | 20.265.864 | (+5,9%) | 20.566.960 | (+30,9%) |
| RdB | 16.766.977 | (-25,2%) | 16.766.977 | (-9,4%) | | |
| Operatori | 24.065.847 | (+93,8%) | 3.498.887 | (+457,1%) | 20.566.960 | (+30,9%) |
| Partecipazione al mercato | | | | | | |
| | Totale | | lato acquisto | | lato vendita | |
| Operatori attivi. N° | 68 | (+1) | 64 | (-1) | 60 | (+2) |

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In Europa il mese di dicembre chiude un anno caratterizzato da dinamiche prevalentemente ribassiste, di modesta intensità sui mercati petroliferi, nei quali le quotazioni non si allontanano significativamente dai valori elevati del biennio precedente, ma decisamente più sostenute per i prezzi del carbone, crollati invece ai livelli minimi dell'ultimo quadriennio. Forti diminuzioni si registrano anche sulle borse dell'elettricità, da un lato rafforzando la tendenza avviata lo scorso anno in Francia

e in Germania, dall'altro invertendo il trend rialzista in Italia, dove le quotazioni scendono ai livelli minimi dal 2005. In questo contesto le uniche eccezioni emergono agli hub continentali del gas sui quali si conferma la fase pluriennale di crescita dei prezzi, al loro nuovo massimo storico, a cui si sottrae il solo riferimento italiano, risultato invece in flessione e ormai strutturalmente allineato al resto d'Europa.

Nel 2013 la quotazione europea del greggio consolida le indicazioni di sostanziale stabilità emerse nel biennio precedente, confermandosi a ridosso dei 110 \$/bbl, per effetto di una flessione tendenziale di intensità minima (-3%) e inferiore alle attese più spiccatamente ribassiste espresse dai mercati nel corso del 2012. Questo dato sintetizza un andamento nei mesi caratterizzato dal raggiungimento del massimo annuo a febbraio (120,10 \$/bbl), quando il prezzo sale al valore più elevato dall'aprile del 2012, e da un trimestre successivo di forti ribassi annui (-7/-14%), solo parzialmente compensato dalla ripresa registrata tra giugno e luglio (+5/+9%). Decisamente meno volatile la seconda parte dell'anno, interessata da oscillazioni ridotte delle quotazioni attorno alla media annua. Dinamiche analoghe si osservano al punto di consegna iraniano, come consuetudine allineato al riferimento europeo, mentre, in lieve controtendenza appare il WTI statunitense che, pur mostrando un aumento su base annua, permane al di sotto delle altre due quotazioni oggetto di analisi.

In merito ai derivati petroliferi, l'andamento dei prezzi spot del gasolio risulta in linea con quello del bene di riferimento (919,03 \$/MT, -4%), mentre più marcato appare il calo dell'olio combustibile (613,08 \$/MT, -9%), in virtù soprattutto di una flessione tendenziale più accentuata nei mesi finali dell'anno. Anche in proiezione si segnala sui mercati a termine una lieve crescita dell'olio combustibile per il 2014, in contrapposizione alla riduzione attesa per il Brent e per il gasolio.

D'altro canto, sulle piazze del carbone, prosegue inarrestata la tendenza al ribasso dei prezzi, attestatisi in Europa a 81,69 \$/MT (-12%). La diminuzione, ancor più significativa alla luce delle prospettive fortemente rialziste manifestate dagli operatori nel 2012, interessa tutti i mesi dell'anno (-11%/-20%), attenuandosi soltanto nel trimestre finale (-2%/-6%). In chiave internazionale merita rilevare l'improvvisa impennata registrata nell'ultima parte dell'anno sul prodotto cinese, tale da spingere le quotazioni asiatiche oltre i 110 \$/MT (+25 \$/MT rispetto a Europa e Sudafrica).

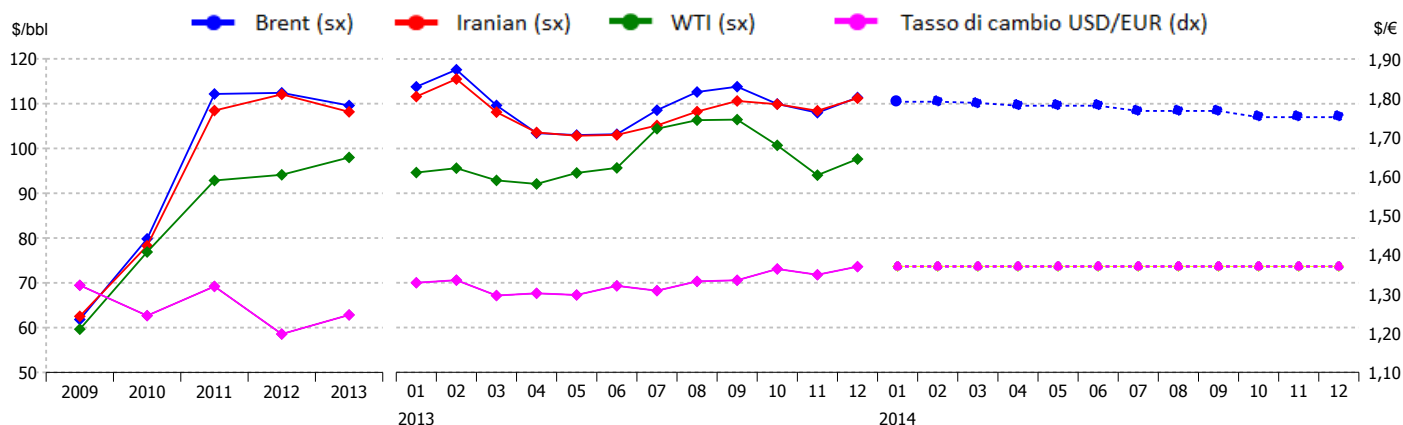
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

| Quotazioni annuali | | | | | | Quotazioni mensili | | | |
|--------------------|---------|--------|-------------|-------------------------|---------------|--------------------|-------------|--------------|-------------------------|
| FUEL | UdM | 2013 | Var Y-1 (%) | ultima quot. future Y-1 | Calendar 2014 | Dicembre 13 | Var M-1 (%) | Var M-12 (%) | ultima quot. future M-1 |
| PETROLIO | \$/bbl | 109,57 | - 3 % | 106,92 | 104,09 | 111,41 | + 3 % | + 1 % | 106,58 |
| Brent FOB | €/bbl | 82,49 | - 6 % | - | 77,48 | 81,32 | + 3 % | - 2 % | - |
| OLIO COMB. | \$/MT | 613,08 | - 9 % | 620,00 | 614,30 | 608,03 | + 2 % | + 1 % | 589,69 |
| 0.1 FOB Barge | €/MT | 461,57 | - 12 % | - | 457,29 | 443,81 | + 1 % | - 2 % | - |
| GASOLIO | \$/MT | 919,03 | - 4 % | 910,70 | 894,16 | 935,95 | + 2 % | + 1 % | 915,25 |
| 0.1 FOB ARA | €/MT | 691,90 | - 7 % | - | 665,62 | 683,17 | + 2 % | - 1 % | - |
| CARBONE | \$/MT | 81,69 | - 12 % | 98,17 | 88,32 | 84,24 | + 1 % | - 7 % | 81,38 |
| ARA Stm 6000K | €/MT | 61,50 | - 15 % | - | 65,75 | 61,49 | + 0 % | - 9 % | - |
| CAMBIO \$/€ | USD/EUR | 1,33 | + 3 % | - | 1,34 | 1,37 | + 2 % | + 4 % | 1,35 |

Fonte: Thomson-Reuters

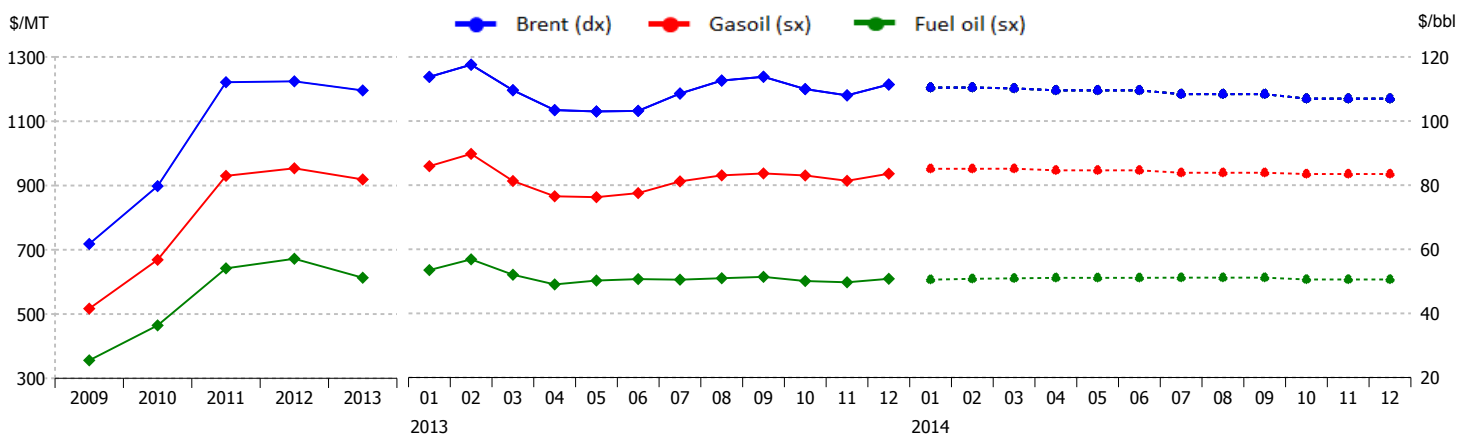
(continua)

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



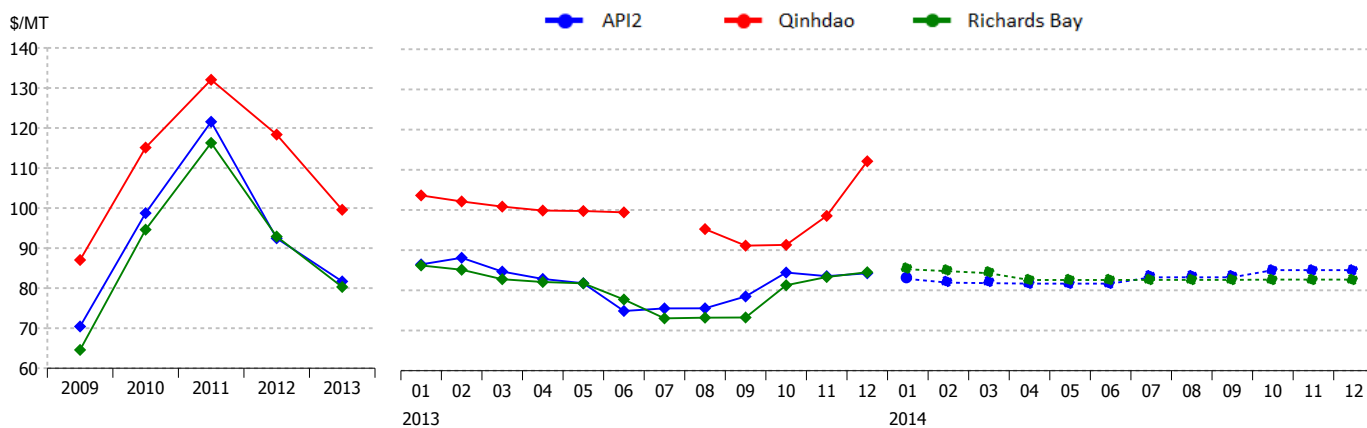
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

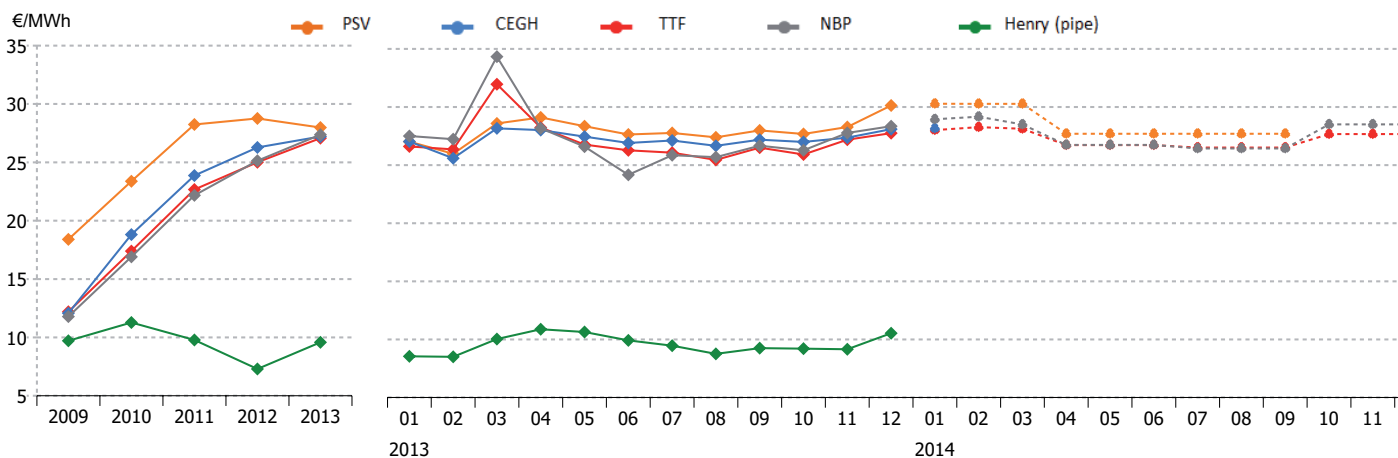
(continua)

In controtendenza rispetto alle dinamiche finora osservate appaiono gli andamenti rilevati sui principali hub europei del gas, che consolidano tutti la pluriennale fase di crescita, arrivando a superare i 27 €/MWh (+4/+9%). Sfugge a questo trend generalizzato il PSV italiano che, dopo tre anni di incessante crescita, ripiega attorno a 28 €/MWh (-3%), favorendo una diminuzione del differenziale con gli altri riferimenti continentali a 1 €/MWh circa, valore più basso dall'istituzione del Punto di

Scambio Virtuale. L'andamento nei mesi del prezzo italiano risulta sostanzialmente allineato a quello degli altri hub, con le sole eccezioni di febbraio, quando il PSV registra incrementi decisamente meno marcati del resto d'Europa, e dicembre, mese nel quale in Italia le quotazioni si fessano a 30,13 €/MWh, massimo annuo, nonché livello più elevato dal febbraio dell'anno precedente.

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

| Quotazioni annuali (€/MWh) | | | | | | Quotazioni mensili (€/MWh) | | | |
|----------------------------|------|-------|-------------|-------------------------|---------------|----------------------------|-------------|--------------|-------------------------|
| GAS | Area | 2013 | Var Y-1 (%) | ultima quot. future Y-1 | Calendar 2014 | Dicembre 13 | Var M-1 (%) | Var M-12 (%) | ultima quot. future M-1 |
| PSV | IT | 27,98 | - 3 % | - | - | 30,13 | + 7 % | + 7 % | 31,20 |
| TTF | NL | 27,07 | + 8 % | 26,98 | 26,46 | 27,75 | + 2 % | + 1 % | 28,15 |
| CEGH | AT | 27,21 | + 4 % | - | - | 28,09 | + 3 % | + 3 % | 28,50 |
| NBP | UK | 27,37 | + 9 % | 27,53 | 27,04 | 28,34 | + 2 % | + 2 % | 29,23 |
| Henry (pipe) | US | 9,58 | + 31 % | - | - | 10,54 | + 15 % | + 21 % | - |



Fonte: Thomson-Reuters

I principali mercati elettrici spot europei sembrano assorbire gli effetti della contrazione generalizzata che nel 2013 ha interessato i prezzi di greggio e carbone, mostrando un decremento generalizzato compreso tra il 6% e il 13%. Anche il prezzo italiano, pur confermandosi al di sopra degli altri analizzati, si mostra in calo, riflettendo la contemporanea riduzione registrata all'hub nazionale del gas – combustibile di riferimento per il parco di generazione – e quella del valore dei prodotti petroliferi.

