

**APPROFONDIMENTI**

## L'IMPORTANZA DELLE INTERCONNESSIONI PER UN MIGLIOR FUNZIONAMENTO DEL MERCATO DEL GAS EUROPEO

di Gian Paolo Repetto – RIE

Soprattutto a partire dal “Terzo Pacchetto Energia” del 2009<sup>1</sup>, nella visione delle istituzioni comunitarie le interconnessioni tra le infrastrutture energetiche dell’Unione Europea e l’armonizzazione delle regole che ne governano la gestione sono diventate centrali per la realizzazione dell’obiettivo di un mercato interno dell’energia integrato, liquido e sicuro.

Relativamente al gas naturale (ma discorso analogo può essere fatto per il sistema elettrico) le azioni necessarie per ottenere tale obiettivo si muovono attraverso due principali direttrici. La prima, di natura “hardware”, è legata al rafforzamento del sistema dei gasdotti per la diversificazione delle fonti di fornitura, al miglioramento del collegamento fisico tra le aree di mercato per il superamento dei colli di bottiglia transfrontalieri e allo sviluppo di capacità tecnica bidirezionale che renda possibile il transito del gas anche dall’Ovest verso l’Est e dal Sud verso il Nord del continente.

La seconda, di natura “software”, è costituita dalle misure adottate o in corso di definizione per implementare la governance del sistema, ossia i c.d. codici di rete diretti ad unificare le regole di allocazione della capacità, dei sistemi di bilanciamento e tariffari, a superare le congestioni contrattuali favorendo una più uniforme liquidità sul mercato europeo. L’articolo intende fare il punto sulla situazione “hardware”,

mettendo in rilievo criticità, misure e progetti per l’upgrading delle interconnessioni europee del sistema metano.

### La capacità infrastrutturale dell’UE e il suo utilizzo

Oggi l’UE dispone di un’estesa infrastruttura del gas, costruita negli anni con ingenti investimenti, il cui potenziale, in alcune aree, non viene pienamente sfruttato anche a causa di un insufficiente sviluppo delle interconnessioni interne.

Complessivamente negli ultimi vent’anni sono stati investiti oltre 65 miliardi di euro per l’incremento della capacità dei gasdotti, degli stoccaggi e in rigassificatori, aumentando la capacità di importazione di circa il 40% e di stoccaggio del 50%<sup>2</sup>. Nel frattempo la domanda è andata tendenzialmente aumentando fino al 2010 (527 md mc) per poi scendere drammaticamente per una combinazione di fattori: crisi economica, sviluppo delle fonti di rinnovabili, una serie di inverni molto miti, concorrenza del carbone, primi effetti delle misure di efficienza energetica. Secondo stime Eurogas i consumi gas dell’UE nel 2015 sono stati di 426 md mc, superiori per motivi climatici del 4,1% a quelli del 2014, ma inferiori del 19% rispetto al 2010.

Attualmente la capacità tecnica annua di importazione di gas naturale dell’UE è di circa 670 md mc, di cui 480 md mc offerta da pipelines<sup>3</sup> e 190 md mc da 22 rigassificatori<sup>4</sup>.

continua a pagina 29

### IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ MAGGIO 2016**

Mercato elettrico Italia  
 pag 2  
 Mercato gas Italia  
 pag 11  
 Mercati energetici Europa  
 pag 15  
 Mercati per l’ambiente  
 pag 19

**APPROFONDIMENTI**

L’importanza delle interconnessioni per un miglior funzionamento del mercato del gas europeo  
 di Claudia Checchi – REF-E

**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 34

**APPUNTAMENTI**

pagina 36

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio, gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima registrano la crescita più importante del 2016 (+2,5%) che però si ridimensiona (+0,9%) se si tiene conto dei due giorni lavorativi in più rispetto allo stesso mese del 2015. Le vendite degli impianti di produzione nazionali si confermano sui livelli del 2015 ma cresce la quota delle fonti termiche tradizionali (+6,4%) trainate dagli impianti a gas (+26,5%). Ancora in flessione tendenziale, invece, le vendite da impianti a fonte rinnovabile (-7,2%) la cui quota sul totale resta comunque superiore al 45%. Sempre molto alta la liquidità

del mercato attestatasi a 71,9%. Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN), in lieve ripresa dal minimo storico di aprile, si porta a 34,78 €/MWh con un calo del 26,4% su base annua. I prezzi medi di vendita convergono in tutte le zone attorno ai 36 €/MWh nelle *ore di picco*, mentre nelle ore a basso carico il prezzo del *Nord* (28,91 €/MWh) risulta decisamente inferiore rispetto alle altre zone (tutte sopra i 37 €/MWh). Prezzi stabili o in aumento nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il prodotto Giugno 2016 *base load* chiude il periodo di trading a 37,90 €/MWh.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), dopo quattro ribassi consecutivi registra un aumento di 2,79 €/MWh (+8,7%) dal minimo storico di aprile e si porta a 34,78 €/MWh. Rispetto a maggio 2015, il PUN segna invece una flessione di 12,49 €/MWh (-26,4%). L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base

annua di 16,12 €/MWh (-30,6%) nelle *ore di picco* e di 10,88 €/MWh (-24,3%) nelle *ore fuori picco* con prezzi attestati rispettivamente a 36,51 €/MWh e 33,83 €/MWh. Il rapporto *picco/base load*, in calo rispetto ad un anno fa, scende a 1,05 (Grafico 1 e Tabella 1).

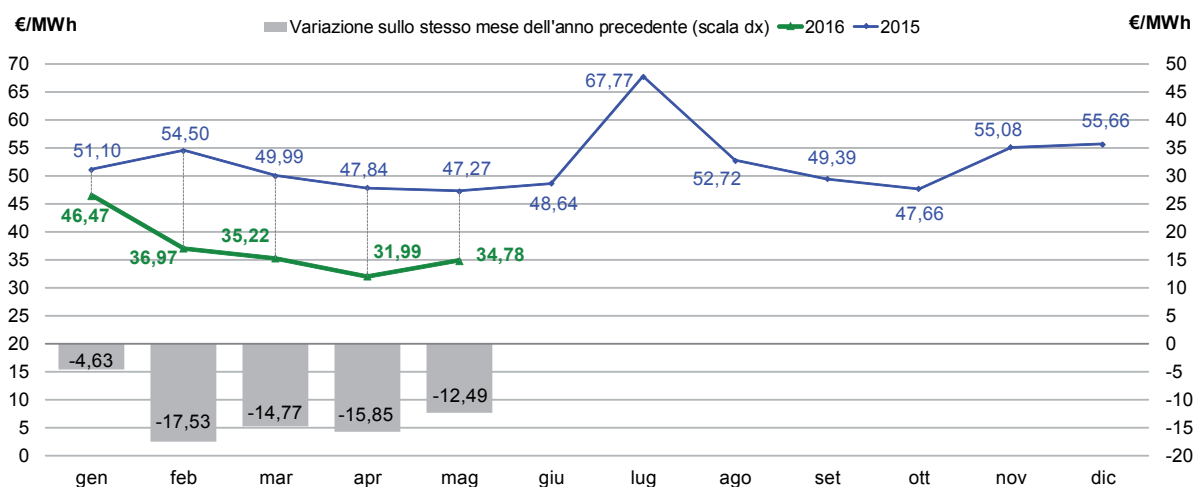
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Base load</b>	<b>34,78</b>	47,27	-12,49	-26,4%	<b>22.417</b>	+8,9%	<b>31.189</b>	+2,5%	<b>71,9%</b>	67,7%
<i>Picco</i>	36,51	52,63	-16,12	-30,6%	26.828	+4,9%	37.253	+0,1%	72,0%	68,7%
<i>Fuori picco</i>	33,83	44,72	-10,88	-24,3%	19.991	+9,7%	27.853	+2,4%	71,8%	67,0%
<i>Minimo orario</i>	11,73	5,62			13.478		20.507		61,6%	60,4%
<i>Massimo orario</i>	70,49	100,76			29.400		41.032		79,9%	75,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

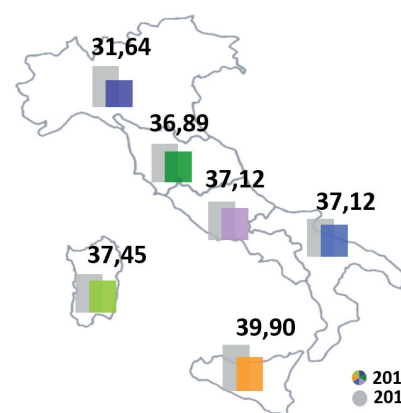
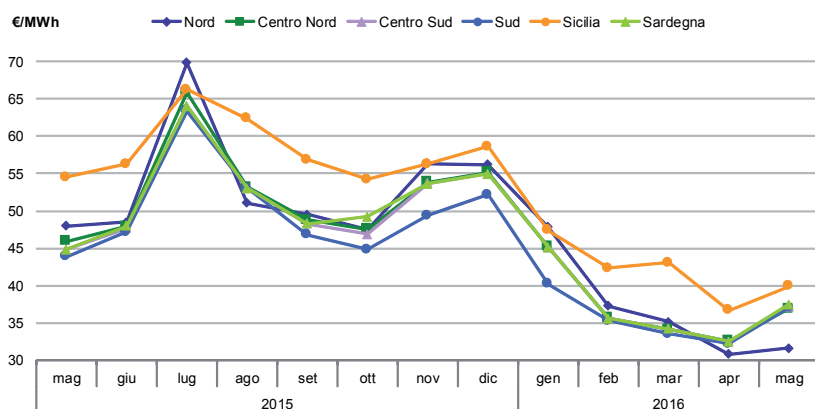


I prezzi di vendita, ovunque in ripresa congiunturale dai minimi storici di aprile, registrano ancora consistenti ribassi su base annua. Il Nord, decisamente più competitivo nelle ore fuori picco (in particolare nelle ore serali dei giorni lavorativi), registra ancora la flessione tendenziale più consistente (-34,1%) confermandosi la zona dal prezzo più basso pari a 31,64 €/MWh ed anche l'unica in

cui il prezzo medio nelle ore di picco supera quello delle ore fuori picco. Nelle altre zone il prezzo di vendita è oscillato tra 36,98 €/MWh del Cento Nord e 39,90 €/MWh della Sicilia. Il 28 maggio è entrato in esercizio il nuovo cavo di interconnessione Sorgente-Rizziconi che consente un deciso ampliamento dei flussi di energia elettrica tra la Sicilia ed il continente (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 23,2 milioni di MWh, crescono del 2,5% su base annua. Nel dettaglio gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,7 milioni di MWh segnano un incremento dell' 8,9%, mentre i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su

MGP registrano un ulteriore ribasso scendendo a 6,5 milioni di MWh (-10,9%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, guadagna 4,2 punti percentuali rispetto a maggio 2015 e si attesta a 71,9% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.678.173</b>	<b>+8,9%</b>	<b>71,9%</b>
Operatori	9.867.390	+11,3%	42,5%
GSE	3.749.759	-6,8%	16,2%
Zone estere	3.061.024	+25,9%	13,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.526.104</b>	<b>-10,9%</b>	<b>28,1%</b>
Zone estere	470.932	-0,7%	2,0%
Zone nazionali	6.055.172	-11,6%	26,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.204.277</b>	<b>+2,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>17.559.042</b>	<b>-6,8%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>40.763.319</b>	<b>-1,7%</b>	