In particolare, il riferimento italiano si spinge al livello minimo dal 2005 (62,99 €/MWh, -17%), in virtù della prima inversione di tendenza dal 2009, mentre nell'area franco-tedesca, si rafforza l'andamento al ribasso intrapreso nel 2011 con prezzi che si attestano a 43,24 €/MWh in Francia (-8%) e a 37,78 €/MWh

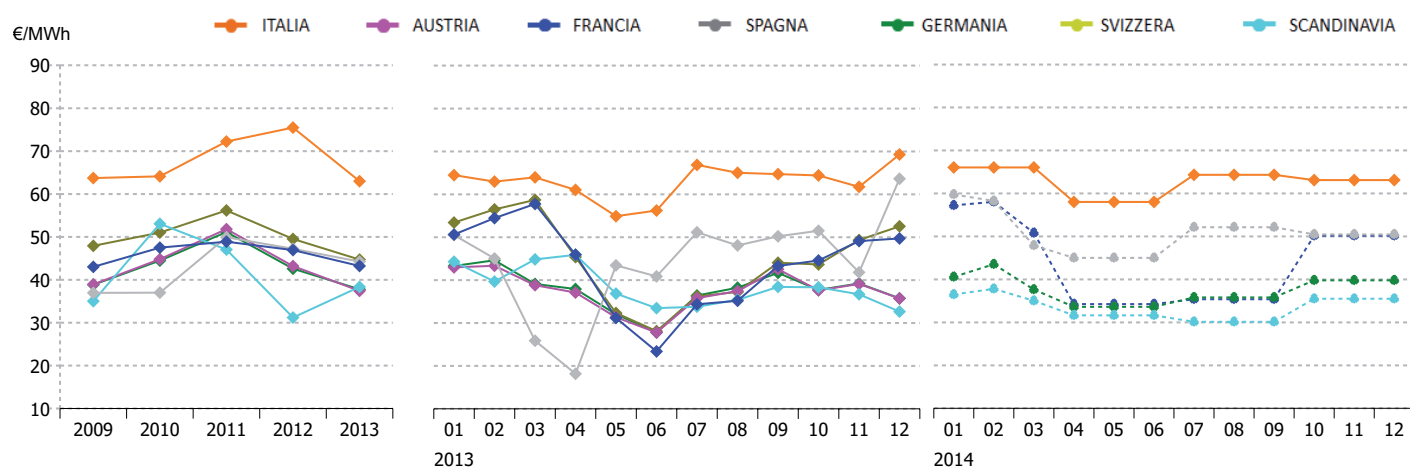
in Germania (-11%), dando luogo a un differenziale di oltre 1 €/MWh superiore all'omologo realizzato nel 2012. Segnali di minima ripresa si manifestano a dicembre, quando i prezzi raggiungono il loro massimo annuo in Italia (69,28 €/MWh), in corrispondenza anche del picco toccato dalla quotazione del gas nazionale, e il valore più elevato dal novembre del 2008 in Spagna (63,64 €/MWh). In ottica prospettica, i mercati a termine, lontani dal prevedere i sostenuti ribassi registrati nel 2013, mantengono una posizione piuttosto conservativa, riproponendo per il 2014 i profili mensili di prezzo osservati nell'anno appena concluso, nonché lo stagionale disallineamento tra le quotazioni francese e tedesca nei trimestri iniziale e finale dell'anno.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

| Quotazioni annuali (€/MWh) | | | | | Quotazioni mensili (€/MWh) | | | |
|----------------------------|-------|-------------|-------------------------|---------------|----------------------------|-------------|--------------|-------------------------|
| Area | 2013 | Var Y-1 (%) | ultima quot. future Y-1 | Calendar 2014 | Dicembre 13 | Var M-1 (%) | Var M-12 (%) | ultima quot. future M-1 |
| ITALIA | 62,99 | - 17 % | 69,25 | 62,73 | 69,28 | + 12 % | + 3 % | - |
| FRANCIA | 43,24 | - 8 % | 47,79 | 43,38 | 49,71 | + 1 % | + 18 % | 53,50 |
| GERMANIA | 37,78 | - 11 % | 45,31 | 39,22 | 35,75 | - 9 % | + 1 % | 36,89 |
| SPAGNA | 44,26 | - 6 % | 55,10 | 49,61 | 63,64 | + 52 % | + 52 % | - |
| AREA SCANDINAVA | 38,35 | + 23 % | 37,55 | 36,25 | 32,66 | - 11 % | - 24 % | 37,95 |
| AUSTRIA | 37,43 | - 13 % | - | - | 35,73 | - 9 % | - 12 % | - |
| SVIZZERA | 44,73 | - 10 % | - | - | 52,55 | + 7 % | + 17 % | - |



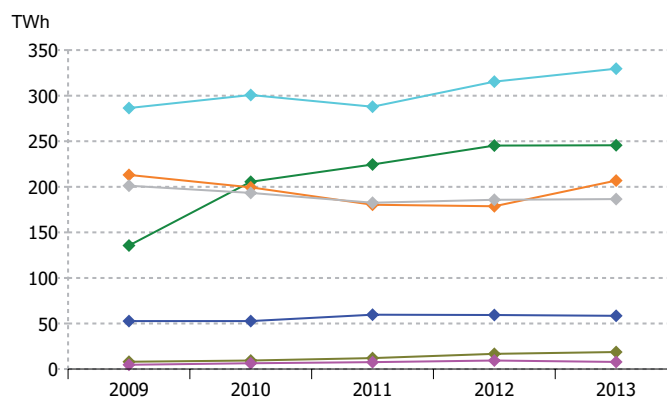
Infine, in termini di volumi negoziati sulle borse spot, a fronte di variazioni modeste o nulle osservate sui mercati tradizionalmente più grandi (Nordpool: 329,6 TWh; Epex: 304,1 TWh), emerge l'inversione di tendenza rilevata in Italia,

dove dopo un quadriennio di compressione degli scambi, la borsa chiude con un bilancio di 206,9 TWh, tornando al livello più alto dal 2009 in virtù di una crescita su base annua del 16%.

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

Fonte: Thomson-Reuters

| Volumi a pronti (TWh) | | | |
|-----------------------|-------|-------------|-------------|
| Area | 2013 | Var Y-1 (%) | Dicembre 13 |
| ITALIA | 206,9 | + 16 % | 15,5 |
| FRANCIA | 58,5 | - 1 % | 5,4 |
| GERMANIA | 245,6 | + 0 % | 22,2 |
| SPAGNA | 186,6 | + 0 % | 16,9 |
| AREA SCANDINAVA | 329,6 | + 4 % | 31,5 |
| AUSTRIA | 7,8 | - 17 % | 0,5 |
| SVIZZERA | 18,7 | + 12 % | 1,5 |



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel 2013, il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica registra, rispetto allo scorso anno, un aumento dei volumi sulla piattaforma di mercato, con una quantità di titoli scambiati pari a 2.814.805 (2.534.930 TEE nel 2012).

Di seguito la tabella riassuntiva del 2013.

| | Tipo I | Tipo II | Tipo II-CAR | Tipo III | Tipo V |
|--------------------------|---------------|----------------|--------------|---------------|-----------|
| Volumi scambiati Mercato | 946.824,00 | 1.306.921,00 | 44.432,00 | 516.494,00 | 134,00 |
| Controvalore (€) | 99.339.514,54 | 135.753.396,93 | 4.860.101,16 | 54.926.662,60 | 13.344,00 |
| Prezzo minimo (€/CV) | 87,80 | 87,81 | 97,01 | 87,80 | 98,00 |
| Prezzo massimo (€/CV) | 116,00 | 115,50 | 115,00 | 115,50 | 100,00 |
| Prezzo medio (€/CV) | 104,92 | 103,87 | 109,38 | 106,35 | 99,58 |

L'andamento in crescita dei volumi e dei prezzi sul mercato ha raggiunto il massimo livello nel mese di maggio, periodo di scadenza, fissato dai Decreti Ministeriali 20 luglio 2004 e dal Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007, per l'adempimento dell'obbligo dei distributori di energia relativo al raggiungimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico, con un numero di TEE scambiati pari a 596.218 TEE, a causa probabilmente, della percezione di scarsità dei titoli, avvertita dagli operatori prima della scadenza dell'onere di consegna dei TEE.

In particolare, livello dei prezzi medi ha rilevato un trend positivo nel primo semestre (88,99 €/TEE il prezzo medio dei TEE di Tipo III nella prima sessione del 2013) sino al mese di maggio (114,44 €/TEE dei Titoli di Tipo III nel mese di scadenza dell'adempimento degli obblighi) per poi scendere nel mese

successivo intorno ai livelli del rimborso tariffario pari a 86,98 €/TEE e proseguire la ripresa fino alla fine dell'anno.

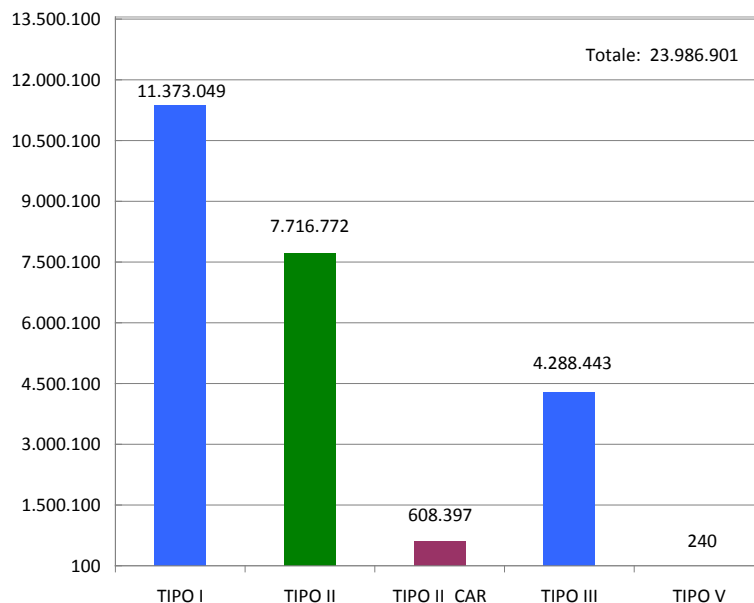
La nuova crescita dei prezzi nella seconda parte dell'anno testimonia come ancora gli operatori percepiscano una carenza di titoli rispetto alla quantità necessaria per rispettare gli obblighi. Nelle sessioni di dicembre, infatti, i prezzi hanno raggiunto il livello di circa 106 €/TEE.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 6.757.181 TEE di cui, 1.642.723 di Tipo I, 2.944.571 di Tipo II, 608.397 di Tipo II CAR e 1.561.250 di Tipo III, 240 di Tipo V.

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pertanto pari a 23.986.901, di cui 11.373.049 di Tipo I, 7.716.772 di Tipo II, 608.397 di Tipo II CAR, 4.288.443 di Tipo III, 240 di Tipo V.

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine dicembre 2013 (dato cumulato)

Fonte: GME



(continua)

Nel mese di dicembre, nel consueto confronto con il mese precedente, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 298.927 TEE, in aumento rispetto ai 284.585 TEE scambiati ad novembre.

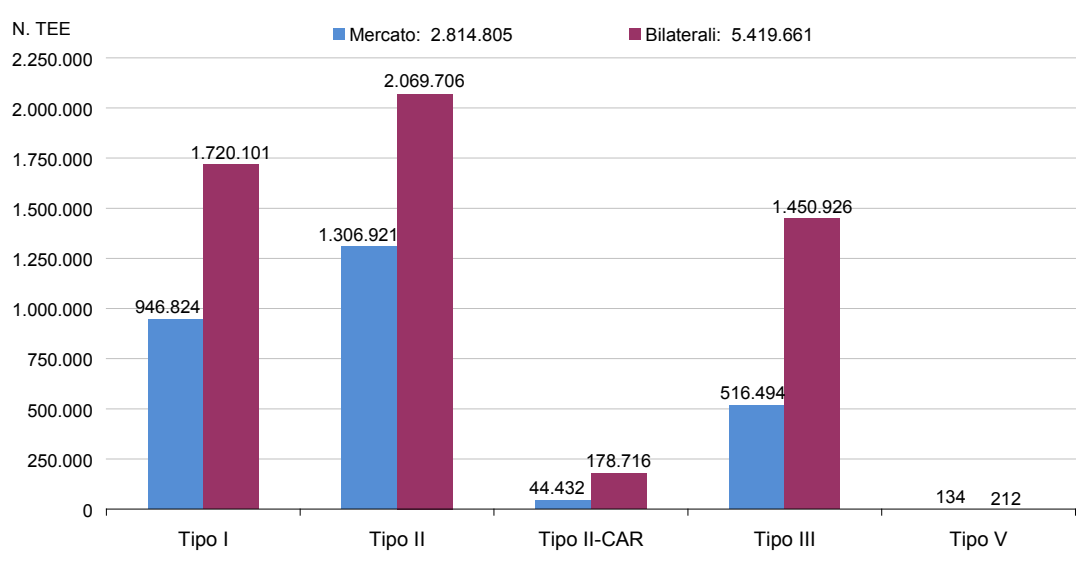
TEE, risultati del mercato del GME - dicembre 2013 Fonte: GME

| | Tipo I | Tipo II | Tipo II-CAR | Tipo III |
|--------------------------|--------------|---------------|-------------|--------------|
| Volumi scambiati (n.TEE) | 88.844 | 130.627 | 3.318 | 76.138 |
| Valore Totale (€) | 9.421.704,66 | 13.856.134,53 | 352.003,69 | 8.074.663,25 |
| Prezzo minimo (€/TEE) | 105,60 | 104,61 | 105,99 | 105,70 |
| Prezzo massimo (€/TEE) | 106,41 | 106,50 | 106,20 | 106,30 |
| Prezzo medio (€/TEE) | 106,05 | 106,07 | 106,09 | 106,05 |

Dei 298.927 TEE sono stati scambiati 88.844 di Tipo I e 130.627 di Tipo II, 3.318 di Tipo II-CAR e 76.138 di tipo III. Si sottolinea, un andamento dei prezzi medi in aumento rispetto a quelli del mese precedente (2,12 % per la Tipologia I, 2,52 % per la Tipologia II e 2,29 % per la Tipologia II-CAR e 2,11 % per la tipologia III).

Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 106,05 € (rispetto a 103,85 € di novembre), i titoli di Tipo II ad una media di 106,07 € (rispetto a € 103,47 di novembre) e i titoli di Tipo II-CAR ad una media di 106,09 € (rispetto a 103,71 € di novembre), i titoli di Tipo III ad una media 106,05 € (rispetto a 103,86 € di novembre).