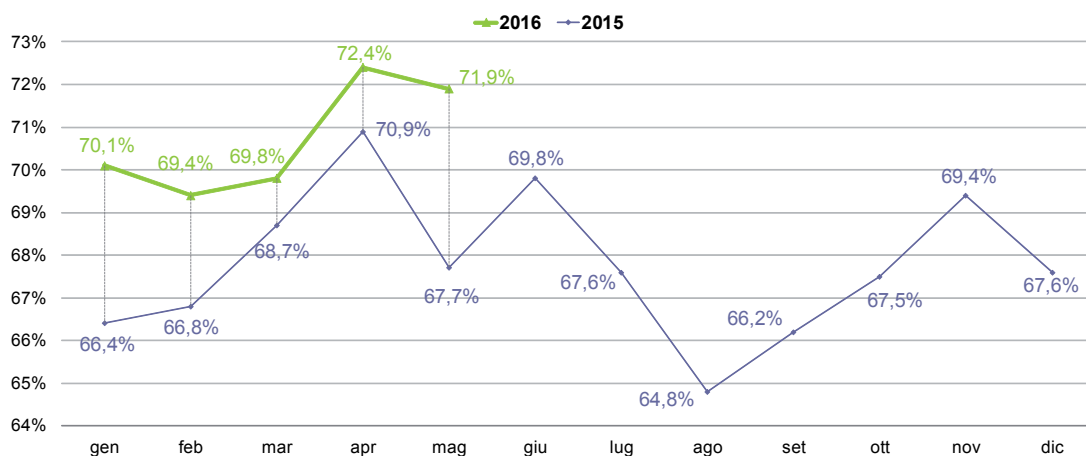
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.678.173</b>	<b>+8,9%</b>	<b>71,9%</b>
Acquirente Unico	2.918.542	+37,1%	12,6%
Altri operatori	8.829.723	+6,1%	38,1%
Pompaggi	8.311	-	0,0%
Zone estere	363.851	+50,7%	1,6%
Saldo programmi PCE	4.557.746	-1,3%	19,6%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.526.104</b>	<b>-10,9%</b>	<b>28,1%</b>
Zone estere	9.150	+124,3%	0,0%
Zone nazionali AU	1.490.232	-39,7%	6,4%
Zone nazionali altri operatori	9.584.467	+1,2%	41,3%
Saldo programmi PCE	-4.557.746	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.204.277</b>	<b>+2,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>1.330.092</b>	<b>-10,5%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>24.534.369</b>	<b>+1,7%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali con un aumento su base annua dell'1,9%, si portano a 22,8 milioni di MWh. A livello zonale, in controtendenza il Nord (-4,9%) ed il Sud (-0,6%). Ancora in aumento tendenziale gli acquisti sulle zone estere che si portano a 373 mila MWh (+51,9%), massimo storico per il mese di maggio (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, paria a 19,7 milioni di MWh, si confermano sui livelli di un anno fa (-0,3%). Tra le zone in sensibile calo le vendite del Sud (-19,0%) e della Sardegna (-21,3%), in aumento tutte le altre zone. Le importazioni di energia elettrica, in aumento del 21,5%, salgono a 3,5 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.300.383	27.285	+2,9%	9.696.421	13.033	+2,5%	11.876.887	15.964	-4,9%
Centro Nord	2.423.325	3.257	-12,8%	1.687.116	2.268	+3,0%	2.630.404	3.535	+22,8%
Centro Sud	4.622.606	6.213	-4,8%	2.799.680	3.763	+27,7%	3.888.722	5.227	+12,4%
Sud	5.314.113	7.143	-19,0%	3.451.152	4.639	-19,0%	2.372.279	3.189	-0,6%
Sicilia	2.929.001	3.937	+0,7%	1.294.890	1.740	+4,0%	1.299.814	1.747	+7,5%
Sardegna	1.602.849	2.154	-7,0%	743.062	999	-21,3%	763.170	1.026	+7,6%
<b>Totale nazionale</b>	<b>37.192.276</b>	<b>49.990</b>	<b>-3,5%</b>	<b>19.672.321</b>	<b>26.441</b>	<b>-0,3%</b>	<b>22.831.276</b>	<b>30.687</b>	<b>+1,9%</b>
Estero	3.571.042	4.800	+21,8%	3.531.956	4.747	+21,5%	373.001	501	+51,9%
<b>Sistema Italia</b>	<b>40.763.319</b>	<b>54.789</b>	<b>-1,7%</b>	<b>23.204.277</b>	<b>31.189</b>	<b>+2,5%</b>	<b>23.204.277</b>	<b>31.189</b>	<b>+2,5%</b>

Prosegue la contrazione su base annua delle vendite da impianti a fonte rinnovabile, ininterrotta dallo scorso novembre, che si portano a 8,9 milioni di MWh (-7,2%). In significativa flessione la fonte idraulica (-10,9%), ma anche quella eolica (-2,6%) e la 'solare e altre' (-4,1%). Segnano, invece, un nuovo incremento tendenziale le vendite degli impianti a fonti tradizionali (+6,4%), trainati

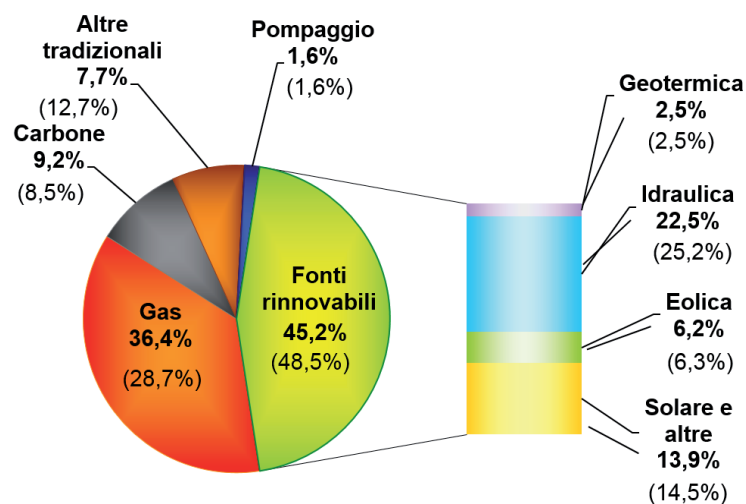
soprattutto da quelle degli impianti a gas (+26,5%), ma anche di quelli a carbone (+7,6%) in recupero dai pesanti cali dei mesi precedenti (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili, pari al 45,2%, cede 3,3 punti percentuali rispetto ad un anno fa, mentre quella degli impianti a gas ne guadagna quasi 8 salendo al 36,4% (Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

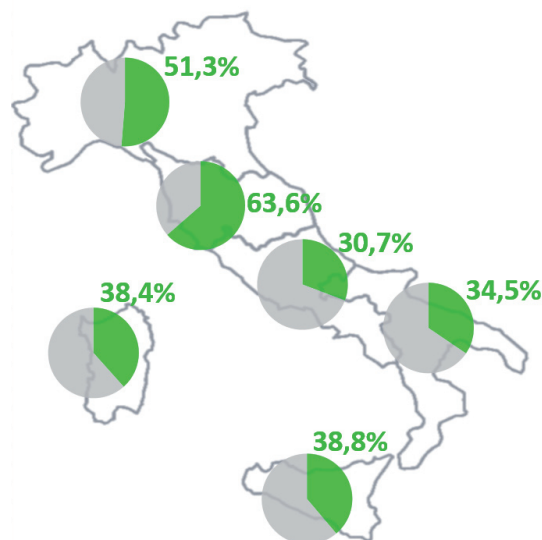
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>5.958</b>	<b>+14,2%</b>	<b>826</b>	<b>+9,7%</b>	<b>2.584</b>	<b>+66,9%</b>	<b>3.039</b>	<b>-21,4%</b>	<b>1.065</b>	<b>+16,6%</b>	<b>615</b>	<b>-34,6%</b>	<b>14.088</b>	<b>+6,4%</b>
Gas	4.059	+33,2%	731	+14,1%	764	+56,5%	2.495	+23,4%	1.007	+18,3%	577	+1,4%	9.633	+26,5%
Carbone	799	-23,1%	-	-	1.625	+85,8%	-	-	-	-	0	-100,0%	2.424	+7,6%
Altre	1.100	-2,9%	96	-15,3%	195	+5,2%	544	-70,5%	58	-7,2%	39	+18,6%	2.031	-39,7%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>6.683</b>	<b>-6,6%</b>	<b>1.441</b>	<b>-0,5%</b>	<b>1.156</b>	<b>-11,9%</b>	<b>1.599</b>	<b>-13,8%</b>	<b>676</b>	<b>-11,2%</b>	<b>383</b>	<b>+17,1%</b>	<b>11.938</b>	<b>-7,2%</b>
Idraulica	4.457	-14,5%	408	+16,7%	491	-7,4%	395	+5,1%	149	-10,6%	54	+7,8%	5.954	-10,9%
Geotermica	-	-	671	+1,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	671	+1,0%
Eolica	9	-29,8%	16	+33,3%	292	-7,3%	727	-8,8%	362	-6,5%	224	+49,1%	1.630	-2,6%
Solare e altre	2.216	+14,7%	345	-18,1%	373	-20,1%	478	-30,1%	165	-20,5%	105	-17,1%	3.682	-4,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>392</b>	<b>+14,6%</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>23</b>	<b>-73,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>415</b>	<b>-3,2%</b>
<b>Totale</b>	<b>13.033</b>	<b>+2,5%</b>	<b>2.268</b>	<b>+3,0%</b>	<b>3.763</b>	<b>+27,7%</b>	<b>4.639</b>	<b>-19,0%</b>	<b>1.740</b>	<b>+4,0%</b>	<b>999</b>	<b>-21,3%</b>	<b>26.441</b>	<b>-0,3%</b>

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



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



## MARKET COUPLING

A maggio sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.285 MWh, di cui 1.752 MWh sul confine francese (76,7% del totale), 182 MWh su quello austriaco e 351 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia prevalentemente in import (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) evidenzia

consistenti aumenti, rispetto a maggio 2015 (tra il +9,9% della frontiera austriaca e il +21,2% di quella slovena). Sulle tre frontiere il market coupling alloca poco meno del 80% della capacità disponibile. Dopo le allocazioni con aste esplicite, sulla frontiera slovena resta inutilizzata una quota del 22,3% di NTC; sotto il 10% la quota non utilizzata nelle altre frontiere (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
<b>Italia - Francia</b>	1.996 (1.471)	1.802 (1.474)	96,9% (99,6%)	75,4% (98,1%)	1.239 (1.358)	390 (606)	1,5% (0,3%)	- (-)
<b>Italia - Austria</b>	198 (171)	193 (171)	92,6% (99,7%)	92,1% (99,7%)	121 (111)	105 (98)	3,0% (0,1%)	2,6% (-)
<b>Italia - Slovenia</b>	447 (357)	371 (351)	92,3% (98,1%)	55,1% (85,8%)	631 (637)	152 (54)	6,0% (1,9%)	- (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente; il market coupling sulla frontiera francese e austriaca è stato avviato il 25 febbraio 2015