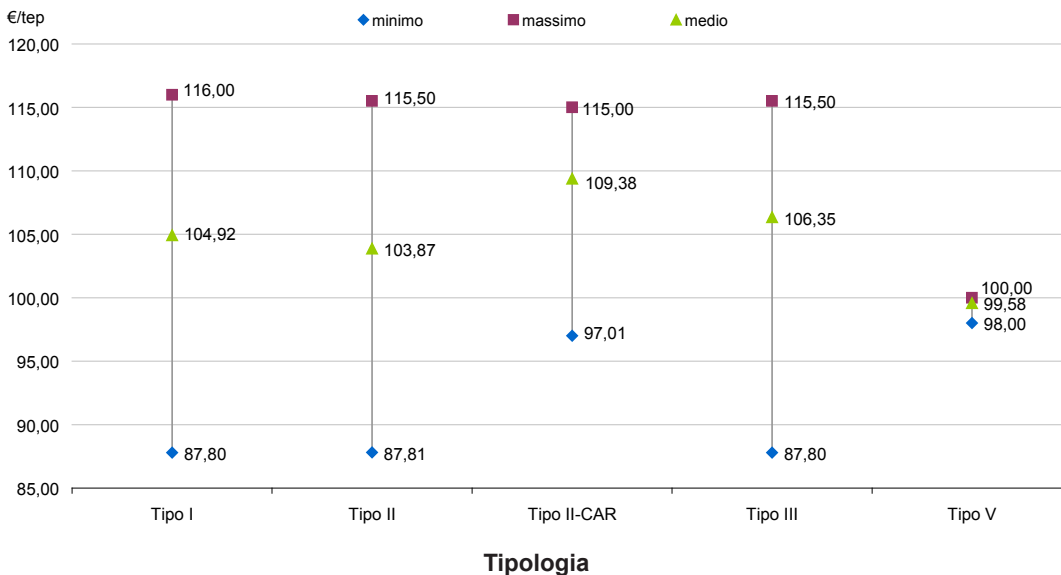
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013 al 31 dicembre 2013 Fonte: GME



(continua)

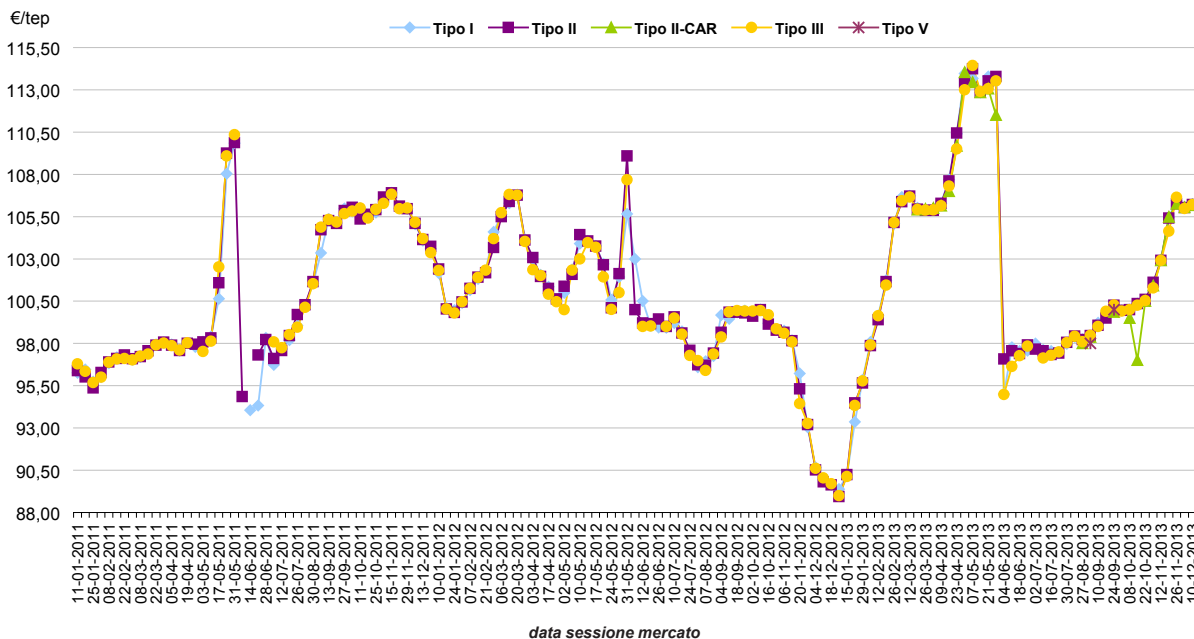
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a dicembre 2013)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a novembre 2013)

Fonte: GME



Sul mercato dei bilaterali dei TEE sono stati scambiati, nel 2013, 5.419.661 titoli, in aumento rispetto al 2012 (5.081.513 TEE lo scorso anno). Il prezzo medio rilevato sulla piattaforma è stato pari a 98,06 €/tep (88,67 €/tep nel 2012) inferiore rispetto a quella registrata sul mercato, 104,76 €/tep (101,32 €/tep).

Nel corso del mese di dicembre 2013 sono stati scambiati

671.012 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

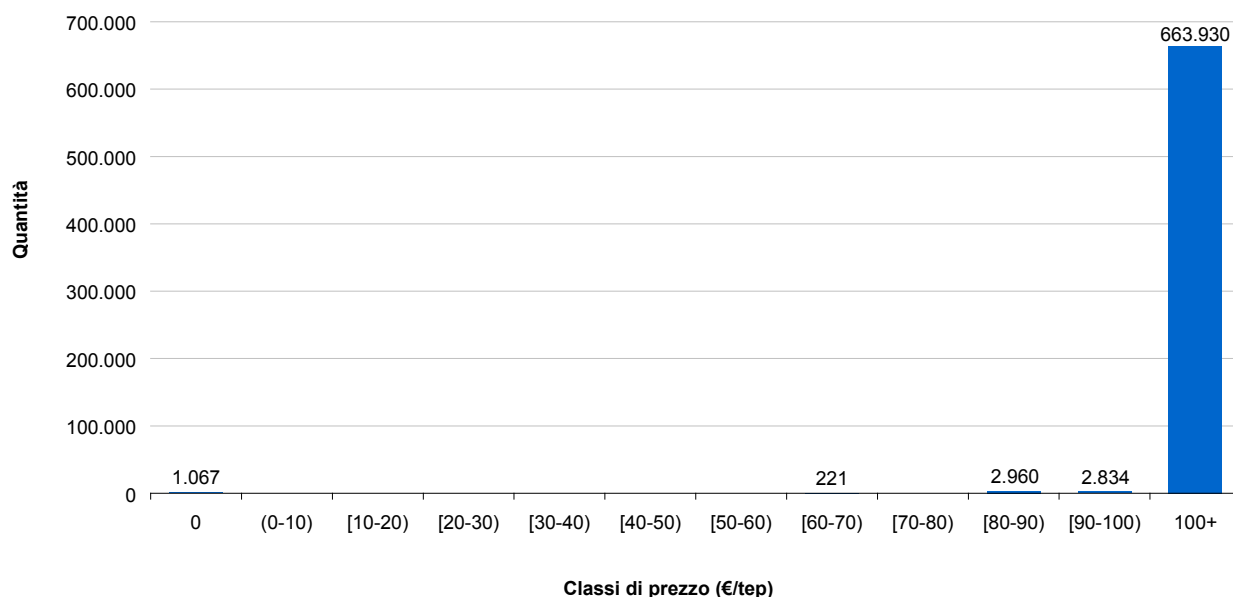
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 105,33 €/tep (84,66 €/tep lo scorso anno a dicembre), minore di 0,73 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 106,06€/tep (90,07 €/tep a dicembre 2012).

(continua)

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

TEE scambiati per classi di prezzo - dicembre 2013

Fonte: GME



Infine, di seguito è indicata la tabella generale relativa al 2013.

| | Tipo I | Tipo II | Tipo II-CAR | Tipo III | Tipo V |
|-----------------------------|------------|-------------|-------------|------------|--------|
| Volumi scambiati Mercato | 946.824 | 1.306.921 | 44.432 | 516.494 | 134 |
| Prezzo minimo (€/CV) | 87,80 | 87,81 | 97,01 | 87,80 | 98,00 |
| Prezzo massimo (€/CV) | 116,00 | 115,50 | 115,00 | 115,50 | 100,00 |
| Prezzo medio (€/CV) | 104,92 | 103,87 | 109,38 | 106,35 | 99,58 |
| Controvalore Mercato (€) | 99.339.515 | 135.753.397 | 4.860.101 | 54.926.663 | 13.344 |
| Volumi scambiati Bilaterali | 1.720.101 | 2.069.706 | 178.716 | 1.450.926 | 212 |

Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Il Mercato dei Certificati Verdi¹, nel 2013, si è chiuso con un volume di titoli scambiati nel corso delle 48 sessioni organizzate dal GME pari a 7.566.341 CV (3.806.339 CV scambiati nel 2012) con un controvalore pari a circa 633, 5 milioni di euro (circa 289 milioni di euro nel 2012).

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

Di seguito la tabella riassuntiva del 2013:

| | 2010 | 2010_TRL | 2011 | 2011_TRL | 2012 | 2012_TRL | I Trim 2013 | II Trim 2013 | III Trim 2013 | IV Trim 2013 |
|----------------------------|---------|----------|-----------|----------|-------------|-----------|-------------|--------------|---------------|--------------|
| Volumi CV scambiati (n.CV) | 4.975 | 10.241 | 83.555 | 3.440 | 3.563.369 | 94.005 | 1.508.041 | 1.446.505 | 763.813 | 88.397 |
| Valore Totale (€) | 396.697 | 814.951 | 6.905.903 | 281.285 | 289.509.028 | 7.808.187 | 130.936.508 | 124.044.400 | 65.312.826 | 7.495.934 |
| Prezzo minimo (€/CV) | 79,50 | 77,50 | 78,00 | 76,50 | 76,01 | 81,25 | 83,50 | 83,00 | 77,80 | 84,00 |
| Prezzo massimo (€/CV) | 80,25 | 80,10 | 86,25 | 85,00 | 85,90 | 85,00 | 88,60 | 88,36 | 87,75 | 87,50 |
| Prezzo medio (€/CV) | 79,74 | 79,58 | 82,65 | 81,77 | 81,25 | 83,06 | 86,83 | 85,75 | 85,51 | 84,80 |

Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati nelle sessioni di mercato è stato pari a 83,73 €/MWh (76,13 €/MWh nel 2013).

I CV con anno di riferimento 2012 hanno rappresentato il 47,10 % del totale dei certificati negoziati, seguiti dai CV con anno di riferimento 2013 I Trim, con il 19,93 % (65,06 % i CV 2012 e 30,89 % i CV 2011, le percentuali dei CV maggiormente scambiati l'anno precedente).

Sul mercato dei bilaterali le transazioni registrate nel corso del 2013 hanno interessato 37.246.526 CV, in aumento rispetto ai 28.524.298 CV del 2012.

Complessivamente, nel corso del 2013, il totale dei CV scambiati sia sul mercato che bilateralmente sono stati pari a 44.812.867 CV rispetto ai 32.330.637 CV negoziati nel 2012 (+38,61%).

Per ciò che riguarda le transazioni del mese di dicembre 2013, i volumi scambiati sono stati pari a 1.097.537 CV, in diminuzione rispetto ai 1.358.338 CV negoziati nel mese di novembre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV con anno di riferimento 2013 I Trim con un volume pari a 434.887 (contro i 305.028 CV I Trim di novembre) e dei CV con anno di riferimento 2013 II Trim con una quantità presente sul mercato, pari a 260.763 (454.230 CV 2013 II Trim scambiati il mese scorso).

Seguono i CV 2013 III Trim con un numero di certificati scambiati pari a 213.471 (279.590 CV 2013 III Trim la quantità presente sul mercato il mese scorso), i CV 2012 con un volume pari a 93.662 (289.415 CV 2012 i titoli quotati nel mese di novembre), i CV 2013 IV Trim con 88.397 titoli scambiati, non presenti lo scorso mese sulla piattaforma CV, e infine i CV 2011 con 6.357 transazioni (27.639 CV 2011 scambiati a novembre).

Per quanto riguarda i prezzi medi registrati sul mercato dei CV nel 2013, è stato osservato un trend in aumento da 76,01 €/MWh dei CV 2011 TRL fino a 85 €/MWh dei CV 2013 I Trim.

In particolare, si evidenzia un positivo andamento in crescita dei prezzi medi per i CV con emissione trimestrale rispetto ai CV di emissione annuale.

Nei mesi a confronto i CV 2011, i CV 2012 e i CV 2013 II Trim, hanno fatto registrare un prezzo medio pari rispettivamente a 84,74 €/MWh, 86,52 €/MWh, 84,57 €/MWh, con un aumento rispetto al mese di novembre di 0,39 €/MWh, 0,31 €/MWh e 0,30 €/MWh, mentre i CV_2013 III Trim e i CV 2013 I Trim hanno segnato una diminuzione del prezzo medio di 0,42 €/MWh e di 0,35 €/MWh, con un prezzo medio registrato rispettivamente pari a 86,24 €/MWh e 87,79 €/MWh.

Per quanto riguarda i CV 2013 IV Trim il prezzo medio ponderato è stato pari a 84,80 €/MWh.

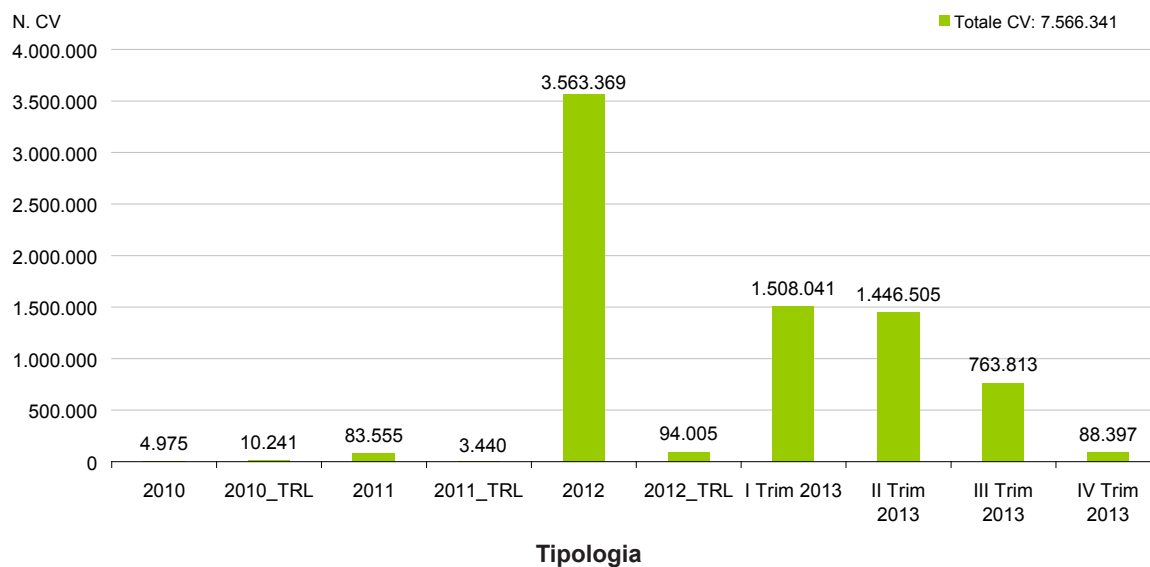
Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni relative al mese di dicembre 2013:

| | Periodo di riferimento | | | | | |
|-------------------------|------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| | 2011 | 2012 | I Trim 2013 | II Trim 2013 | III Trim 2013 | IV Trim 2013 |
| Volumi scambiati (n.CV) | 6.357 | 93.662 | 434.887 | 260.763 | 213.471 | 88.397 |
| Valore Totale (€) | 538.690,40 | 7.920.834,75 | 38.177.462,51 | 22.561.516,95 | 18.408.833,15 | 7.495.933,99 |
| Prezzo minimo (€/CV) | 83,00 | 84,30 | 87,00 | 85,65 | 85,20 | 84,00 |
| Prezzo massimo (€/CV) | 85,00 | 85,90 | 88,15 | 87,80 | 87,20 | 87,50 |
| Prezzo medio (€/CV) | 84,74 | 84,57 | 87,79 | 86,52 | 86,24 | 84,80 |

(continua)

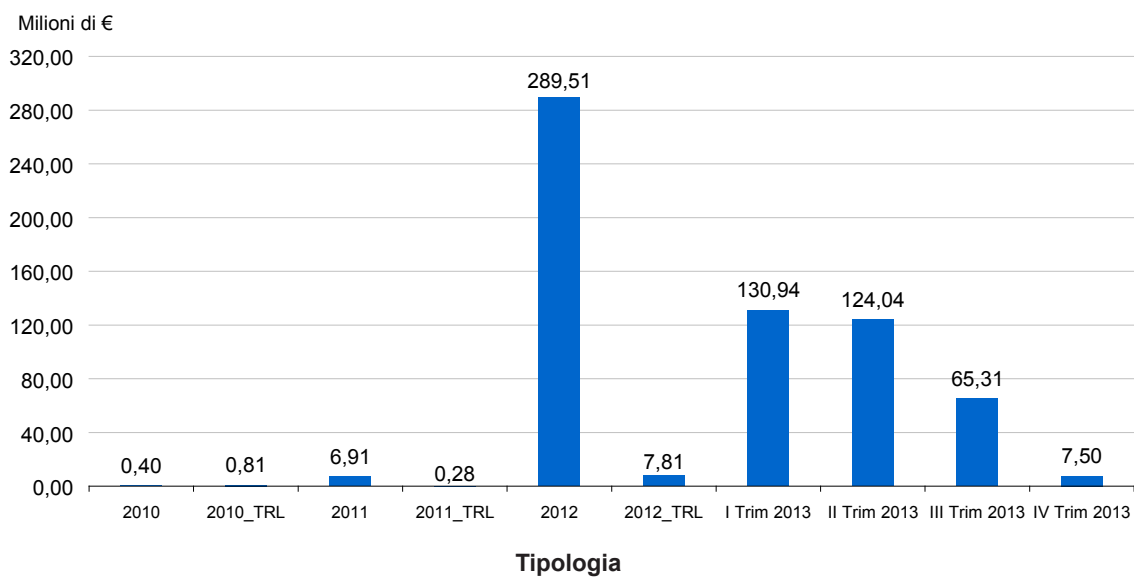
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a dicembre 2013)

Fonte: GME



CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

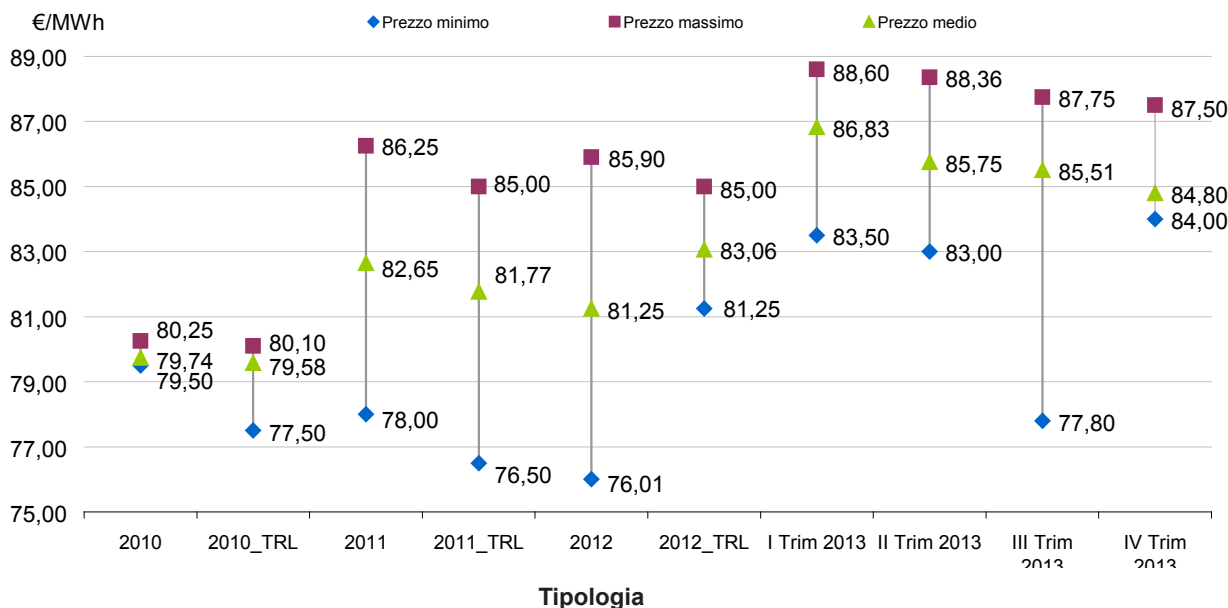
Fonte: GME



(continua)

CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME

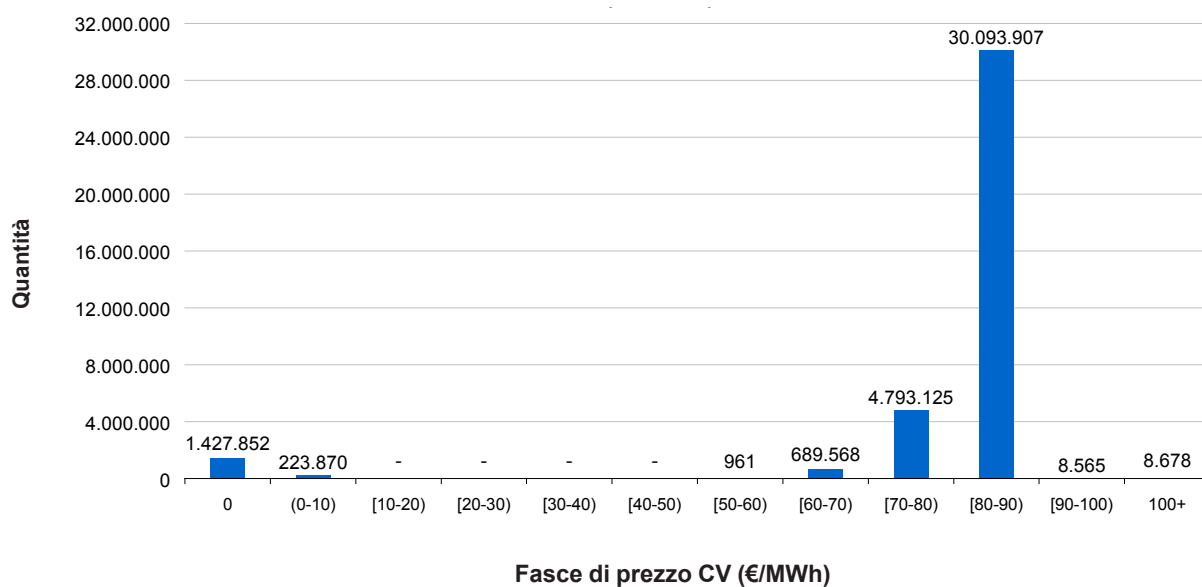


Nel corso del 2013 sono stati scambiati 37.246.526 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (28.524.298 CV l'anno precedente).

Nel grafico sottostante vengono evidenziate i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo nel 2013:

CV scambiati per fasce di prezzo - anno 2013

Fonte: GME



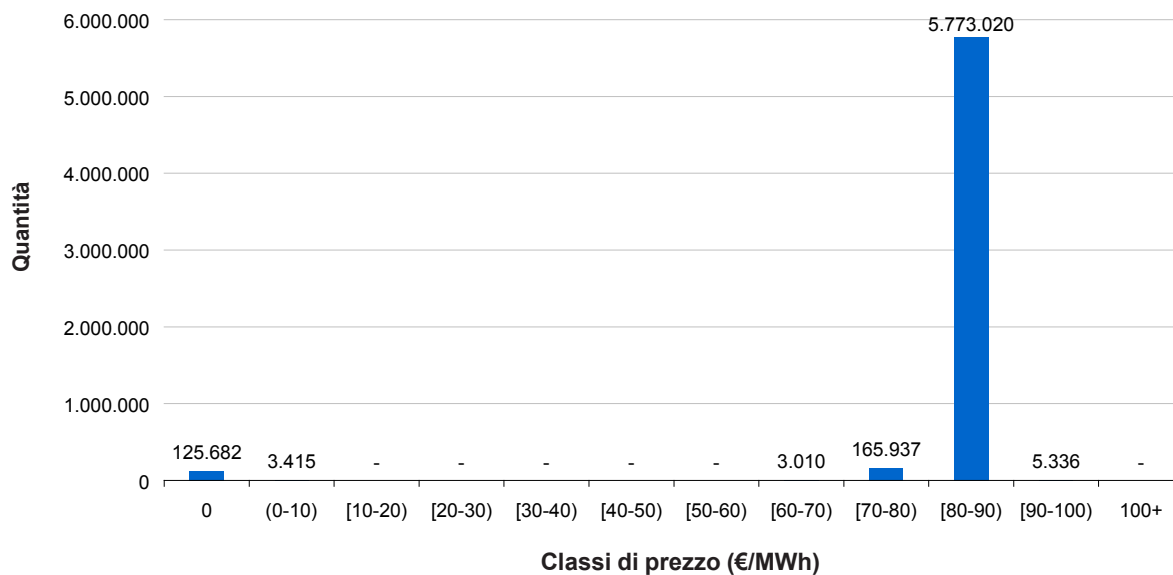
(continua)

La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel 2013, è stata pari a 78,52 €/MWh (74,84 €/MWh lo scorso anno) maggiore di 3,68 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato, pari a 83,73 €/MWh (76,13 €/MWh nel 2012).

Nel corso del mese di dicembre 2013 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 6.076.400 (3.245.367 CV il mese scorso) delle varie tipologie.

CV scambiati per fasce di prezzo - dicembre 2013

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di dicembre, è stata pari a 84,91 €/MWh,

minore di 1,74 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (86,65 €/MWh).

Mercato delle garanzie d'origine

A cura del GME

■ Il 2013 ha rappresentato l'anno di transizione delle CO-Fer (Certificazioni di Origine per Impianti alimentati da Fonti di Energia Rinnovabile) istituite in base al Decreto del Ministero dello sviluppo economico 31 luglio 2009, successivamente denominate GO (Garanzie di Origine) come recepito in base all'art. 31 comma 1 del DM 6 luglio 2012.

Nei primi tre mesi del 2013, sono state effettuate quattro sessioni di mercato COFER (1.160.402 COFER scambiati in totale, che si aggiungono alle sei sedute svolte nell'anno 2012 con 472.602 certificazioni scambiate) e due sessioni d'asta da parte del GSE (1.000 COFER assegnate nel 2013 su 43.726.627 COFER offerte in totale, che si sommano alle 1.417.454 COFER assegnate nelle tre sessioni del 2012).

Il 29 marzo 2013, con riferimento al passaggio dal sistema di certificazione CO-Fer al sistema delle Garanzie di Origine (GO), il Gestore dei Mercati Energetici (Gme) ha reso nota la sospensione di tutte le negoziazioni dei titoli COFER sulle piattaforme gestite dal Gme (a partire dal 31 marzo), al fine di consentire al Gestore dei Servizi Energetici (Gse) lo svolgimento delle attività necessarie al compimento della modifica, in attuazione delle previsioni di cui all'art. 31 comma 1 del DM 6 luglio 2012.

Successivamente, a partire dal mese di settembre sono state svolte quattro sessioni di mercato GO e due sessioni d'asta GO del GSE.

Mercato COFER

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato COFER nel 2013:

| | Altro | Eolico | Geotermoelettrico | Idroelettrico | Solare |
|------------------------|---------|---------|-------------------|---------------|---------|
| Volumi scambiati (MWh) | 340.527 | 488.514 | 1 | 181.581 | 149.779 |
| Valore Totale (€) | 14.087 | 22.830 | 0 | 6.923 | 6.081 |
| Prezzo minimo (€/MWh) | 0,02 | 0,02 | 0,08 | 0,02 | 0,02 |
| Prezzo massimo (€/MWh) | 0,09 | 0,10 | 0,08 | 0,08 | 0,09 |
| Prezzo medio (€/MWh) | 0,04 | 0,05 | 0,08 | 0,04 | 0,04 |

Mercato GO

Il 9 settembre 2013 in attuazione delle previsioni di cui all'articolo 31, comma 1 del DM 6 luglio 2012, il GME in un comunicato, ha reso operative le piattaforme di scambio GO (Garanzie di Origine).

A seguito, infatti, dell'aggiornamento della normativa vigente e della pubblicazione, da parte del GSE, della "Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle garanzie di origine", il GME ha apportato modifiche ed integrazioni al Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine nonché alle Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF).

Le principali modifiche hanno contemplato il cambiamento della denominazione delle certificazioni e il periodo di produzione.

Infatti, i titoli COFER sono ora denominati "Garanzie di Origine" (GO) ed hanno validità annuale.

In riferimento al Mercato delle GO (M-GO) i nuovi book di negoziazione prevedono la distinzione delle GO, oltre che per anno e tipologia, anche per periodo di produzione come di seguito indicato:

- "GO Gennaio" relative al mese di gennaio dell'anno "y" con validità 12 mesi dal periodo di produzione;
- "GO Febbraio" relative al mese di febbraio dell'anno "y" con validità 12 mesi dal periodo di produzione;
- "GO Altri mesi" relative ai restanti mesi dell'anno "y" con validità fino al 31 marzo dell'anno "y+1".

Con riferimento alla piattaforma bilaterale delle GO (PB-GO), all'atto della registrazione delle transazioni sulla piattaforma del GME, è inoltre possibile effettuare la selezione di ulteriori campi oltre a quelli preesistenti quali, il Paese di produzione, il periodo di produzione (mese "da"... "a"), l'attributo RECS, l'eventuale sostegno alla produzione ricevuto.

Gli operatori intenzionati a scambiare le GO estere nell'ambito del mercato italiano, devono aprire un conto proprietà presso il Registro GO del GSE e trasferire su detto conto, attraverso il portale informatico "GO" del GSE, il quantitativo di GO che intendono scambiare sul mercato organizzato del GME.

Una certificazione GO è pari a 1 MWh.

Il numero totale delle GO scambiate sul mercato nel 2013 risulta pari a 178.013.

Il prezzo medio ponderato totale delle GO scambiate sul mercato nel 2013 è stato pari a 0,15 €.