\*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

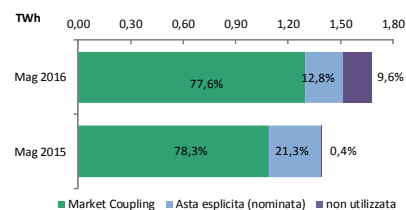
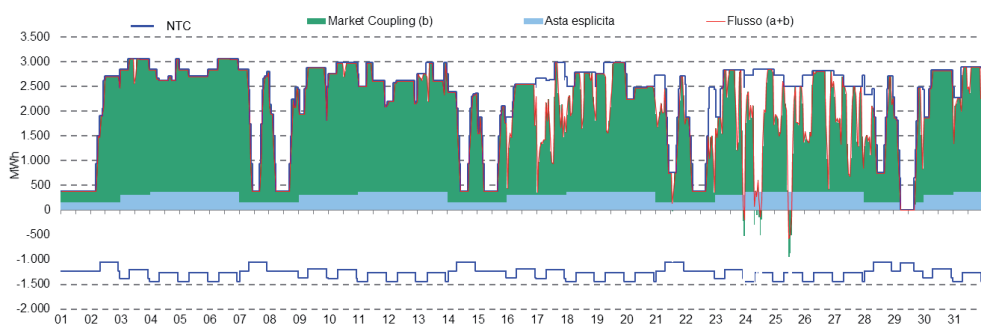


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

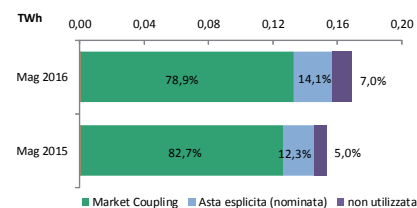
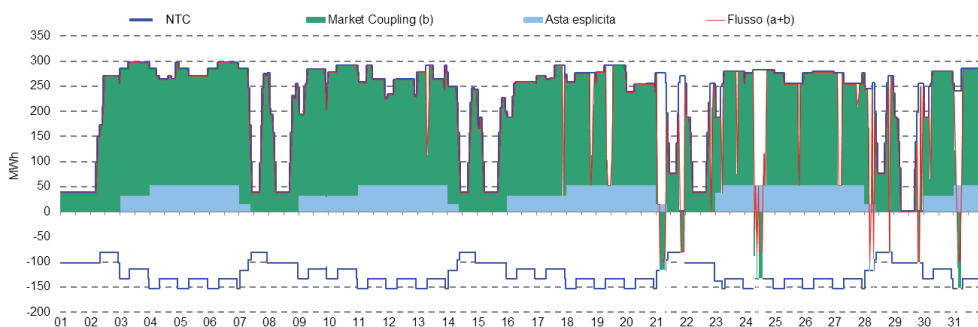
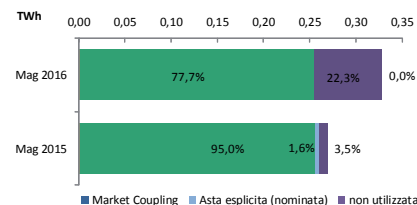
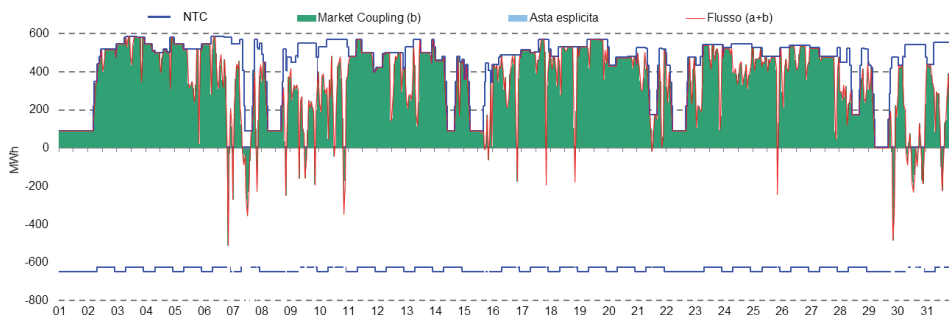


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

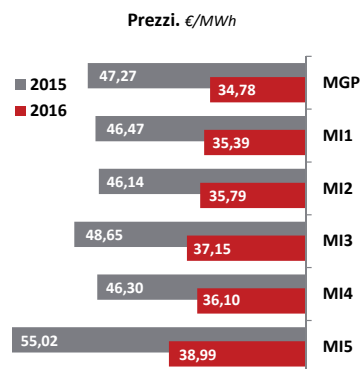
A maggio i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI), dopo quattro flessioni congiunturali consecutive, risalgono dai minimi storici del mese precedente attestandosi tra 35,39 €/MWh di MI1 e 38,99 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Su base

annua, i prezzi di acquisto si riducono di oltre il 20% in tutte le cinque sessioni di MI con prezzi mediamente superiori a quelli di MGP a parità di ore (Tabella 7 e Grafico 9). I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero segnano un nuovo deciso incremento su base annua (+20,7%) attestandosi a quota 2,5 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

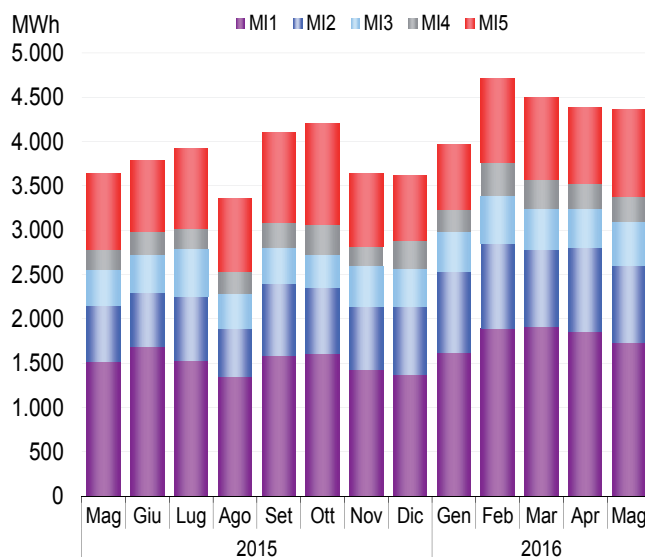
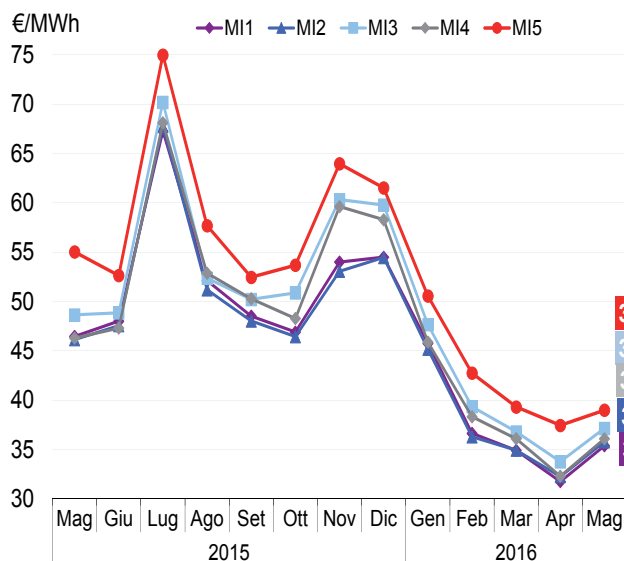
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>34,78</b>	-26,4%	<b>23.204.277</b>	<b>31.189</b>	+2,5%
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>35,39</b> (+1,7%)	-23,9%	<b>1.284.704</b>	<b>1.727</b>	+13,6%
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>35,79</b> (+2,9%)	-22,4%	<b>646.616</b>	<b>869</b>	+39,0%
<b>MI3</b> (9-24 h)	<b>37,15</b> (+3,3%)	-23,6%	<b>247.006</b>	<b>498</b>	+22,6%
<b>MI4</b> (13-24 h)	<b>36,10</b> (+0,9%)	-22,0%	<b>104.807</b>	<b>282</b>	+25,0%
<b>MI5</b> (17-24 h)	<b>38,99</b> (+1,7%)	-29,1%	<b>244.865</b>	<b>987</b>	+14,4%



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

Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



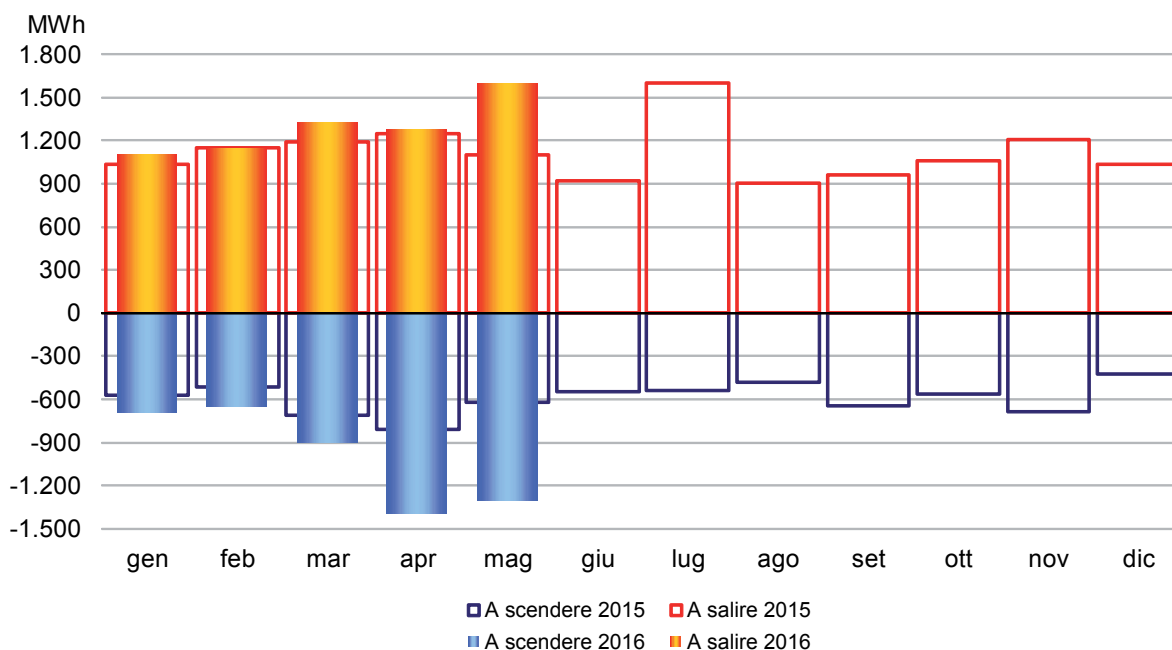
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A maggio gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante si confermano in crescita su base annua e con un incremento del 44,4% salgono a 1,2 milioni

MWh. Più che raddoppiate anche le vendite di Terna sul mercato a scendere che salgono a 1,0 milioni di MWh (Grafico 10).

Grafico 10: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra solo 3 negoziazioni, tutte su prodotti mensili baseload, per complessivi 11 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 2,4 milioni di MWh, in flessione del 13,4% rispetto al mese precedente. In aumento i prezzi di tutti i prodotti contrattabili nel mese. (Tabella 8 e Grafico 11).

Il prodotto Giugno 2016 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 37,90 €/MWh sul baseload e 47,15 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 519 e 10 MW, per complessivi 376 mila MWh.



Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Giugno 2016	37,90	+10,5%	1	5	-	5	-50,0%	519	373.680
Luglio 2016	45,50	+6,5%	1	5	-	5	-	5	3.720
Agosto 2016	40,30	+5,9%	1	5	-	5	-	5	3.720
Settembre 2016	38,97	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	41,62	+5,0%	-	-	-	-	-	489	1.079.712
IV Trimestre 2016	41,79	+5,0%	-	-	-	-	-	474	1.047.066
I Trimestre 2017	39,93	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	35,10	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	39,38	+0,0%	-	-	-	-	-	23	201.480
<b>Totale</b>			<b>3</b>	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>15</b>			<b>2.335.698</b>

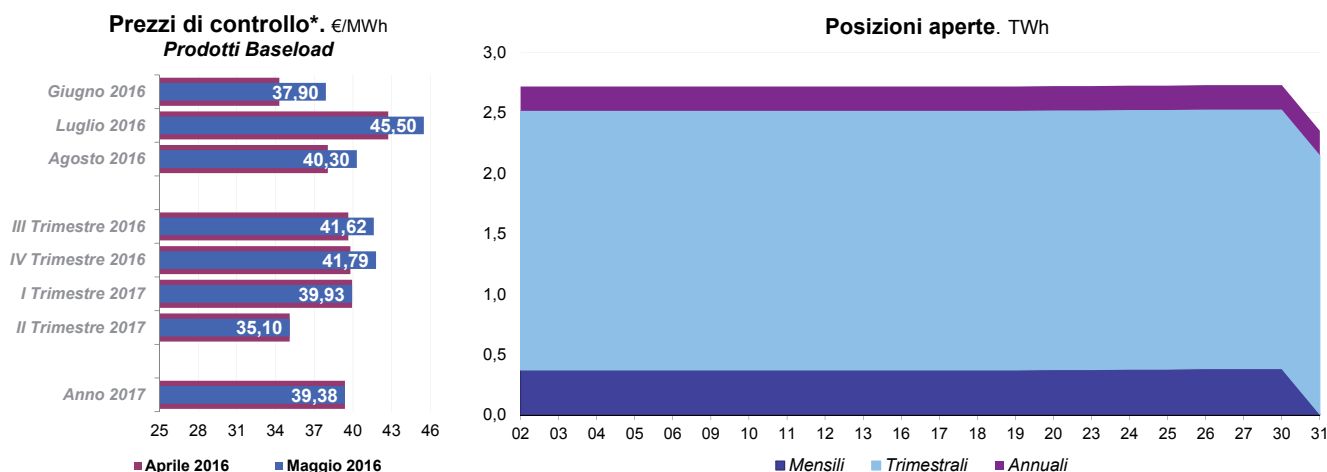
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Giugno 2016	41,15	+10,0%	-	-	-	-	-	10	2.640
Luglio 2016	52,63	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2016	41,72	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2016	47,12	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	46,99	+5,0%	-	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2016	51,54	+5,0%	-	-	-	-	-	10	7.800
I Trimestre 2017	46,82	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	38,24	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	44,43	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>			<b>15.720</b>
<b>TOTALE</b>			<b>3</b>	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>15</b>			<b>2.351.418</b>

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

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

Grafico 11: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a maggio 2016, pari a 28,3 milioni di MWh, registrano una flessione tendenziale del 7,2% determinata ancora dalla pesante contrazione delle negoziazioni concluse su MTE, pari a 378 mila MWh (-85,0%), confermandosi sui livelli più bassi da oltre cinque anni. Pressoché invariate, invece, le transazioni derivanti da contratti bilaterali attestatesi a 28,0 milioni di MWh (-0,3%) (Tabella 9).

Prosegue la flessione tendenziale, in atto da inizio 2015, della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che scende a 13,7 milioni di MWh (-12,0%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, sale pertanto a quota 2,07 (+0,11 rispetto ad un anno fa) (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,5 milioni di MWh, si riducono del 10,9% su base annua, così come i relativi sbilanciamenti a programma che, sebbene ai massimi da inizio anno, scendono a 7,2 milioni di MWh (-12,9%). Si confermano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,1 milioni di MWh (-7,2%) e i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 2,6 milioni di MWh (-27,7%).

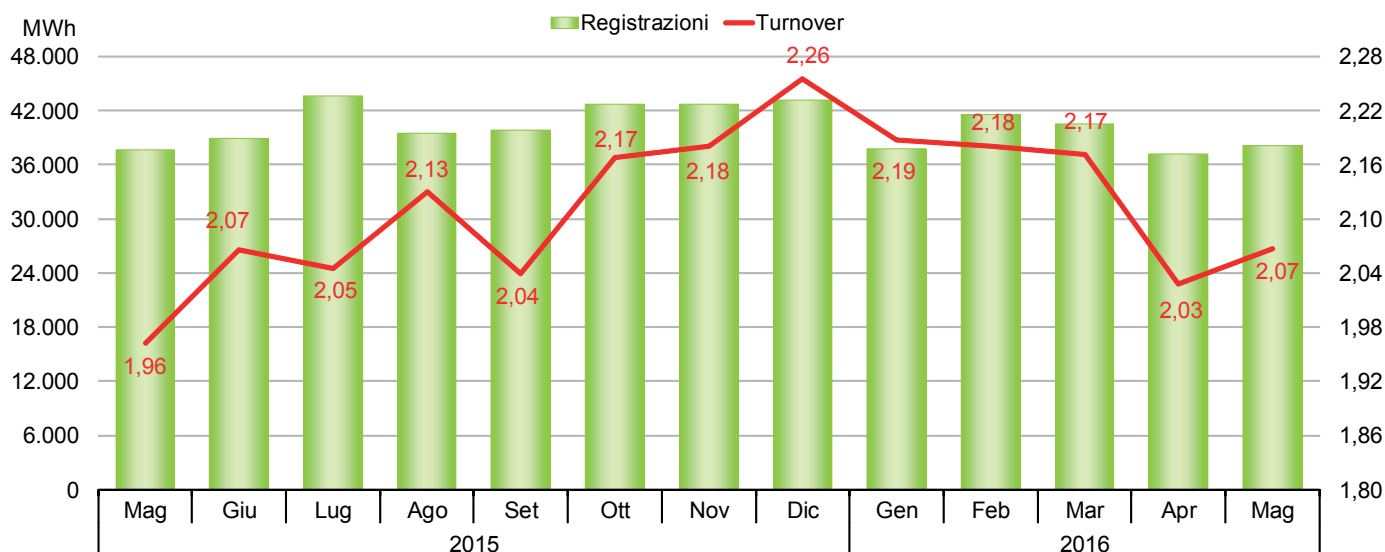
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo			
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	7.145.046	- 15,3%	25,2%	Richiesti	8.742.011	+4,5%	100,0%	11.083.854	-7,2%	100,0%
<i>Off Peak</i>	624.168	+9,8%	2,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.115.265	+71,4%	47,1%	157	100%	0,0%
<i>Peak</i>	604.671	- 8,2%	2,1%	Rifiutati	2.215.908	+112,8%	25,3%	5	-	0,0%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.200.297	+111,8%	25,2%	-	-	-
Totale Standard	8.373.885	- 13,3%	29,5%							
Totale Non standard	19.592.299	+6,6%	69,1%	<b>Registrati</b>	<b>6.526.104</b>	-10,9%	<b>74,7%</b>	<b>11.083.849</b>	-7,2%	<b>100,0%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>27.966.184</b>	<b>- 0,3%</b>	<b>98,7%</b>	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.914.967	+40,6%	21,9%	156,55	100%	0,0%
<b>MTE</b>	<b>377.616</b>	<b>- 85,0%</b>	<b>1,3%</b>	Sbilanciamenti a programma	7.185.247	-12,9%		2.627.501	-27,7%	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>28.343.800</b>	<b>- 7,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-		<b>4.557.746</b>	<b>-1,3%</b>	
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>13.711.351</b>	<b>- 12,0%</b>								

Grafico 12: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A maggio i consumi di gas naturale in Italia evidenziano un significativo incremento su base annua (+13,4%) sostenuto dalle ottime performance del settore termoelettrico (+19,4%) e del civile (+18,5%). Sul lato offerta, cala ancora la produzione nazionale (-27,3%), mentre prosegue la crescita delle importazioni di gas naturale (+12,1%). Lieve flessione per le iniezioni nei sistemi

di stoccaggio sebbene la giacenza di gas naturale a fine mese risulta aumentata (+13,8%). Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 10,6% della domanda complessiva di gas naturale (4,6 milioni di MWh), quasi tutto nella Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con il prezzo del comparto G+1 (15,28 €/MWh) allineato alle quotazioni al PSV.

## IL CONTESTO

Nel mese di maggio i consumi di gas naturale in Italia segnano una decisa ripresa su base annua attestandosi a 4.114 milioni di mc (+13,4%). In sensibile ripresa soprattutto i consumi del settore civile che salgono a quota 1.368 milioni di mc (+18,5%) e quelli del settore termoelettrico (+19,4%) che, giovandosi della flessione tendenziale della produzione rinnovabile, si attestano a 1.567 milioni di mc, livello più alto degli ultimi quattro anni per il mese di maggio. Più contenuta la crescita tendenziale dei consumi del settore industriale (+4,8%) che, al secondo rialzo consecutivo dopo una lunga fase recessiva, si portano a 1.113 milioni di mc. Ancora in forte contrazione, invece, le esportazioni attestatesi a 57 milioni di mc (-36,8%), ai minimi da oltre dieci anni.