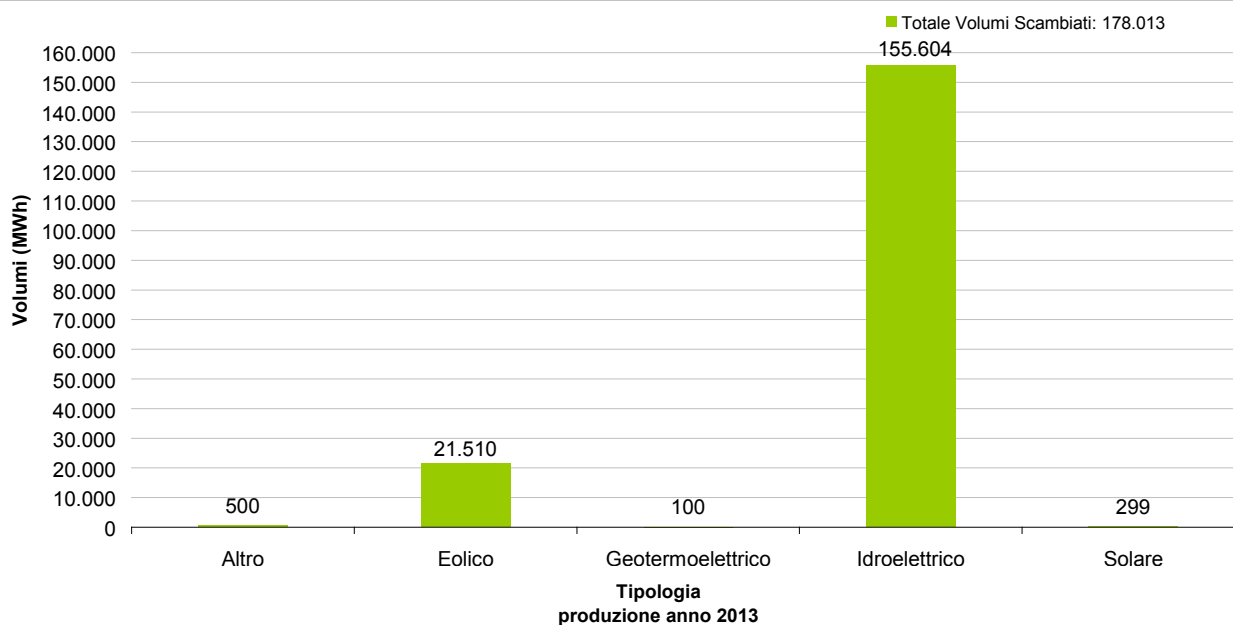
Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni GO avvenute sul mercato nel 2013:

| | Altro | Eolico | Geotermoelettrico | Idroelettrico | Solare |
|------------------------|-------|--------|-------------------|---------------|--------|
| Volumi scambiati (MWh) | 500 | 21.510 | 100 | 155.604 | 299 |
| Valore Totale (€) | 95 | 3.708 | 30 | 22.722 | 30 |
| Prezzo minimo (€/MWh) | 0,19 | 0,13 | 0,30 | 0,09 | 0,10 |
| Prezzo massimo (€/MWh) | 0,19 | 0,24 | 0,30 | 0,25 | 0,10 |
| Prezzo medio (€/MWh) | 0,19 | 0,17 | 0,30 | 0,15 | 0,10 |

I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO presente sul mercato, sono rappresentati nei seguenti grafici a blocchi.

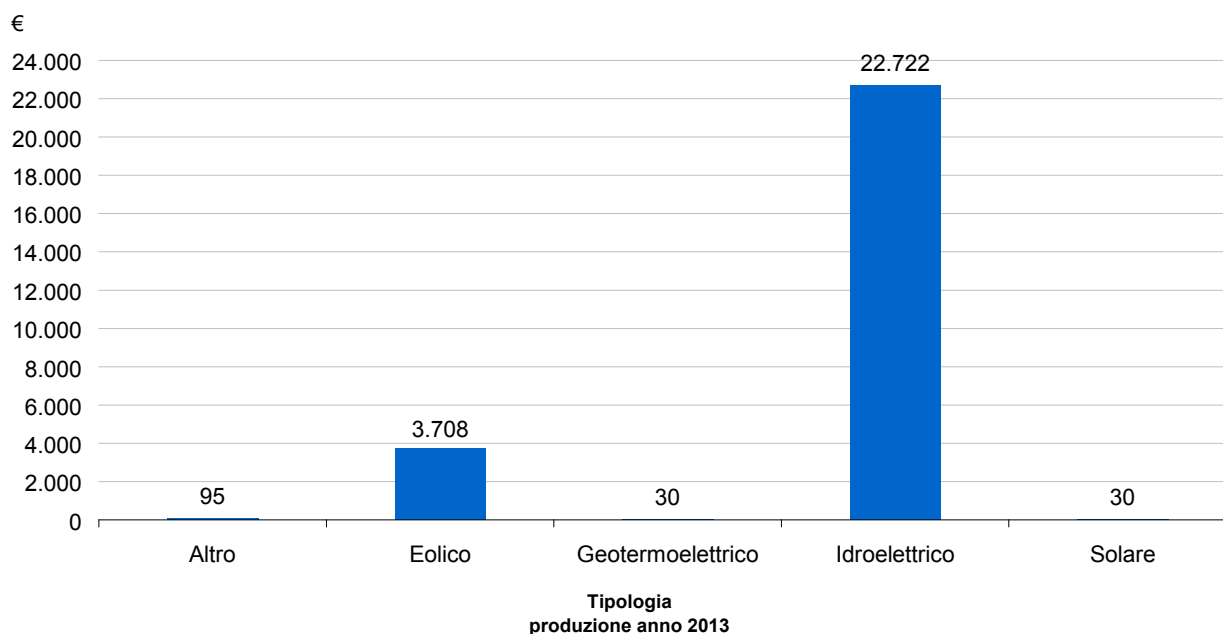
GO, volumi per tipologia (2013)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2013)

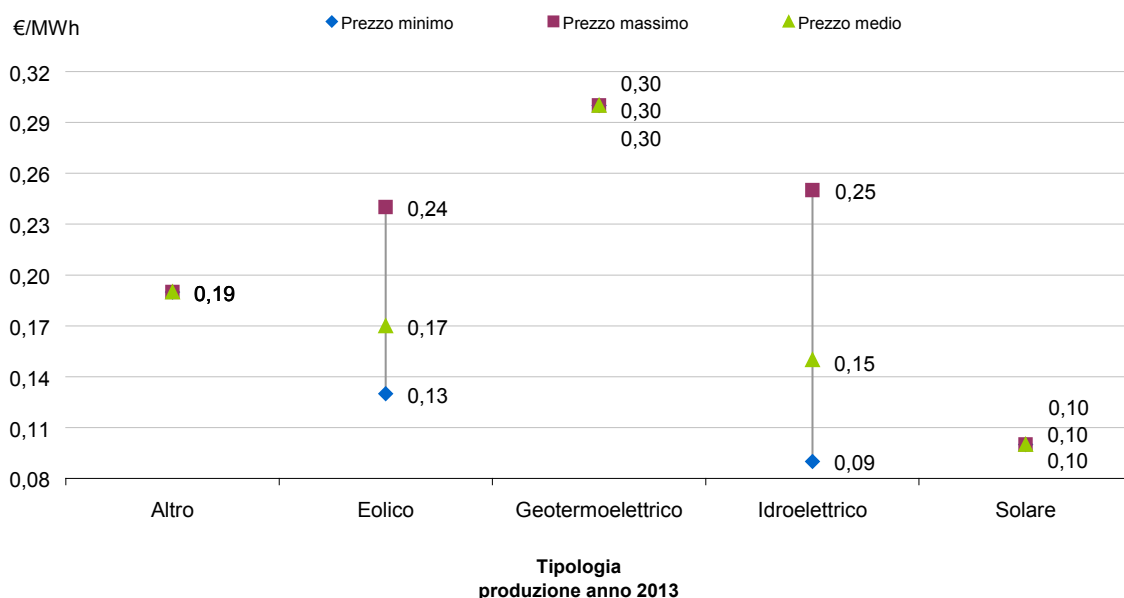
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi medi è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2013)

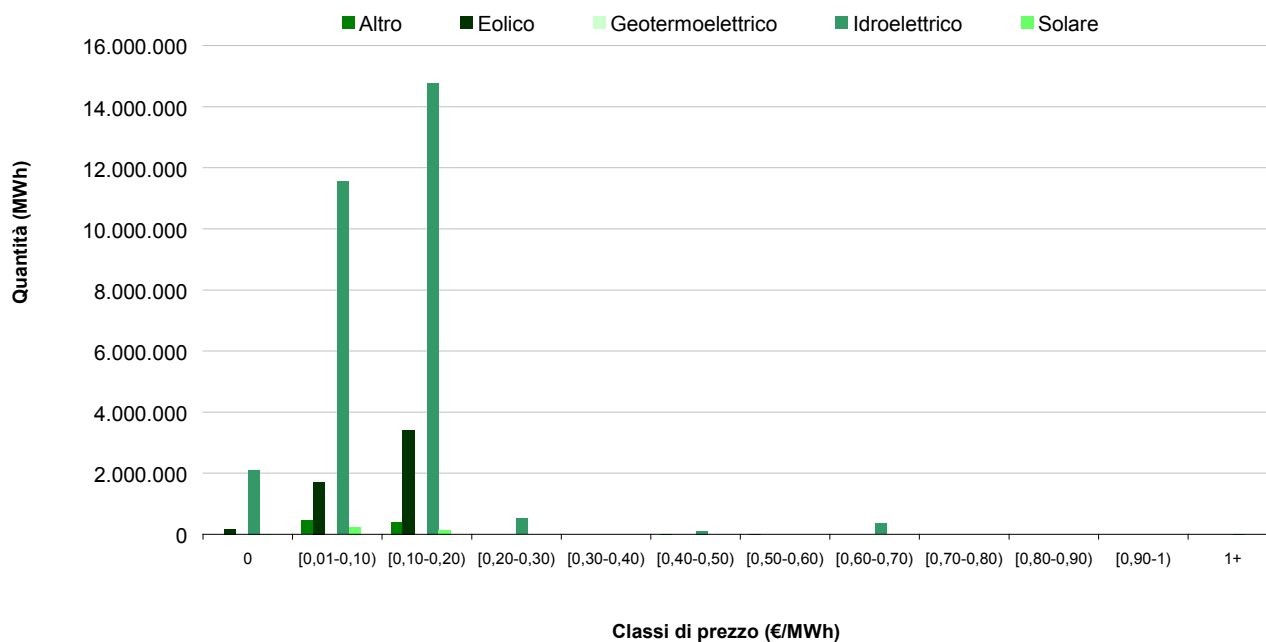
Fonte: GME



Bilaterali COFER

Nel corso del 2013 sono stati scambiati 35.976.998 COFER attraverso contratti bilaterali (1.749.807 COFER delle varie tipologie nel 2012). Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,09 €/MWh (0,18 €/MWh nel 2012), maggiore di 0,05 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato 0,04 nei primi

tre mesi del 2013 €/MWh (0,11 €/MWh nel 2012). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi delle COFER scambiate bilateralmente per ciascuna classe di prezzo nel 2013.

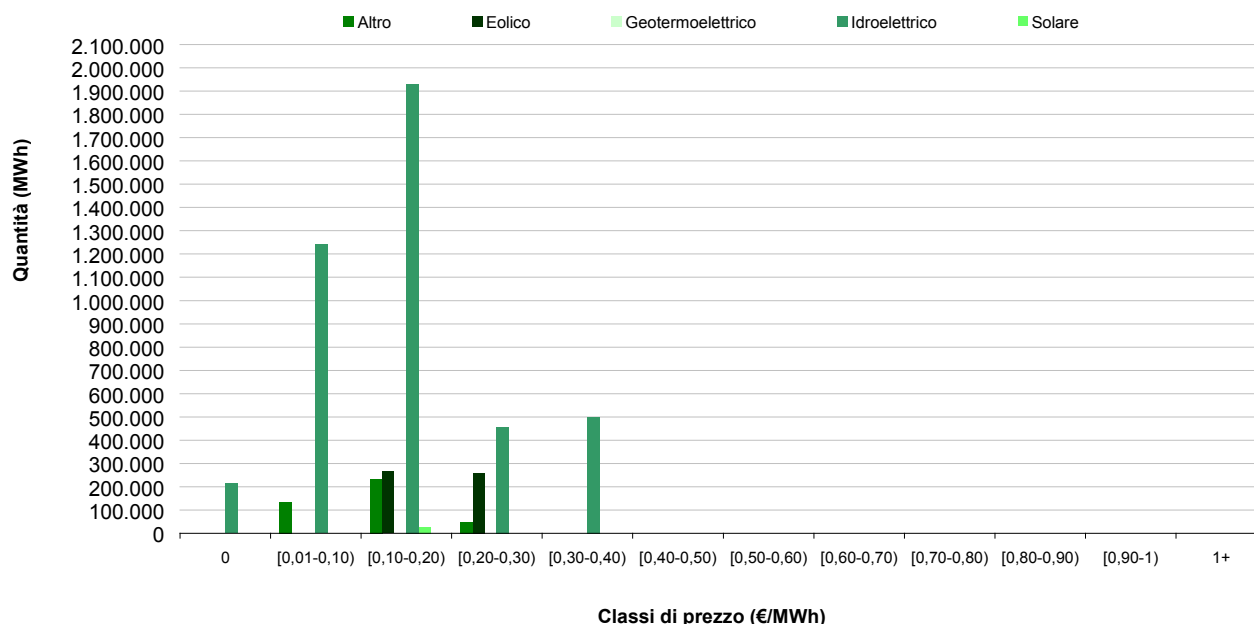


Bilaterali GO

A partire dal mese di settembre 2013 sono stati scambiati 5.312.061 GO sulla piattaforma del GME.

Il prezzo medio registrato sulla piattaforma è stato pari a 0,14 €/MWh inferiore di 0,01 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato nel 2013 (0,15€/MWh).

Di seguito la tabella relativa ai volumi per classi di prezzo relativi alle GO scambiate bilateralmente nel 2013.



Aste COFER/GO GSE

Le due sessioni d'asta COFER svolte dal GSE nel primo trimestre 2013, di cui l'ultima, effettuata il 20 marzo 2013, non ha registrato operatori partecipanti, hanno consentito l'assegnazione di 1.000 COFER sul mercato su un totale di

43.726.627 COFER offerte.

Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste COFER:

| Sessioni Aste_COFER_2013 | sessione d'asta 21 gennaio 2013 | | | | | sessione d'asta COFER 20 marzo 2013 | | | | | | |
|--------------------------|---------------------------------|-------------|------------|--------------------|-------------|-------------------------------------|------------|-------------|-------------|------------------------|--|------------|
| Anno di Riferimento | 2012 Geotermoelettrico | 2012 Eolico | 2012 Altro | 2012 idroelettrico | 2012 Solare | 2012 Idroelettrico | 2012 Altro | 2012 Solare | 2012 Eolico | 2012 Geotermoelettrico | | totale |
| quantità offerta | 1.359 | 2.945.477 | 2.924.821 | 1.829.565 | 10.233.421 | 2.607.842 | 5.974.404 | 12.692.193 | 4.516.186 | 1.359 | | 43.726.627 |
| quantità assegnata | | | | | | 1.000 | | | | | | 1.000 |
| quantità residua | 1.359 | 2.945.477 | 2.924.821 | 1.829.565 | 10.232.421 | 2.607.842 | 5.974.404 | 12.692.193 | 4.516.186 | 1.359 | | 43.725.627 |
| prezzo base d'asta | € 0,11 | € 0,11 | € 0,11 | € 0,11 | € 0,11 | € 0,06 | € 0,06 | € 0,06 | € 0,06 | € 0,06 | | |
| prezzo minimo | | | | | | € 0,12 | | | | | | |
| prezzo max | | | | | | € 0,12 | | | | | | |
| prezzo medio ponderato | | | | | | € 0,12 | | | | | | |

Nel 2013, sono state effettuate due sessioni d'asta GO da parte del GSE.