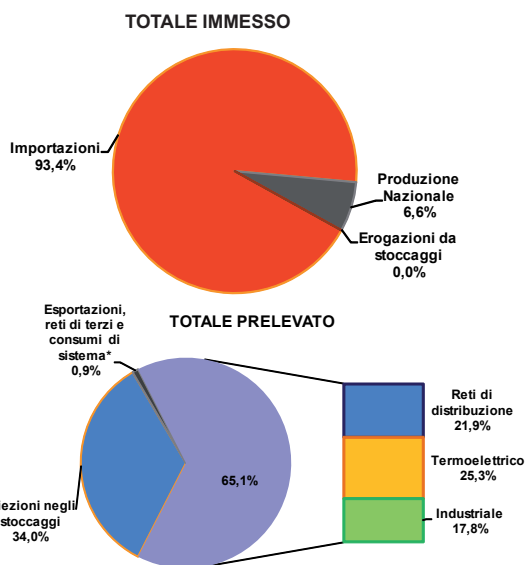
Dal lato offerta si conferma e si rafforza la flessione, ininterrotta da novembre 2012, della produzione nazionale scesa a 412 milioni

di mc (-27,3%), valore più basso da oltre un decennio; mentre tornano a salire le importazioni di gas naturale che si attestano a 5.823 milioni di mc (+12,1%), massimo da inizio anno. Tra i punti di entrata, ancora in forte crescita le importazioni di gas algerino a Mazara i cui volumi, per il secondo mese consecutivo, risultano quasi triplicati rispetto ad un anno fa (1.792 mln mc, +161,3%). Ancora in significativa flessione, invece, le importazioni del gas libico a Gela scese ormai ai minimi da fine 2013 (300 mln mc; -55,8%), così come quelle dal Nord Europa a Passo Gries (482 mln mc, -24,1%), mentre accennano una lieve ripresa le importazioni dalla Russia a Tarvisio (2.757 mln mc, +2,3%). Tra i terminali GNL, riparte Panigaglia (43 mln mc), flette Cavarzere (450 mln mc, -10,4%). Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 2.122 milioni di mc, in lieve calo rispetto a maggio 2015 (-0,6%); nulle le erogazioni così come un anno fa.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.823</b>	<b>61,6</b>	<b>+12,1%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.792	19,0	+161,3%
Tarvisio	2.757	29,2	+2,3%
Passo Gries	482	5,1	-24,1%
Gela	300	3,2	-55,8%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	43	0,5	+3697,8%
Cavarzere (GNL)	450	4,8	-10,4%
Livorno (GNL)	-	-	-
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>412</b>	<b>4,4</b>	<b>-27,3%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>6.235</b>	<b>66,0</b>	<b>+8,2%</b>
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.057	42,9	+14,7%
Industriale	1.113	11,8	+4,8%
Termoelettrico	1.567	16,7	+19,4%
Reti di distribuzione	1.368	14,5	+18,5%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	57	0,6	-36,8%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>4.114</b>	<b>43,5</b>	<b>+13,4%</b>
Iniezioni negli stoccaggi	2.122	22	-0,6%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>6.235</b>	<b>66,0</b>	<b>+8,2%</b>



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

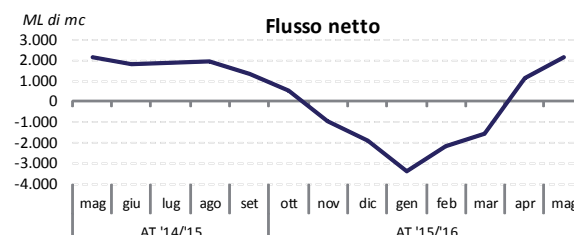
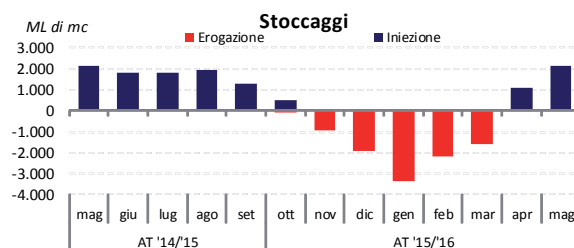
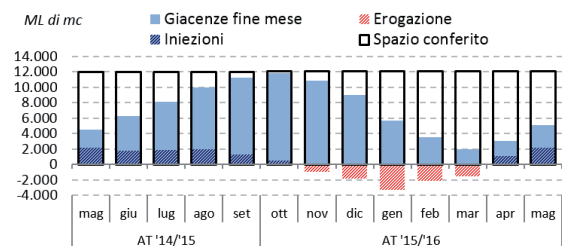
Nell'ultimo giorno del mese di maggio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 5.112 milioni di mc, in aumento del 13,8% rispetto allo stesso giorno del 2015. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 42,3%, anch'esso in crescita rispetto ad un anno fa (+4,7 p.p.).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), dopo nove mesi di ininterrotti ribassi, segna una ripresa congiunturale (+1,28 €/MWh, +9,3%) sebbene si confermi ancora in decisa flessione rispetto ad un anno fa (-7,36 €/MWh, -32,8%), attestandosi a 15,05 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/05/2016)</b>	<b>5.112</b>	<b>+13,8%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	2.122	-0,6%
Flusso netto	2.122	-0,6%
Spazio conferito	12.077	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	42,3%	+4,7 p.p.



## I MERCATI GESTITI DAL GME

A maggio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 4,6 milioni di MWh, pari al 10,6% della domanda complessiva di gas naturale (7,7% a maggio 2015),

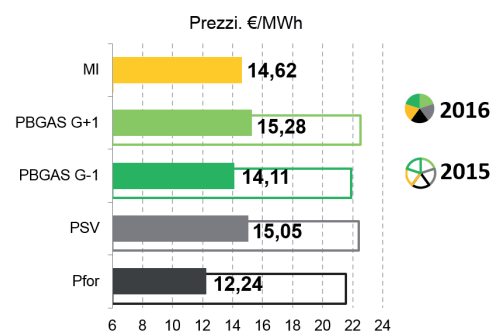
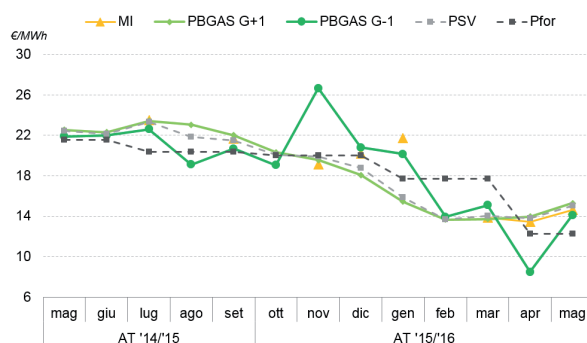
la maggior parte dei quali (circa il 90%) nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale\*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MGAS</b>					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	14,62	14,60	14,75	5.040	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
<b>PB-GAS</b>					
Comparto G-1	14,11 (21,90)	12,43	15,45	465.449 (205.450)	-
Comparto G+1	15,28 (22,54)	14,49	16,25	4.146.794 (2.754.013)	-
<b>P-GAS</b>					
Import	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori dell'anno precedente



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

Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2016-05	-	-	14,322	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2016-06	-	-	90,714	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-06	-	-	88,166	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-07	-	-	42,688	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-08	-	-	41,803	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-09	-	-	103,464	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	-	-	62,208	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-04	-	-	65,902	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-01	-	-	71,326	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-02	-	-	61,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2017	-	-	66,913	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2016/2017	-	-	68,584	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2017	-	-	67,520	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2016/2017	-	-	67,746	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>											

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), prosegue la crescita dei volumi scambiati che, con un rialzo del 50,6%, si portano a 4,1 milioni di MWh. Ancora in consistente flessione, invece, il prezzo medio attestatosi a 15,28 €/MWh (-32,2%), appena sopra la quotazione al PSV (+22 cent. di €/MWh).

Nei 10 giorni, sui 31 di maggio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,1 milioni di MWh, di cui il 46,6%, pari

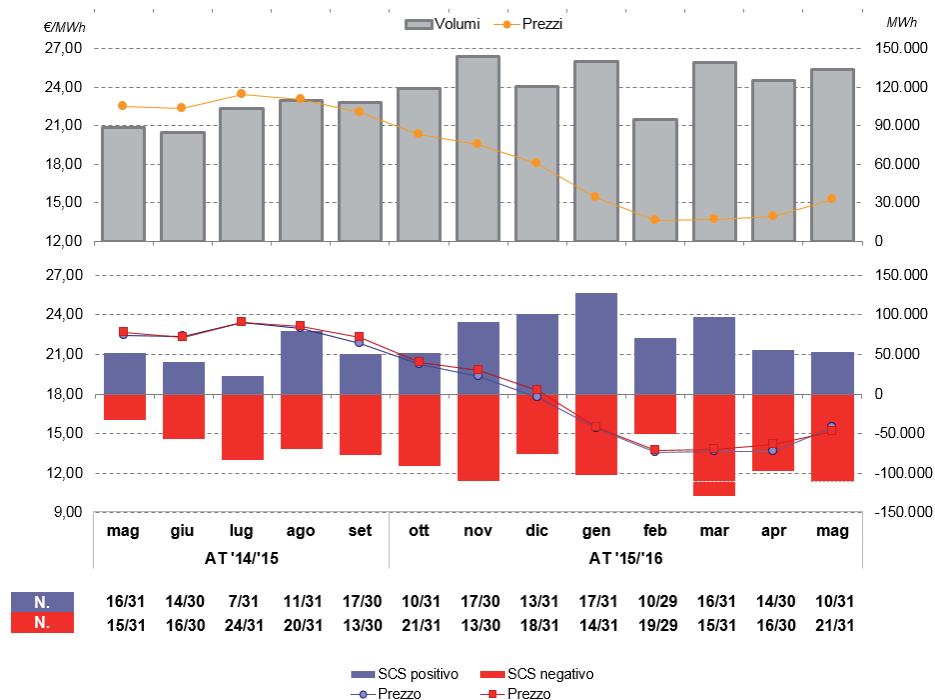
a 528 mila MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 15,48 €/MWh (-31,0% su base annua). Nei restanti 21 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 3,0 milioni di MWh, di cui il 76,9%, pari a 2,3 milioni di MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 15,18 €/MWh (-32,9%).

Complessivamente il 68,6% dei volumi scambiati (2,8 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 31,4% da scambi tra operatori, pari 1,3 milioni di MWh.

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G+1

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 10/31	negativo n.giorni 21/31
<b>Prezzo medio. €/MWh</b>	<b>15,28</b>	<b>(-32,2%)</b>	<b>15,48</b>	<b>15,18</b>
<b>Acquisti. MWh</b>	<b>4.146.794</b>	<b>(+50,6%)</b>	<b>1.131.922</b>	<b>3.014.872</b>
RdB	2.317.058	(+365,7%)		2.317.058
Operatori	1.829.736	(-18,9%)	1.131.922	697.814
<b>Vendite. MWh</b>	<b>4.146.794</b>	<b>(+50,6%)</b>	<b>1.131.922</b>	<b>3.014.872</b>
RdB	527.843	(-37,0%)	527.843	
Operatori	3.618.951	(+88,8%)	604.079	3.014.872
Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente				
<b>Partecipazione al mercato</b>				
	<b>Totale</b>		<b>lato acquisto</b>	<b>lato vendita</b>
<b>Operatori attivi. N°</b>	<b>46</b>		<b>33</b>	<b>34</b>



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a maggio si sono scambiati 465 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 14,11 €/MWh. Nelle sei sessioni con scambi, il Responsabile del Bilanciamento ha sempre presentato

un'offerta di vendita soddisfatta da acquisti degli operatori prevalentemente nelle zone Import, Stogit e LNG (93%), con prezzi variati tra i 12,45 €/MWh della zona Import ed i 15,11 €/MWh della zona Stogit.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G-1

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo medio. €/MWh	12,45	13,47	14,22	15,11	-	-	14,11
Volumi. MWh	188.890	30.543	120.487	125.529	-	-	465.449
Operatori. N.	6	3	1	7	-	-	1

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A maggio i mercati energetici europei segnano diffusi rialzi mensili, con maggiore evidenza sulle piazze dei combustibili, con il Brent che consolida e rafforza la scia rialzista seguita

da febbraio e i prezzi spot del gas che descrivono incrementi congiunti raramente osservati in questo mese negli ultimi cinque anni.

Al suo quarto rialzo mensile consecutivo, il prezzo spot del Brent giunge a 47 \$/bbl, avendo percorso dall'inizio del 2016 un trend simile a quello osservato nei primi cinque mesi dello scorso anno, quando i livelli raggiunti erano tuttavia più elevati (+13% mensile; -27% annuo). Seguono il medesimo andamento i due prodotti derivati, olio combustibile e gasolio (206 \$/MT, +23%/-39%; 415 \$/MT, +22%/-30%), entrambi in costante crescita dall'inizio dell'anno, di maggiore intensità quella del carburante. I prodotti petroliferi a termine sembrano assorbire completamente le dinamiche rialziste associate sui mercati a pronti e propongono prezzi in rialzo rispetto allo scorso mese e

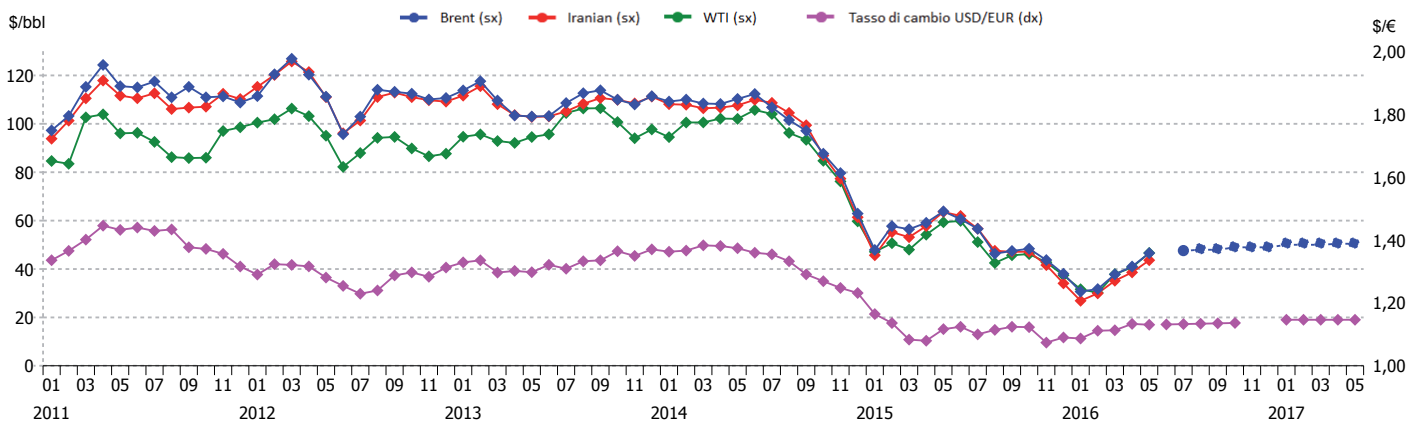
generalmente più elevati di quelli attuali. Segna una variazione mensile positiva anche il prezzo a pronti del carbone europeo, che questo mese si attesta a 47 \$/MT, mantenendosi come di consueto al di sotto degli altri due riferimenti internazionali. Al pari delle altre piazze dei combustibili, anche quelle a termine del carbone suggeriscono segnali di ripresa, chiudendo il mese di maggio con prodotti di prossima consegna quotati al di sopra dei valori spot (48/49 \$/MT). Resta stabile rispetto ad aprile il cambio euro-dollaro, sostanzialmente in linea con il livello realizzato a maggio del 2015, le cui proiezioni per i prossimi mesi non annunciano variazioni di particolare entità (1,13 \$/€).

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

FUEL	UdM	Quotazioni a pronti				Quotazioni a termine							
		Mag 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 16	Var M-1 (%)	Lug 16	Var M-1 (%)	Ago 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	46,58	+ 13 %	- 27 %	-	-	-	47,51	+ 10 %	48,00	-	-	-
	€/bbl	41,21	+ 14 %	- 28 %	-	-	-	41,95	-	42,34	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	206,40	+ 23 %	- 39 %	181,67	212,18	+ 23 %	215,09	+ 22 %	218,18	-	242,08	+ 16 %
	€/MT	182,59	+ 23 %	- 39 %	-	187,53	-	189,92	-	192,45	-	211,20	-
GASOLIO	\$/MT	415,33	+ 22 %	- 30 %	413,00	422,82	+ 13 %	424,75	+ 12 %	427,65	-	-	+ 5 %
	€/MT	367,42	+ 22 %	- 31 %	-	373,71	-	375,03	-	377,22	-	-	-
CARBONE	\$/MT	47,44	+ 5 %	- 19 %	45,80	48,15	+ 6 %	48,26	+ 6 %	48,67	-	46,70	+ 7 %
	€/MT	41,97	+ 5 %	- 20 %	-	42,56	-	42,61	-	42,93	-	40,74	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,13	- 0 %	+ 1 %	-	1,13	- 0 %	1,13	- 0 %	1,13	-	1,15	- 0 %

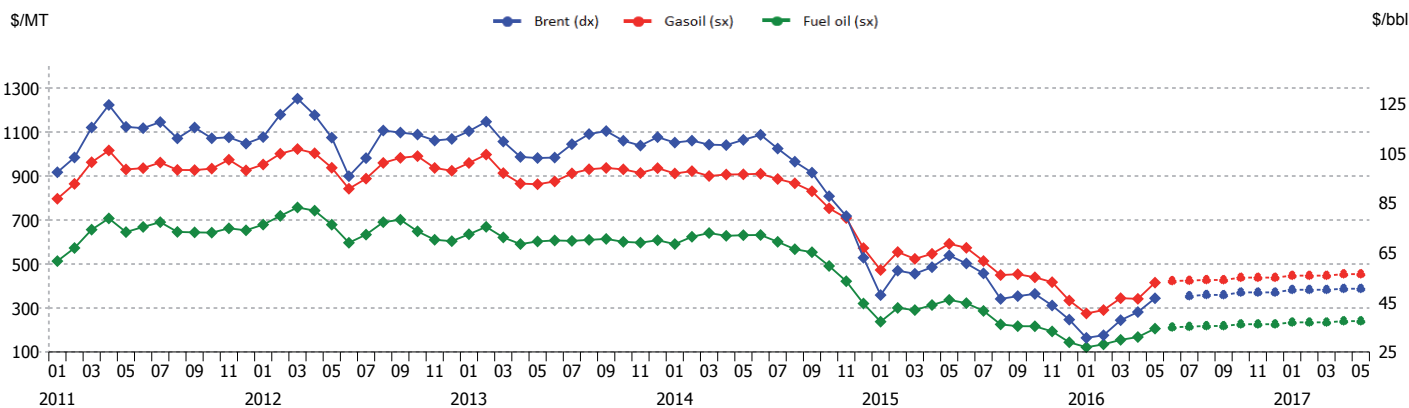
Fonte: Thomson-Reuters

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



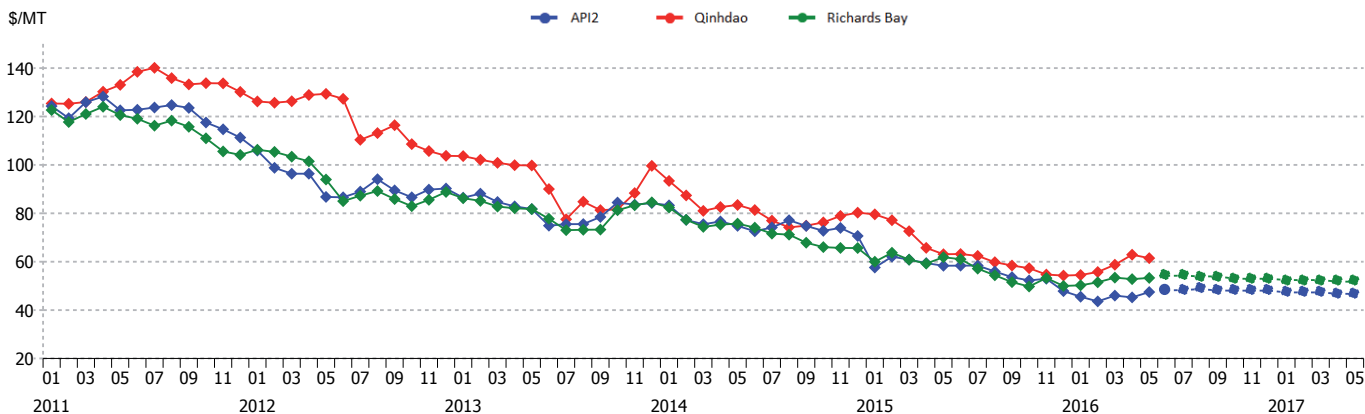
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters



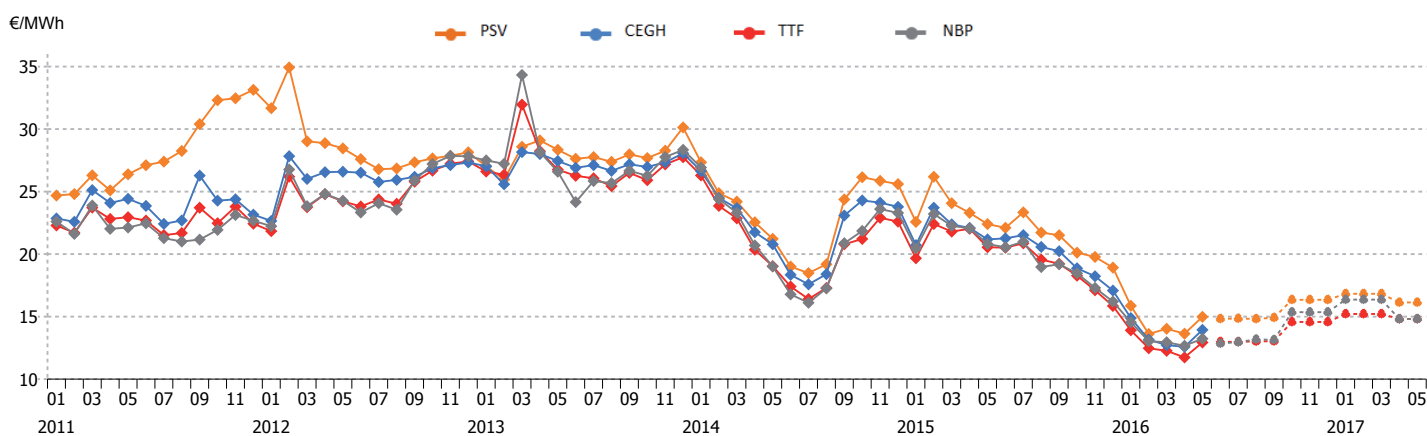
Sui principali hub europei del gas, le quotazioni spot mostrano tutte dinamiche fortemente rialziste, mantenendosi comunque ben al di sotto dei valori registrati nello stesso periodo dello scorso anno (13/15 €/MWh, +4/+11%; -37/-33%). La contemporaneità e l'equivalenza dei rialzi mensili lascia pressoché invariato lo

spread tra i vari riferimenti, con quello tra Italia e Olanda posto a +2 €/MWh circa (PSV 15 €/MWh; TTF 13 €/MWh). Quanto ai prodotti a termine, come più volte osservato negli ultimi mesi, i livelli corrispondenti non si discostano significativamente dai valori contingenti.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Mag 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 16	Var M-1 (%)	Lug 16	Var M-1 (%)	Ago 16	Var M-1 (%)	GY /	Var M-1 (%)
PSV	IT	14,98	+ 10 %	- 33 %	13,66	14,82	+ 8 %	14,85	+ 10 %	14,81	-	-	-
TTF	NL	12,93	+ 10 %	- 37 %	13,80	12,99	- 3 %	12,98	+ 10 %	13,02	-	-	-
CEGH	AT	13,91	+ 11 %	- 34 %	14,41	13,85	+ 9 %	13,87	+ 9 %	13,91	-	-	-
NBP	UK	13,23	+ 4 %	- 36 %	19,66								