Di seguito la tabella riepilogativa delle aste GO del GSE nel 2013.

| Anno di Riferimento | q.tà | qtÀ premiata | q.tÀ res. | qtÀ rifiutata | prezzo | prezzo minimo | prezzo max | prezzo medio ponderato |
|---|-----------------|--------------|-----------------|---------------|--------|---------------|------------|------------------------|
| 2013_Altro_Febbraio | 640.293 | - | 640.293 | | 0,19 | | | |
| 2013_Eolico_AltriMesi | 3.051.902 | - | 3.051.902 | | 0,21 | | | |
| 2013_Altro_Gennaio | 702.822 | - | 702.822 | | 0,17 | | | |
| 2013_Solare_Gennaio | 576.092 | - | 576.092 | | 0,17 | | | |
| 2013_Solare_AltriMesi | 8.217.797 | - | 8.217.797 | | 0,21 | | | |
| 2013_Idroelettrico_Gennaio | 323.903 | - | 323.903 | | 0,17 | | | |
| 2013_Eolico_Febbraio | 744.203 | - | 744.203 | | 0,19 | | | |
| 2013_Idroelettrico_Febbraio | 282.743 | - | 282.743 | | 0,19 | | | |
| 2013_Solare_Febbraio | 773.506 | - | 773.506 | | 0,19 | | | |
| 2013_Altro_AltriMesi | 3.657.528 | 6.000 | 3.651.528 | | 0,21 | 0,22 | 0,25 | 0,23 |
| 2013_Idroelettrico_AltriMesi | 2.521.377 | - | 2.521.377 | | 0,21 | | | |
| 2013_Eolico_Gennaio | 943.071 | - | 943.071 | | 0,17 | | | |
| sessione d'asta GO 30 settembre 2013 | 22435237 | 6000 | 22429237 | | | | | |
| 2013_Altro_Febbraio | 654.962 | - | 654.962 | | 0,17 | | | |
| 2013_Eolico_Febbraio | 744.617 | - | 744.617 | | 0,13 | | | |
| 2013_Idroelettrico_Febbraio | 289.595 | - | 289.595 | | 0,12 | | | |
| 2013_Idroelettrico_Gennaio | 331.270 | - | 331.270 | | 0,1 | | | |
| 2013_Altro_AltriMesi | 6.089.158 | - | 6.089.158 | | 0,19 | | | |
| 2013_Altro_Gennaio | 714.589 | - | 714.589 | | 0,16 | | | |
| 2013_Solare_Gennaio | 578.678 | - | 578.678 | | 0,1 | | | |
| 2013_Solare_AltriMesi | 12.679.753 | - | 12.679.753 | | 0,11 | | | |
| 2013_Idroelettrico_AltriMesi | 3.554.797 | - | 3.554.797 | | 0,16 | | | |
| 2013_Solare_Febbraio | 777.903 | - | 777.903 | | 0,1 | | | |
| 2013_Eolico_Gennaio | 943.194 | - | 943.194 | | 0,13 | | | |
| 2013_Eolico_AltriMesi | 4.060.701 | - | 4.060.701 | | 0,14 | | | |
| sessione d'asta GO 20 dicembre 2013 | 31419217 | 0 | 31419217 | | | | | |
| Totale aste GO 2013 | 53854454 | 6000 | 53848454 | | | | | |

Si segnala, per un totale di 53.854.454 GO offerte in asta dal GSE, le assegnate nella sessione del 30 settembre, sono

state 6.000 della tipologia 2013_Altro_AltriMesi ad un prezzo medio di 0,23 €.

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel 2013 secondo le prime stime di Point Carbon Reuters le Piattaforme di scambio delle Emissioni hanno gestito un volume - in aumento per il nono anno consecutivo - di 9,48 miliardi di quote (9,25 miliardi di tonnellate di CO2 nel 2012, il 22% in più del 2011).

Le EUAs scambiate nel 2013 sono state pari a 8,86 miliardi di unità (7,21 miliardi di EUAs nel 2012).

A fronte di un incremento nei volumi, dovuti, probabilmente, all'uso delle aste nella distribuzione dei permessi, l'andamento dei prezzi nei mercati delle Unità di Emissione risulta in continua decrescita dal 2011 (la diminuzione del prezzo medio dei permessi è stata pari a 11,2 €/ton del 2011 a 5,7 €/ton nel 2012 al €/tonn 4,52 nel 2013).

Il valore complessivo delle transazioni è sceso del 36% nel 2012 rispetto all'anno precedente, diminuendo ancora nel 2013 del 40% rispetto al 2012 (2,46 €/tonn il prezzo minimo toccato dal contratto di riferimento nel mese di aprile 2013).

I prezzi hanno ceduto sino a raggiungere i livelli del 2008 a causa dell'enorme offerta delle quote nel rispetto delle rigide norme vigenti del sistema ET, mentre la recessione proseguita anche durante il 2013, ha frenato la domanda.

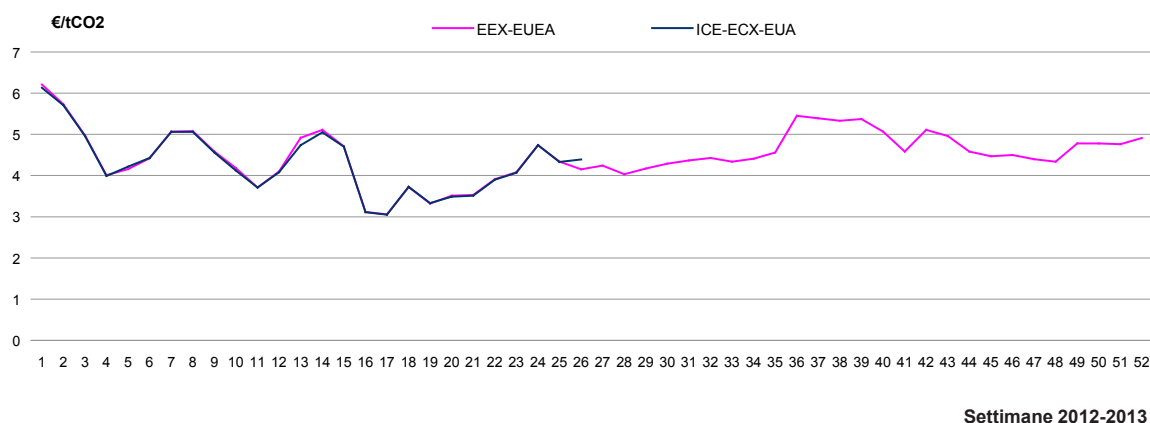
Di conseguenza il valore totale del mercato europeo è diminuito di un terzo nel 2013 rispetto all'anno precedente, scendendo a poco più di 36 miliardi di euro (49 miliardi dollari), mentre nel momento del suo apice, nel 2011, valeva 148 miliardi dollari, secondo i dati della Banca Mondiale.

Il consueto dettaglio dell'andamento dei prezzi del mese di dicembre 2013, confrontato con il mese precedente, dimostra che sono state scambiate sulle piattaforme europee 646.3 milioni di EUAs, in diminuzione del rispetto al mese precedente (779,3 milioni di EUA a novembre - fonte Point Carbon).

Il contratto spot (ICE-ECX_EUA 08-12) ha chiuso le contrattazioni sulla piattaforma di scambio ICE_ECX il 28 giugno a 4,39 €/tonn, e le rilevazioni dei prezzi settimanali hanno successivamente fatto riferimento al settlement price del contratto spot (EU Emission Allowances 2013-2020) registrato sul mercato EEX, che per il mese di dicembre ha evidenziato un andamento pari a 4,34 €/tonn a inizio mese e 4,91 €/tonn a fine mese.

EUA, mercato a pronti - settlement price settimanale (2013)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



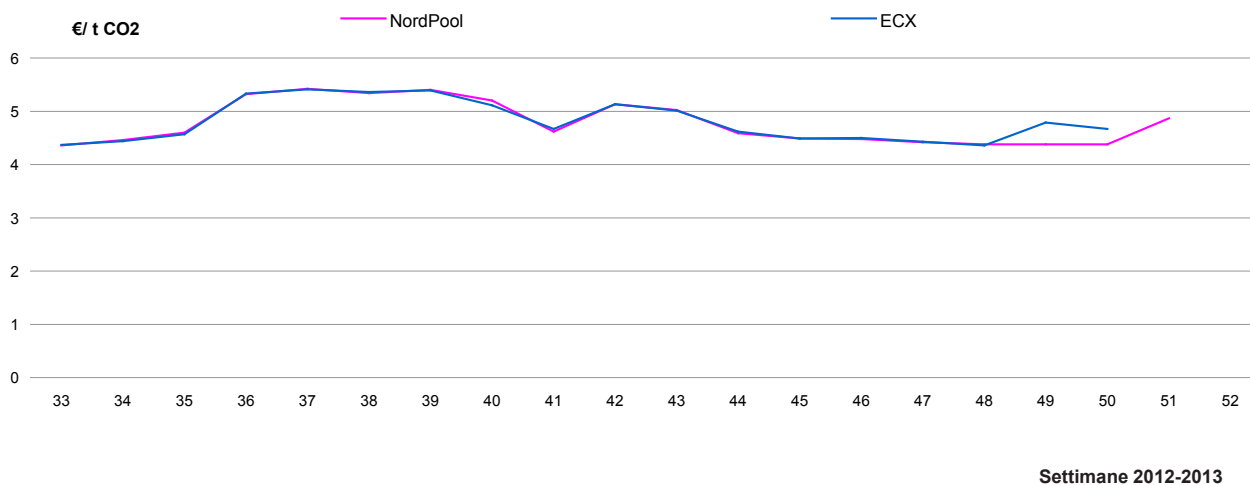
(continua)

In relazione al consueto confronto mensile dei prezzi, nel mese di dicembre si registra la scadenza del contratto future di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC_13 - monthly) il 16 dicembre, chiudendo con settlement price a 4,67 €/tonn (4,79 €/tonn la settimana precedente).

Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs sino a scadenza 2013 sui maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



IL CROLLO DELLA DOMANDA DI ENERGIA: RECESSIONE E CAMBIAMENTO DI MIX PRODUTTIVO, PER ORA POCA EFFICIENZA

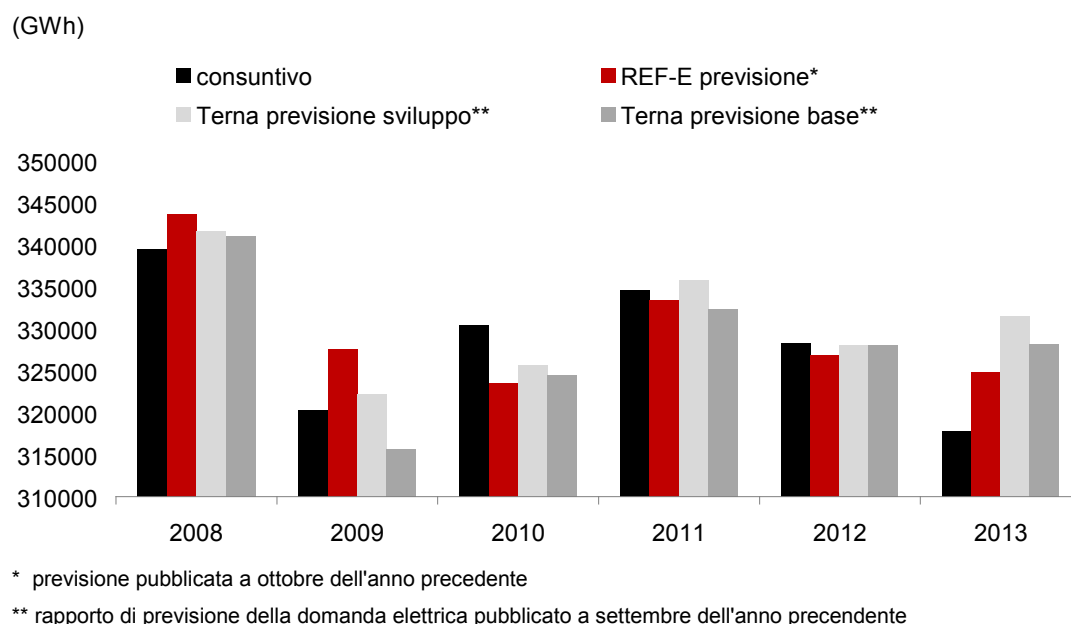
di Roberto Bianchini - REF-E

(continua dalla prima)

La previsione 2013 di Terna elaborata nel documento di previsione 2012-2022 pubblicato lo scorso settembre vedeva un progresso nella richiesta di energia elettrica compresa fra lo 0.1% e l'1.1% funzione di una crescita del Pil dello 0.1% e due distinte ipotesi di intensità elettrica. La previsione REF-E ad inizio anno era di un arretramento della richiesta pari al -1.1% guidato da un calo di pari entità dell'attività economica. La contrazione dei consumi elettrici è stata in realtà molto più profonda (-3.5% tra gennaio e novembre 2013), con un errore di previsione assai più significativo rispetto a quello commesso sul Pil. Scomponendo il dato medio di domanda elettrica nelle

due componenti trascinarsi e variazione in corso d'anno e correggendo per l'impatto delle temperature si osserva che la riduzione dell'intensità è soprattutto un fenomeno che si è determinato tra il 2012 e l'inizio del 2013. Al netto dell'effetto di stagionalità il decremento dei consumi elettrici è quantificabile infatti nell'intorno del 3%, scomponibile a sua volta in una componente di trascinarsi pari al -1.7% e una variazione in corso d'anno del -1.3%, indice che il peggioramento nella domanda vi è stato anche nel corso del 2013, ma anche che la riduzione del fabbisogno per unità di prodotto si è via via attenuata nel corso dei mesi (Figura 1).

Figura 1: Confronto consuntivo-previsioni richiesta energia elettrica



Anche per quanto riguarda la domanda gas, le previsioni hanno sottostimato la profondità della crisi: a fronte di un trend in crescita assunto da Snam nel piano di sviluppo triennale presentato a metà 2012 di circa l'1% all'anno e di previsioni da parte degli istituti di ricerca di decremento della domanda comprese fra il -1,5% e il -2%, il dato preconsuntivo dei primi 11 mesi dell'anno ha mostrato in realtà un calo molto più consistente: -7%. A determinare la forte contrazione è stato in larga parte il cambiamento nel mix di fonti per la generazione elettrica: i consumi del comparto termoelettrico hanno registrato un crollo del -18.5%, mentre il calo di consumi industriali (-1.5%) è stato inferiore al calo complessivo della produzione industriale

(con un conseguente rimbalzo dell'intensità energetica per il settore). Il crollo dei consumi di gas per la produzione di energia elettrica è la conseguenza di tre distinti fenomeni: il calo della domanda elettrica, l'incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili per l'ingresso di nuova capacità (la quota di produzione sul totale sarà prossima al 15% a chiusura d'anno) e le favorevoli condizioni metereologiche per la produzione degli impianti idroelettrici (prossima ai 50 TWh a chiusura 2013, dato record degli ultimi anni), che hanno determinato la riduzione dello spazio di mercato per gli impianti alimentati da fonti fossili.