Fonte: Thomson-Reuters

Sulle borse elettriche europee si osservano andamenti mensili contrapposti, con le quotazioni del blocco continentale (Germania, Francia e Svizzera) in calo più o meno consistente e il valore italiano in rialzo, in accordo con le dinamiche osservate sui combustibili di riferimento e sui volumi di borsa (DE 23 €/MWh, -7%; FR/CH 24 €/MWh, -5/-6%; IT 35 €/MWh, +9%). In particolare, all'interno dell'area IBMC il prezzo del Nord descrive un aumento mensile del 3% (32 €/MWh) e

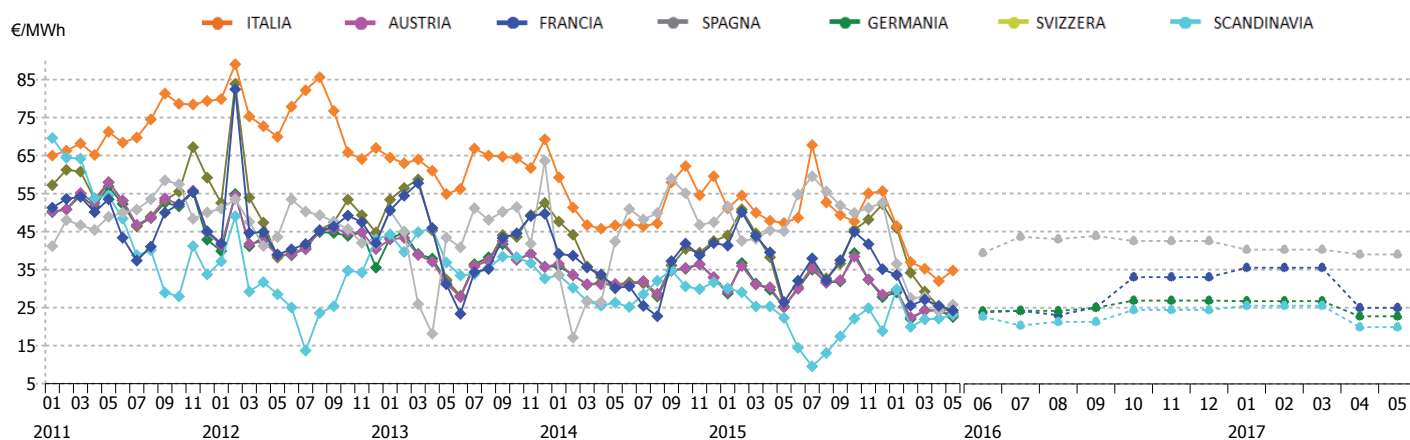
definisce differenziali compresi tra i +5 €/MWh dalla Slovenia e i +9 €/MWh dall'Austria (Epex DE/AT), in corrispondenza di un allineamento orario medio in calo rispetto allo scorso mese (55%, -12 p.p.). Dai mercati futures giungono segnali positivi, che si traducono nella generale rivalutazione dei prezzi, posti tutti al di sopra dei valori spot (fatta eccezione per l'area scandinava).

<sup>1</sup> Italian Borders Market Coupling

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)				Quotazioni a termine (€/MWh)								
Area	Mag 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 16	Var M-1 (%)	Lug 16	Var M-1 (%)	Ago 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	34,78	+ 9 %	- 26 %	32,63	36,59	+ 4 %	43,69	+ 10 %	39,06	-	39,38	+ 5 %
FRANCIA	24,27	- 5 %	- 8 %	23,63	23,82	+ 6 %	24,22	+ 6 %	23,05	-	29,96	-
GERMANIA	22,54	- 7 %	- 11 %	22,89	24,09	+ 5 %	24,23	+ 5 %	24,16	-	24,79	-
SPAGNA	25,77	+ 7 %	- 43 %	34,20	39,38	- 5 %	43,63	- 3 %	43,01	-	42,24	-
AREA SCANDINAVA	23,21	+ 5 %	+ 4 %	20,90	22,66	+ 18 %	20,33	+ 18 %	21,30	-	21,42	-
AUSTRIA	23,01	- 5 %	- 9 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	23,67	- 6 %	- 6 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



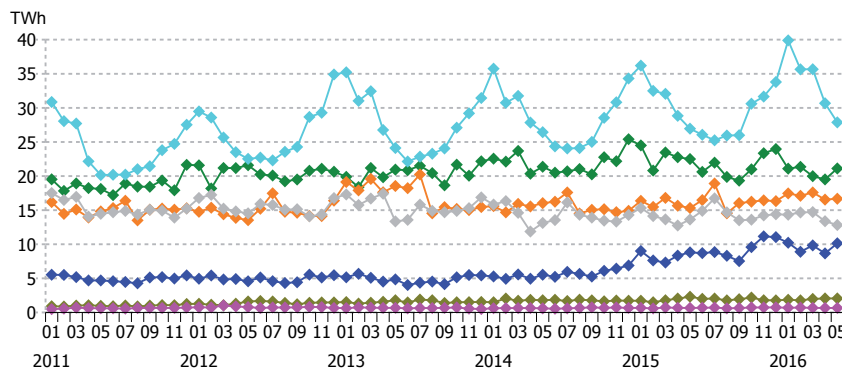
Infine, mentre i volumi gestiti da Epex restano pressoché stabili rispetto allo scorso anno (33 TWh), sebbene gli scambi riferibili alla Francia segnino un deciso incremento (10 TWh, +15%),

Nord Pool e IpeX aumentano la rispettiva taglia giungendo a 28 TWh e a 17 TWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Mag 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,7	+ 1 %	+ 9 %
FRANCIA	10,1	+ 17 %	+ 15 %
GERMANIA	21,1	+ 8 %	- 6 %
SPAGNA	12,8	- 4 %	- 6 %
AREA SCANDINAVA	27,9	- 9 %	+ 3 %
AUSTRIA	0,7	+ 0 %	- 1 %
SVIZZERA	2,1	+ 0 %	- 10 %



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di maggio 2016, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 548.407 TEE, in diminuzione rispetto ai 562.982 TEE scambiati ad aprile.

Dei 548.407 TEE sono stati scambiati 186.826 TEE di Tipo I e 295.705 TEE di Tipo II, 15.091 TEE di Tipo II-CAR e 50.785 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 135,53 €/tep (126,73 €/tep ad aprile), i TEE di Tipo II, ad una media pari a 132,74 €/tep (126,93 €/tep ad aprile), i TEE di Tipo II-CAR ad una media di 126,14 €/tep (129,33 €/tep ad aprile) e infine i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una media pari a

134,13 €/tep (125,35 €/tep ad aprile). Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari al 6,95 % per i TEE di Tipo I, e del 4,58 % per i TEE di Tipo II e del 7,00 % per i TEE di Tipo III, mentre si registra una diminuzione del 2,47 % per il prezzo medio relativo ai TEE di Tipo II-CAR.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 2.303.195 TEE (846.827 TEE di Tipo I, 1.242.622 TEE di Tipo II, 63.090 TEE di Tipo II CAR, 15.065 TEE di Tipo III e 0 TEE di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 40.036.468 TEE.

Di seguito le Tabelle riassuntive e i Grafici dei volumi e dei prezzi relativi alle transazioni del mercato dei TEE.

TEE risultati del mercato del GME - maggio 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	186.826	25.320.427,75	105,00	154,90	135,53
Tipo II	295.705	39.252.379,74	116,70	155,00	132,74
Tipo II-CAR	15.091	1.903.515,64	121,00	151,95	126,14
Tipo III	50.785	6.811.571,66	113,02	151,95	134,13
<b>Totale</b>	<b>548.407</b>	<b>73.287.894,79</b>	<b>105,00</b>	<b>155,00</b>	<b>133,64</b>

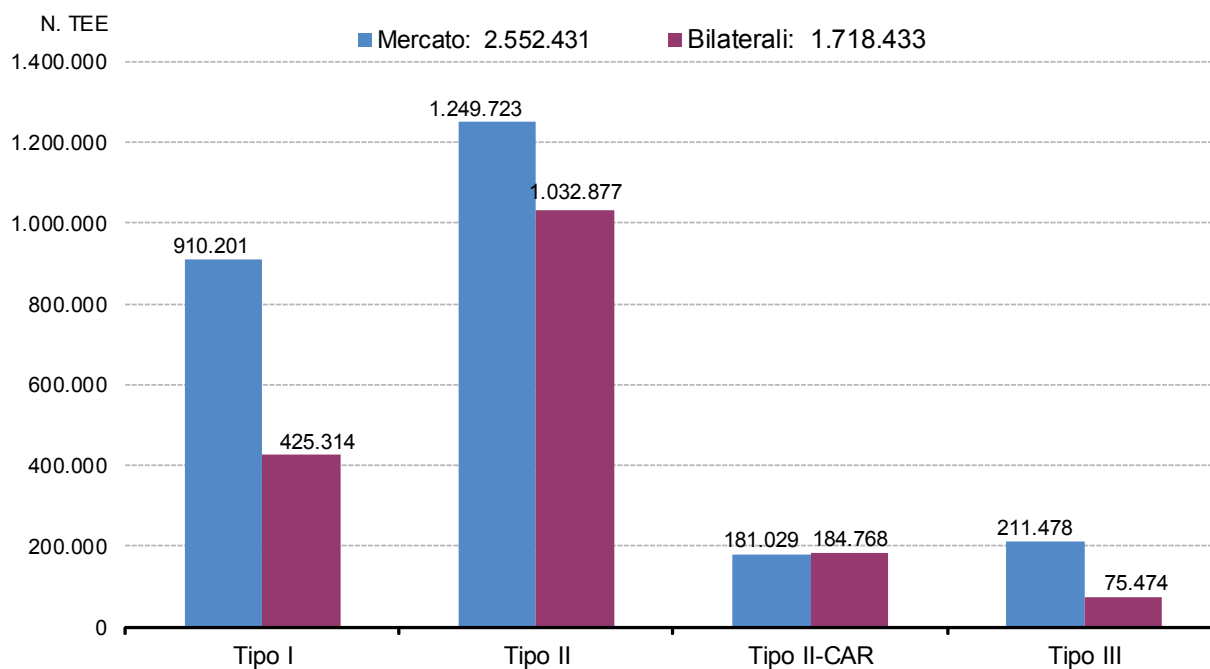
TEE risultati del mercato del GME - maggio 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	910.201	113.416.089,39	105,00	154,90	124,61
Tipo II	1.249.723	156.162.023,38	105,00	155,00	124,96
Tipo II-CAR	181.029	22.019.570,11	106,00	151,95	121,64
Tipo III	211.478	26.811.471,31	105,80	151,95	126,78
<b>Totale</b>	<b>2.552.431</b>	<b>318.409.154,19</b>			<b>124,75</b>