IL CROLLO DELLA DOMANDA DI ENERGIA: RECESSIONE E CAMBIAMENTO DI MIX PRODUTTIVO, PER ORA POCA EFFICIENZA

(continua)

Ricomposizione dei consumi ed intensità energetica

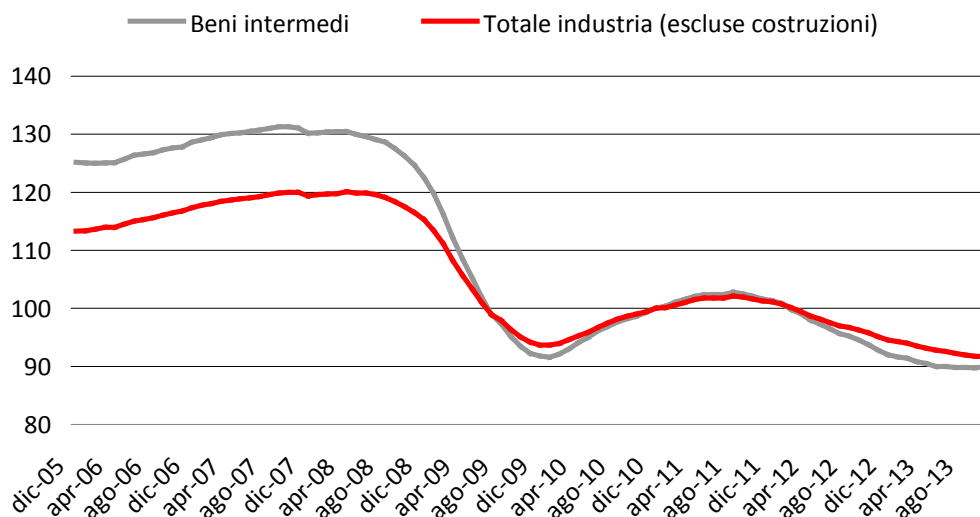
La riduzione dell'intensità energetica in media rilevata dall'andamento della domanda di gas ed elettricità rispetto al Pil è quindi da ricercare quasi interamente nella dinamica del comparto elettrico, dove a cambiare in modo profondo è stata la composizione dei consumi sia tra settori che all'interno di quelli industriali. Durante la fase negativa dell'ultimo biennio si è consolidata la tendenza all'abbandono di alcune produzioni prima significative nel nostro mix produttivo. Il peso dei settori maggiormente consumatori di energia sul totale della produzione industriale, già fortemente penalizzati dalla recessione 2008-2009, si è ulteriormente ridimensionato: nel 2013 le produzioni di beni intermedi hanno totalizzato una ulteriore caduta del 6% rispetto all'anno precedente distanziandosi di oltre il 20% rispetto ai livelli 2010 (Figura 2). Possiamo stimare che se nel

2005 le produzioni intermedie contribuivano secondo l'Istat per il 37,5% sul totale della produzione industriale la loro quota nel 2013 sia scesa di almeno 10 punti. Nel medesimo periodo è crollato anche il peso di tali produzioni sul totale dei consumi elettrici. All'interno del comparto infatti sono state quelle più *energy intensive* ad avere subito le maggiori perdite nei livelli d'attività: da un consumo medio di elettricità delle produzioni di intermedi doppio rispetto al totale dell'industria, nel corso degli ultimi anni il loro consumo medio unitario si è ridotto di 1/3 circa. Il crollo della domanda industriale di energia elettrica è stata quindi la conseguenza della forte riduzione di produzione dei comparti legati alla produzione di beni intermedi: oltre il 70% del calo dei consumi industriali sono ascrivibili a questo settore.

Figura 2: Indice produzione industriale

Fonte: Istat

(media mobile 12 mesi, indice 2010=100)



A titolo esemplificativo si può ricordare come tra i comparti produttivi ad alta intensità energetica che stanno abbandonando l'Italia vi sia quello della raffinazione del petrolio. Il riassetto del settore ha portato ad un crollo delle esportazioni di prodotti raffinati (-18% in quantità dal 2010) parallelamente al crollo delle importazioni (-19%). Il deficit commerciale del settore ovviamente si è ridotto (le esportazioni in valore di prodotti energetici sono 1/5 delle importazioni) a causa della caduta dei consumi nazionali di prodotti energetici importati e conseguentemente è migliorata la nostra posizione sull'estero: la nostra dipendenza dall'estero dunque si è effettivamente ridimensionata.

Se per l'industria la caduta dell'intensità elettrica è il risultato di un effetto mix più che ad un vero risparmio energetico per unità di prodotto nel settore dei servizi la dinamica è stata differente: la domanda di elettricità è costantemente cresciuta nonostante la caduta della attività.

Complessivamente l'analisi dei dati disaggregati mostra che l'intensità energetica rispetto al Pil si è dunque certamente ridimensionata, ma tale ridimensionamento non può essere associato ai guadagni di efficienza nell'uso dell'energia cioè ad una riduzione significativa dei contenuti di energia nei prodotti che compriamo per usi finali, ma solo ad un cambiamento strutturale dei settori e non dei processi produttivi.

IL CROLLO DELLA DOMANDA DI ENERGIA: RECESSIONE E CAMBIAMENTO DI MIX PRODUTTIVO, PER ORA POCA EFFICIENZA

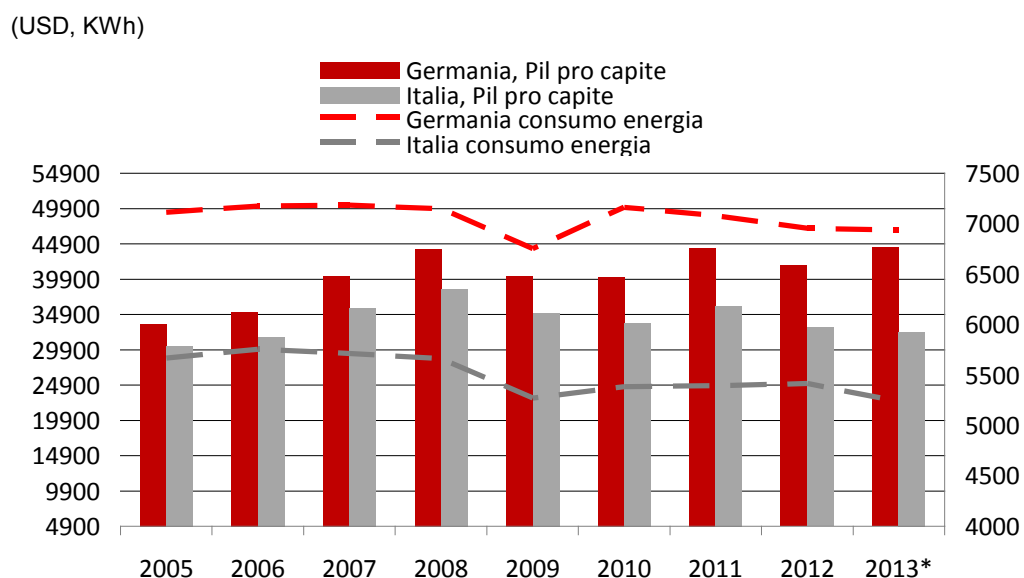
(continua)

Scenari per il 2014

Le previsioni elaborate da REF-E per il 2014 vedono una ripresa della domanda di entrambi i settori. Per quanto riguarda i consumi elettrici, il progresso atteso per il prossimo anno è frutto sostanzialmente dell'andamento economico. A fronte di una previsione di crescita del Pil pari allo 0.7% e di una moderata crescita dell'intensità elettrica grazie alla fine della fase recessiva, i consumi sono attesi in ripresa ad un tasso di poco superiore all'1%. Tale previsione è in linea rispetto allo scenario di sviluppo presentato da Terna nell'ultimo rapporto di previsione (2013-2023) e diverge invece in modo significativo rispetto a quello base. In quest'ultimo scenario il TSO ha

assunto un forte calo dell'intensità elettrica, a parità di Pil rispetto allo scenario di sviluppo. La stagnazione dei consumi elettrici implicherebbe non solo il cambiamento nella abitudini di consumo nel comparto residenziale, ma anche consistenti investimenti per rendere più efficienti i processi produttivi, con conseguenze analoghe a quanto sta avvenendo in Germania. In condizione di crescita economica, la Germania negli ultimi anni è riuscita infatti a ridurre gradualmente il consumo pro-capite, proprio grazie agli incentivi all'efficienza energetica sia a livello residenziale che industriale (Figura 3). Se nel corso del medio termine una tendenza analoga ha una buona probabilità di accadimento anche in Italia, la possibilità che nel 2014 vi sia una forte inversione del trend è, ad oggi, limitata.

Figura 3: Pil pro capite e consumo di energia elettrica pro capite annui



* stima basata su consensus di mercato

Fonte: elaborazione REF-E dati World Bank e ENTSO-E

Anche la domanda gas è attesa in recupero, con tassi di crescita più sostenuti rispetto al comparto elettrico e compresi fra l'1% e il 2.5%. In questo caso a guidare la ripresa non sono però i consumi industriali, quanto piuttosto quelli termoelettrici. Assumendo infatti la crescita della domanda elettrica, una produzione idroelettrica che ritorna in media storica e un incremento contenuto, rispetto agli ultimi anni, della capacità rinnovabile, si prevede un forte rimbalzo dei consumi gas delle centrali con tassi di crescita nell'intorno del 10%. Un ridimensionamento nella domanda di consumi primari di gas per la generazione di calore in linea con i Piani Energetici Nazionali non è ancora visibile nei numeri e deve contare soprattutto su micro decisioni di famiglie ed imprese

di cui si hanno al momento poche evidenze.

Gli scenari per il 2014 non si basano quindi al momento su una previsione di forte cambiamento di trend in termini di efficienza nei consumi di energia. Processi di efficientamento sono sicuramente avvenuti nel corso degli ultimi anni come risposta alla crescente pressione competitiva e al tentativo di recuperare marginalità da parte delle imprese, ma non sembra di scorgere l'evidenza di un cambio di paradigma nell'approccio all'uso dell'energia. Il quadro macroeconomico interno estremamente debole e il difficile accesso al credito anche per il prossimo anno sono freni inevitabili agli investimenti necessari per un significativo cambiamento nel modello di sviluppo.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento di consultazione AEEG 557/2013/R/eel** | “Mercato dell’energia elettrica. Revisione delle regole per il dispacciamento - Orientamenti finali” | pubblicato il 5 dicembre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/13/557-13.jsp>

Con il documento di consultazione 5 dicembre 2013 557/2013/R/eel, l’AEEG, ha pubblicato i propri orientamenti finali in merito alle proposte di revisione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (nel seguito: MSD), dalla stessa formulate, finalizzate, tra l’altro, a definire i criteri e le condizioni generali alla base del meccanismo di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità di cui all’art. 34, comma 7-bis, del DL 83/2012, convertito dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134.

Il DCO in oggetto fa seguito al precedente DCO AEEG 508/2012/R/eel del 29 novembre 2012, ed è suddiviso in quattro sezioni, l’ultima delle quali illustra gli orientamenti finali e le proposte di intervento dell’AEEG sulle modalità di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità funzionali alla gestione dei processi di dispacciamento.

Segnatamente, nella quarta sezione del DCO, l’AEEG illustra le soluzioni dalla stessa avanzate per la revisione del disegno del MSD, anche al fine di migliorarne il funzionamento nell’attuale contesto di mercato caratterizzato da elevata crescita produttiva da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP).

In particolare, allo scopo di garantire un maggior coordinamento fra i mercati MI ed il MSD, il Regolatore delinea alcuni criteri per consentire, senza ridurre il livello di sicurezza del sistema, lo spostamento del termine di chiusura (gate closure) del mercato infragiornaliero più a ridosso del tempo reale di consegna, citando peraltro le relative disposizioni contenute nell’adottando Codice di Rete europeo Capacity Allocation Congestion Management (CACM).

Il termine di chiusura della consultazione in oggetto è fissato dall’AEEG al 3 febbraio 2014.

■ **Delibera 19 dicembre 2013 609/2013/R/eel** | “Verifica di conformità della convenzione fra la società Terna S.p.a. e la società Gestore dei Mercati Energetici e approvazione degli accordi di market coupling sull’interconnessione Italia-Slovenia” | pubblicata il 20 Dicembre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/609-13.htm>

Con la delibera de quo, il Regolatore ha approvato il nuovo schema regolatorio 2014 per il proseguo del progetto di Market Coupling fra Italia e Slovenia.

Segnatamente, rispetto alla precedente struttura del MC It-Si

2013, le modifiche apportate allo schema di riferimento hanno previsto:

- l’estensione del progetto per tutto il 2014 nonché, su esplicita richiesta formulata congiuntamente dalle Autorità di Regolazione Italiana e Slovena, il mantenimento dello stesso fino alla completa integrazione operativa nell’ambito del più ampio progetto regionale di coupling denominato Italian Borders Working Table (IBWT);
- il trasferimento, lato Slovenia, dal Gestore di rete (ELES) alla borsa elettrica (BSP), delle attività relative all’assolvimento del ruolo di controparte centrale per i flussi commerciali derivanti dal coupling;
- un nuovo schema per la distribuzione tra le due controparti centrali (GME, lato Italia, BSP, lato Slovenia) della componente Rendita da Congestione da trasferire su base nazionale ai rispettivi Gestori di Rete.

L’AEEG, con il provvedimento in oggetto, ha pertanto approvato:

- le modifiche agli accordi quadro Master e Pentalateral Agreement, elaborate nell’ambito del working group attivo sul progetto;
- i conseguenti adeguamenti apportati alla Convenzione in essere fra GME e CCSE per la gestione dei pagamenti relativi alle importazioni/esportazioni di energia ed alle procedure di distribuzione delle rendite da congestione risultanti dal market coupling;
- il nuovo schema di Bilateral Agreement fra Controparti Centrali di progetto, GME lato Italia ed BSP, lato Slovenia, redatto in sostituzione del precedente omologo contratto in essere fra GME ed il Gestore di Rete Sloveno (cfr. ELES).

Con la medesima delibera, l’Autorità ha inoltre approvato il rinnovo dello schema di Convenzione fra GME e Terna, redatta ai sensi della deliberazione n.111/06, che risultava in scadenza al 31 dicembre u.s..

Nell’ambito di tale rinnovo, oltre alla conferma delle procedure tecniche GME-TERNA per la gestione delle attività di coordinamento relative al mercato MGP ed alla Piattaforma Conti Energia (PCE), con specifico riferimento ai processi di market coupling, sono state confermate anche le procedure relative al:

- versamento a Terna, su base mensile, della rendita da congestione risultante dal market coupling per tutte le ore del mese in cui viene a realizzarsi, in valore assoluto, un differenziale di prezzo fra il mercato del giorno prima Italiano e quello Sloveno;
- versamento, da parte di Terna a GME, degli importi pari agli interessi passivi che il GME stesso dovrà corrispondere a CCSE per l’anticipazione dei pagamenti effettuati da quest’ultima in relazione alle importazioni di energia risultanti dal market coupling;
- specularmente al punto precedente, il versamento a Terna da parte del GME degli importi pari agli interessi attivi che quest’ultimo riceve da CCSE in relazione alle esportazioni di energia risultanti dal market coupling.

Novità normative di settore (continua)

A completamento si rappresenta che il rinnovato schema di Convenzione GME-TERNA ha assunto validità ed efficacia a partire dal 1 gennaio 2014 e fino al termine dell'anno solare in corso, intendendosi tacitamente rinnovato di anno in anno salvo esplicita volontà contraria espressa, nei limiti e nel rispetto delle norme al tempo vigenti, da ciascuna delle due controparti.

GAS

■ **Delibera 19 dicembre 2013 616/2013/R/gas** | **“Approvazione dei corrispettivi per l'anno 2014 per la partecipazione alla Piattaforma per il bilanciamento i merito economico del gas naturale e del contributo previsto dalla Disciplina del mercato del gas”** | pubblicata il 20 dicembre 2013 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/616-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha approvato rispettivamente per l'anno 2014 la misura dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma del bilanciamento di merito economico (PB-GAS) di cui all'articolo 7, comma 7.1 del Regolamento della PB-GAS nonché la misura del contributo applicato all'energia negoziata sul MGAS di cui all'articolo 8, comma 8.1 della Disciplina del mercato del gas naturale, riscosso dal GME e destinato ad alimentare il Fondo MGAS istituito presso CCSE e dalla stessa gestito.

Fermo restando l'eventuale aggiornamento dei predetti corrispettivi nonché della misura del contributo a seguito dell'integrazione del mercato del bilanciamento di merito economico nell'ambito del MGAS in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione 446/2013/R/GAS, l'AEEG ha approvato pertanto le seguenti proposte di valorizzazione avanzate dal GME:

- la conferma anche per l'anno 2014 della misura del contributo relativo all'anno 2013 posto pari a 0,0025 €/MWh;
- in analogia a quanto previsto per l'anno 2013, l'applicazione del solo corrispettivo variabile applicato ad ogni GJ negoziato pari a 0,003 €/GJ (il corrispettivo fisso annuo ed il corrispettivo di accesso sono pertanto posti pari a zero).

Con la medesima deliberazione, l'AEEG ha altresì espresso parere favorevole nei confronti del MiSE in merito alle proposte di modifica urgenti apportate dal GME alla Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS) ai sensi dell'art. 3 comma 3.6 della medesima Disciplina - necessarie a garantire il corretto ed ordinato svolgimento delle negoziazioni sul MGAS nonché a recepire le disposizioni di cui alla deliberazione 365/2013/R/GAS - tramesse dal GME al MiSE per la relativa approvazione.

■ **Delibera 19 dicembre 2013 625/2013/R/gas** | **“Disposizioni in materia di offerta di servizi di flessibilità da parte delle imprese di rigassificazione”** | pubblicata 19 dicembre 2013 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/625-13.htm>

Facendo seguito a quanto previsto dall'AEEG con deliberazione 552/2013/R/GAS - recante disposizioni urgenti in materia di bilanciamento di merito economico del sistema del gas naturale volte ad evitare il reiterarsi di situazioni analoghe a quelle che si sono verificate nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS negli ultimi giorni del mese di novembre 2013 - Stogit ha trasmesso all'AEEG, per opportuna valutazione, i criteri in base ai quali è stata determinata la massima prestazione di erogazione giornaliera da stoccaggio (MPEA) aggiuntiva rispetto ai valori contrattualmente definiti, ai sensi della deliberazione 353/2013/R/GAS.

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha disposto che, ai fini della determinazione della MPEA, Stogit proceda al ricalcolo del predetto valore rimuovendo i vincoli non strettamente necessari ai fini della sicurezza del sistema, ovvero che:

- la MPEA risulti non superiore al rapporto tra i volumi corrispondenti a minori erogazioni consuntivate da stoccaggio rispetto ai limiti definiti dal decreto del MiSE del 15 febbraio 2013 ed un periodo temporale pari a 28 giorni;
- la MPEA risulti non superiore, limitatamente ai mesi di novembre e dicembre, alle capacità conferite per il mese successivo tenuto conto del relativo fattore di adeguamento.

■ **Delibera 19 dicembre 2013 615/2013/R/gas** | **“Disciplina delle modalità per il dispacciamento e il riconoscimento dei costi delle unità termoelettriche essenziali al sistema gas.”** | pubblicata il 20 dicembre 2013 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/615-13.htm>

In attuazione di quanto disposto all'art. 38bis del decreto legge 83/12 recante disposizioni in merito alla riduzione del consumo di gas naturale nel settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, il MiSE ha adottato, con decreto del 13 settembre 2013, le disposizioni funzionali alla selezione degli impianti termoelettrici con potenza superiore 300 MW che garantiscono la propria disponibilità ad entrare in esercizio, per il solo periodo di tempo necessario al superamento delle suddette situazioni di emergenza, nel periodo critico per la sicurezza del sistema gas (1 gennaio - 31 marzo di ciascun anno termico).

Novità normative di settore (continua)

Facendo seguito a quanto disposto all'art. 38bis, comma 5 del decreto legge 83/12, con il provvedimento in oggetto l'AEEG ha stabilito le modalità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas per l'anno termico 2013-2014, individuate secondo la procedura di cui al decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 13 settembre 2013, nonché le modalità di riconoscimento dei costi sostenuti (costo fisso e costo variabile) in ciascun anno termico per assicurare la disponibilità delle medesime unità durante il predetto periodo critico per la sicurezza del sistema gas.

Con riferimento alle modalità di dispacciamento delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, l'AEEG ha disposto che durante il periodo di emergenza gas, per ogni periodo rilevante del mercato elettrico, l'energia elettrica prodotta da tali unità sia offerta:

- in vendita su MGP ad un prezzo pari al Corrispettivo variabile (riconosciuto dall'AEEG a remunerazione del costo variabile sostenuto dall'unità essenziale)
- in vendita su MI ad un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita ed in acquisto su MSD ad un prezzo pari al Corrispettivo variabile.

In ogni periodo rilevante incluso nel periodo di emergenza gas, a prescindere dall'ordine di merito economico delle offerte, Terna dovrà riconoscere alle offerte accettate in vendita su MSD, afferenti alle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, il maggior valore tra il Corrispettivo variabile ed il Costo Variabile Virtuale (definito ai sensi dell'art. 4 dell'Allegato A della delibera 615/2013/R/GAS). Per il solo anno 2014, Terna dovrà pertanto remunerare le offerte in vendita accettate a un prezzo pari al prezzo di offerta, a titolo di acconto salvo conguaglio da effettuarsi entro il 31 dicembre 2014 (in sede di conguaglio la remunerazione da riconoscere alle predette offerte sarà pari al maggior valore il Costo Variabile Virtuale limite, di cui all'art. 4, comma 4.6 dell'Allegato A della deliberazione 615/2013/R/GAS, ed il Corrispettivo Variabile).

Fatto salvo quanto previsto dalla vigente disciplina in materia di corrispettivi di sbilanciamento effettivo per il mercato elettrico, nei casi in cui si verifichi una situazione di indisponibilità delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, l'utente del dispacciamento è tenuto a versare a Terna, per ogni periodo rilevante, una penale pari al prodotto tra il costo variabile virtuale e la potenza risultata indisponibile. In ogni caso l'ammontare complessivo delle penali da corrispondere a Terna non può essere superiore ad un limite massimo posto pari al costo fisso riconosciuto dall'AEEG a ciascuna unità essenziale.

Per quanto concerne il riconoscimento dei costi sostenuti per assicurare la disponibilità produttiva delle predette unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, l'AEEG ha stabilito

che per ciascuna unità essenziale:

- il costo variabile riconosciuto sia pari al minor valore tra il Corrispettivo variabile ed il costo variabile accertato dall'AEEG secondo i criteri di cui all'art.65 della deliberazione 111/06;
- il costo fisso riconosciuto sia determinata in misura pari al minor valore tra il Corrispettivo fisso ed il costo fisso accertato dall'AEEG secondo i criteri di cui all'art. 65 della deliberazione 111/06.

Per il solo anno 2013 lo schema di contratto per il servizio di contenimento dei consumi gas, che Terna ed i soggetti titolari di unità essenziali per la sicurezza del sistema gas sono tenuti a sottoscrivere, sarà predisposto e trasmesso dalla medesima all'AEEG per la relativa approvazione entro il 30 dicembre 2013 (laddove l'AEEG non si pronunci entro i successivi 3 giorni lo schema di contratto s'intenderà approvato) Per gli anni successivi al 2013 il predetto schema di contratto dovrà essere predisposto entro 10 giorni dall'approvazione della lista delle unità essenziali da parte del MiSE ed inviato per l'approvazione all'AEEG.

■ **Delibera 19 dicembre 2013 620/2013/R/gas** | “**Disposizioni in materia di copertura dei costi connessi alla disponibilità di unità termoelettriche essenziali per la sicurezza del sistema del gas**” | pubblicata il 20 dicembre 2013 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/620-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha stabilito che gli oneri connessi alla disponibilità degli impianti termoelettrici essenziali per la sicurezza del sistema gas, di cui al decreto legge 83/12 e selezionati per l'anno termico 2013-2014 secondo la procedura individuata dal MiSE nel decreto del 13 settembre 2013, siano erogati, in esito al procedimento funzionale al loro riconoscimento da parte dell'AEEG, a valere sul fondo per l'interrompibilità del sistema gas istituito presso CCSE con deliberazione 297/05 ed alimentato dal corrispettivo unitario variabile (CVI), applicato come maggiorazione del corrispettivo variabile di trasporto ai quantitativi di gas immessi nella rete nazionale di trasporto del gas naturale.

Con riferimento alla determinazione del predetto corrispettivo, l'AEEG ha altresì stabilito che il valore dello stesso sia aggiornato con almeno 6 mesi di anticipo rispetto alla sua applicazione e pertanto sia posto pari, a decorrere dal 1 luglio 2014, a 0,001 €/Smc.

Novità normative di settore (continua)

■ **Delibera 27 dicembre 2013 645/2013/E/gas** | “Intimazione alla Società Snam Rete Gas S.p.A. in materia di bilanciamento di merito economico del sistema del gas naturale” | pubblicata il 30 dicembre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/645-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha disposto che SRG provveda, entro il termine del 1 febbraio 2014, a dare esecuzione agli adempimenti di cui alle deliberazioni 446/2013/R/GAS, 520/2013/R/GAS e 552/2013/R/GAS, al fine di rendere disponibili alla negoziazione, nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS, ulteriori risorse flessibili di gas rispetto all'import.

In dettaglio, l'AEEG, con le predette deliberazioni, nel delineare un processo evolutivo della sessione di mercato locational mediante l'inclusione di ulteriori risorse flessibili di gas, ha investito il responsabile del bilanciamento del compito di:

- formulare una proposta relativa alle modalità con le quali la flessibilità consentita dalla gestione del gas presente nella rete di trasporto (linepack) possa essere resa disponibile nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS dal responsabile del bilanciamento (ivi inclusa la determinazione di una funzione di costo da applicare alle offerte presentate dagli operatori in relazione a tale risorsa);
- formulare una proposta inerente la messa a disposizione nell'ambito del mercato locational delle prestazioni di erogazioni da stoccaggio aggiuntive rispetto ai limiti contrattualmente definiti (ivi inclusa la determinazione di una funzione di costo da applicare alle offerte presentate dagli operatori in relazione a tale risorsa);
- rendere disponibili nell'ambito della sessione locational le prestazioni di iniezione/erogazione da stoccaggio non utilizzate per il bilanciamento operativo della rete di trasporto nazionale (ivi inclusa la determinazione della relativa funzione di costo da applicare alle offerte presentate dagli operatori in relazione a tale risorsa);
- adottare le misure necessarie per rendere disponibili nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS, in coordinamento con il GME, EdisonStoccaggi e le imprese di rigassificazione, le risorse flessibili (GNL, e stoccaggio) dalle medesime gestite.

L'AEEG, non riscontrando elementi ostativi all'attuazione tempestiva degli adempimenti sopra richiamati, ha pertanto disposto che SRG si adoperi per consentire l'effettiva operatività delle misure proposte entro il termine su indicato del 1 febbraio 2014.

Gli appuntamenti

16 gennaio

Politica energetica europea e programma Horizon 2020

Roma, Italia

Organizzatore: Federesco

www.federesco.com

17-18 gennaio

2014 International Conference on Power and Energy Engineering (ICPEE 2014)

Chennai, India

Organizzatore: SAISE

www.saise.org

20 gennaio

Giornate di studio degli Affari Giuridici dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Milano, Italia

Organizzatore: Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico

Organizzatore: www.autorita.energia.it

21 gennaio

HSE Med 2014 Summit

Firenze, Italia

Organizzatore: IRN

www.hsemedsummit.com

22 gennaio

CEER Annual Conference

Brussels, Belgio

Organizzatore: CEER

www.ceer.eu

22 e 23 gennaio

Il rischio di controparte nelle società del settore energia Modifiche regolamentari, contrattualistica, valutazione e gestione del rischio di credito e di controparte

Milano, Italia

Organizzatore: Academy London Stock Exchange

www.academy.londonstockexchange.com

23-26 gennaio

FIERA KLIMAHOUSE 2014

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera di Bolzano

www.fierabolzano.it/klimahouse

28-30 gennaio

European Unconventional Gas Summit 2014

Vienna, Austria

Organizzatore: the Energy Exchange

www.theenergyexchange.com

28-30 gennaio

3rd International Conference Grid Integration of Offshore Wind Energy 2014

Bremen, Germania

Organizzatore: IQPC

<http://www.grid-integration-wind.com/default.aspx>

29 gennaio

Integrating Employment and Environmental Policies Across Europe

Brussel, Belgio

Organizzatore: Unione Europea

<http://www.eea.europa.eu/events/green-growth-green-jobs>

29-30 gennaio

SmartSec Europe 2014: End-to-End Cyber Security for the Smart Grid

Amsterdam, Paesi bassi

Organizzatore: Phoenix Forums

www.smartsec-europe.com

30 Gennaio

Global Climate Finance Landscape 2013

Venezia, Italia

Organizzatore: Fondazione Enrico Mattei

www.feem.it

30 gennaio

Elettricità futura - Crescita sostenibile e sviluppo del settore elettrico

Roma, Italia

Organizzatore: Assoelettrica

www.assoelettrica.it

11-13 febbraio

Middle East Electricity

Dubai, EAU

Organizzatore: Informa Exhibitions

<http://atnd.it/15OEPnV>

Gli appuntamenti

12 febbraio

Fine di un'epoca? Dal petrolio alle fonti rinnovabili, le nuove sfide dell'energia

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE, Staffetta Quotidiana, Fondazione Energia

assaiee@aiee.it

12-13 febbraio

Power Transmission Tech 2014

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: ACI

<http://www.wplgroup.com/aci/conferences>

13-16 febbraio

Future Build

Parma, Italia

Organizzatore: Fiera di Parma

<http://www.futurebuild.it/notizia/103/future-build-smart-forum/>

13-14 febbraio

2nd Annual Conference of the Italian Association of Environmental and Resource Economists (IAERE)

Milano, Italia

Organizzatore: IAERE

iaere2014@iaere.org

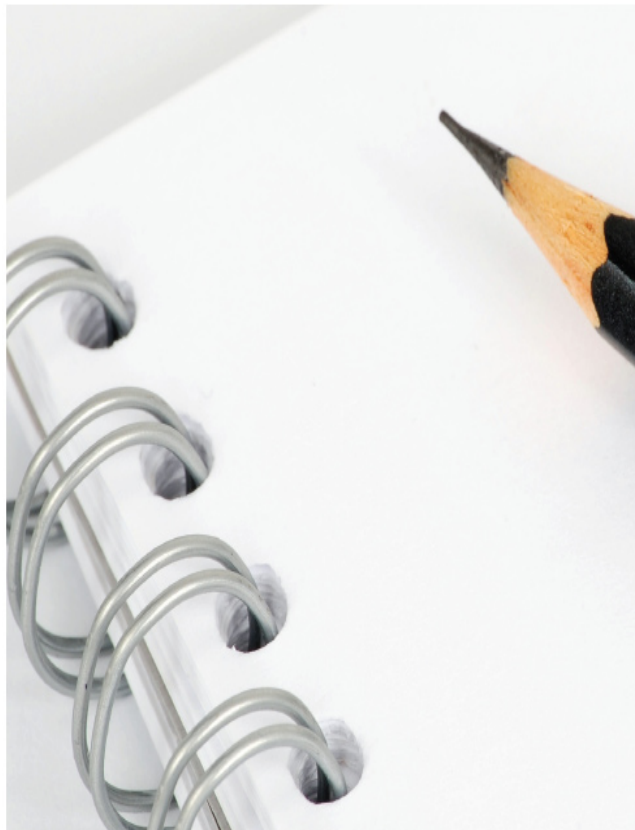
17-18 febbraio

Floating LNG

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group Ltd

<http://atnd.it/1beyQde>



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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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