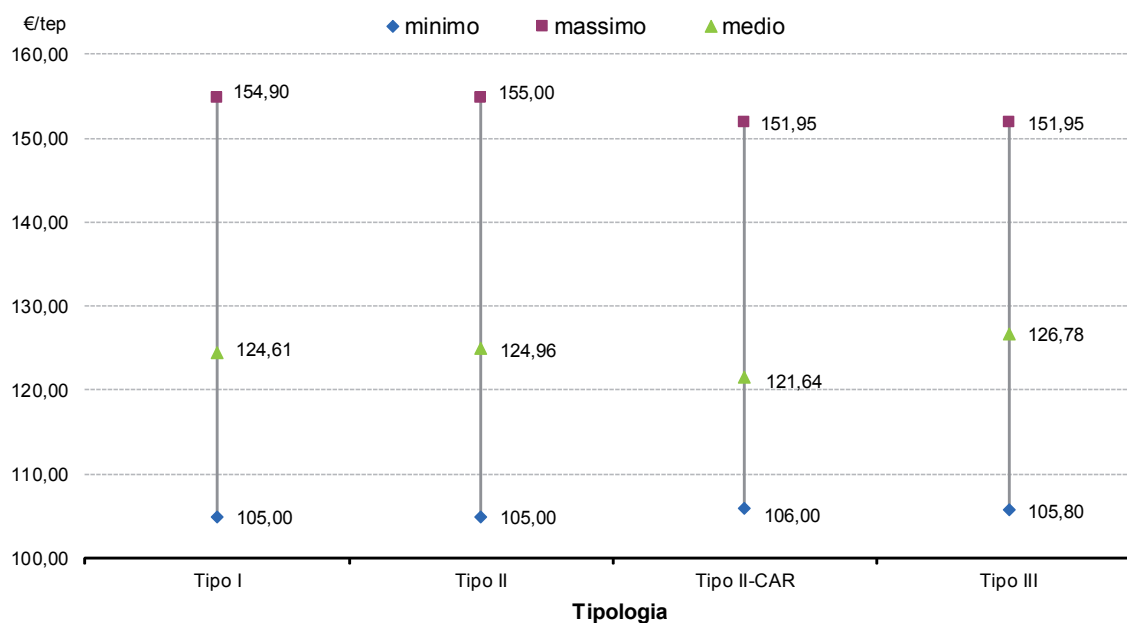
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



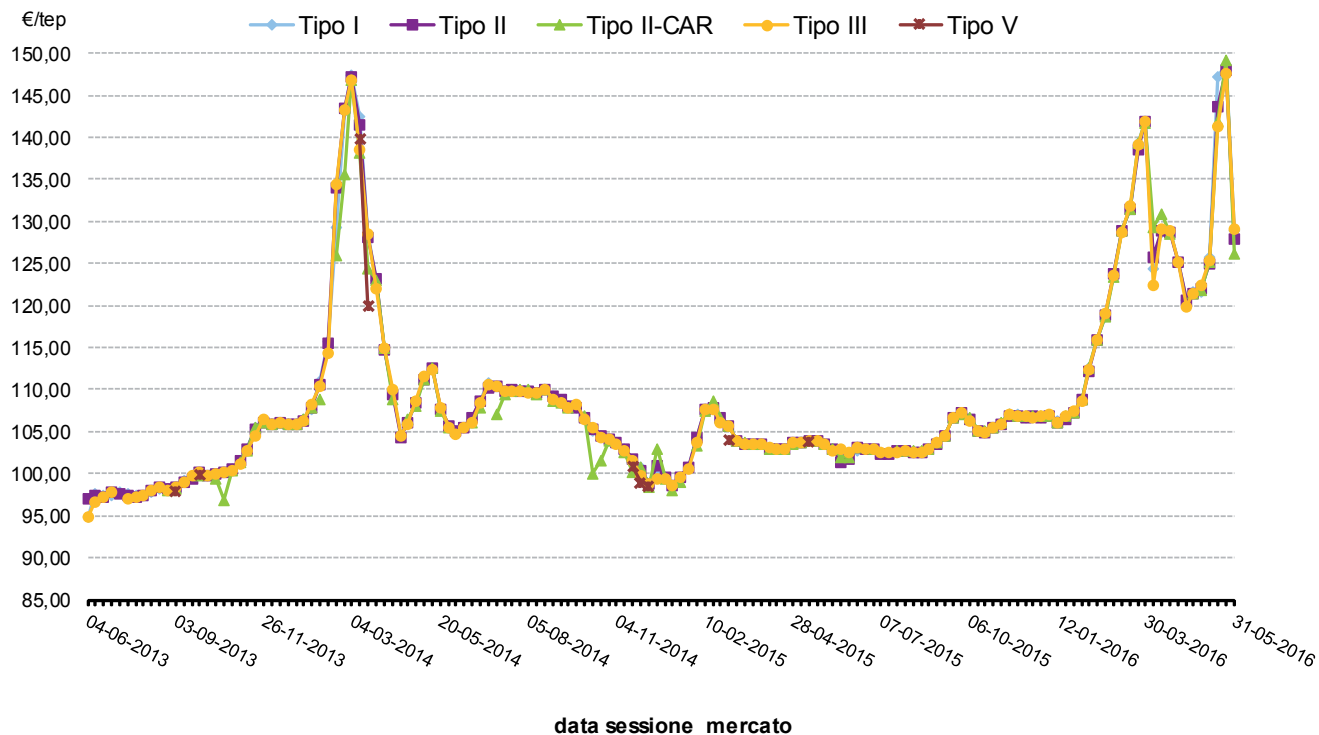
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni dal 2013)

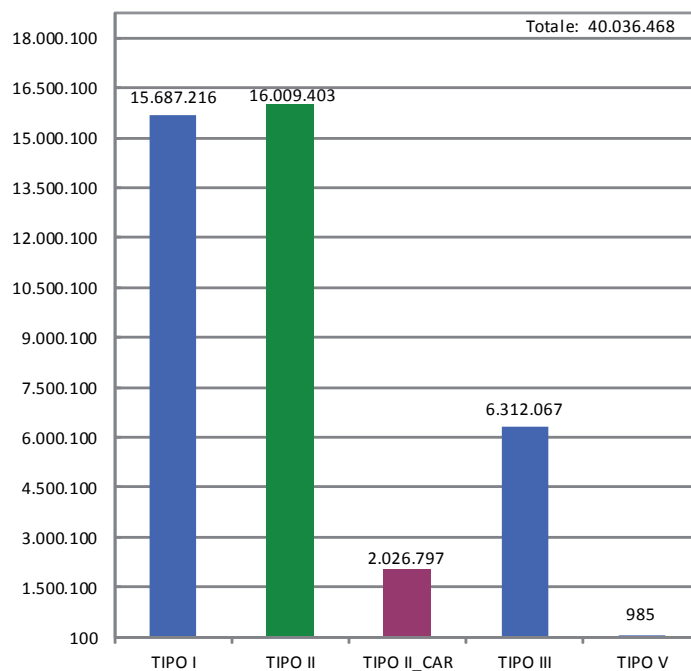
Fonte: GME



Di seguito il grafico relativo ai titoli emessi per tipologia nel 2016.

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fino a maggio 2016 (dato cumulato)

Fonte: GME



I volumi scambiati bilateralmente, nel corso del mese di maggio 2016, sono stati pari a 771.607 TEE, in aumento rispetto ai TEE scambiati nel mese di aprile (388.869 i TEE

scambiati bilateralmente ad aprile). Seguono le Tabelle riassuntive delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE risultati Bilaterali - anno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	239.282	0,00	155,00	99,10
<i>Tipo II</i>	431.229	0,00	155,00	77,58
<i>Tipo II-CAR</i>	52.010	79,33	145,00	117,18
<i>Tipo III</i>	49.086	0,00	155,00	116,80
<b>Totale</b>	<b>771.607</b>	<b>0,00</b>	<b>155,00</b>	<b>89,42</b>

TEE risultati Bilaterali - anno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	425.314	0,00	155,00	105,83
<i>Tipo II</i>	1.032.877	0,00	155,00	97,03
<i>Tipo II-CAR</i>	184.768	0,00	145,00	106,72
<i>Tipo III</i>	75.474	0,00	155,00	114,86
<b>Totale</b>	<b>1.718.433</b>	<b>0,00</b>	<b>155,00</b>	<b>101,03</b>

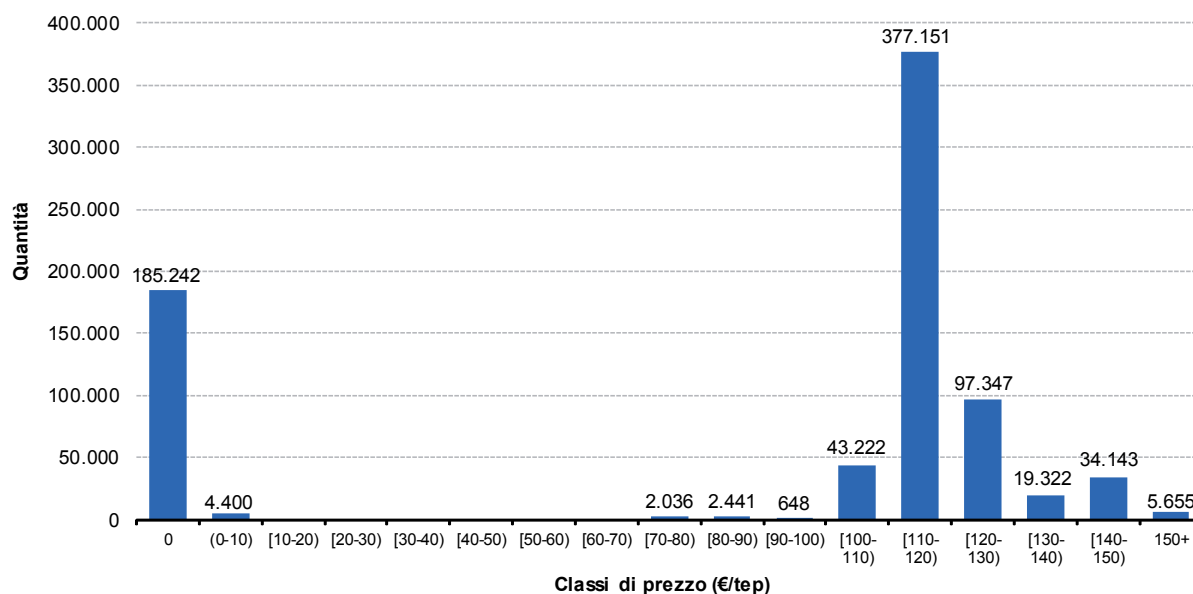
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel mese di maggio 2016, è stata pari a 89,42 €/tep (121,80 €/tep la media registrata sulla piattaforma dei bilaterali nel mese di aprile 2016), minore di 44,22 €/tep rispetto alla

media registrata sul mercato organizzato (126,78 €/tep la media registrata sul mercato il mese scorso).

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

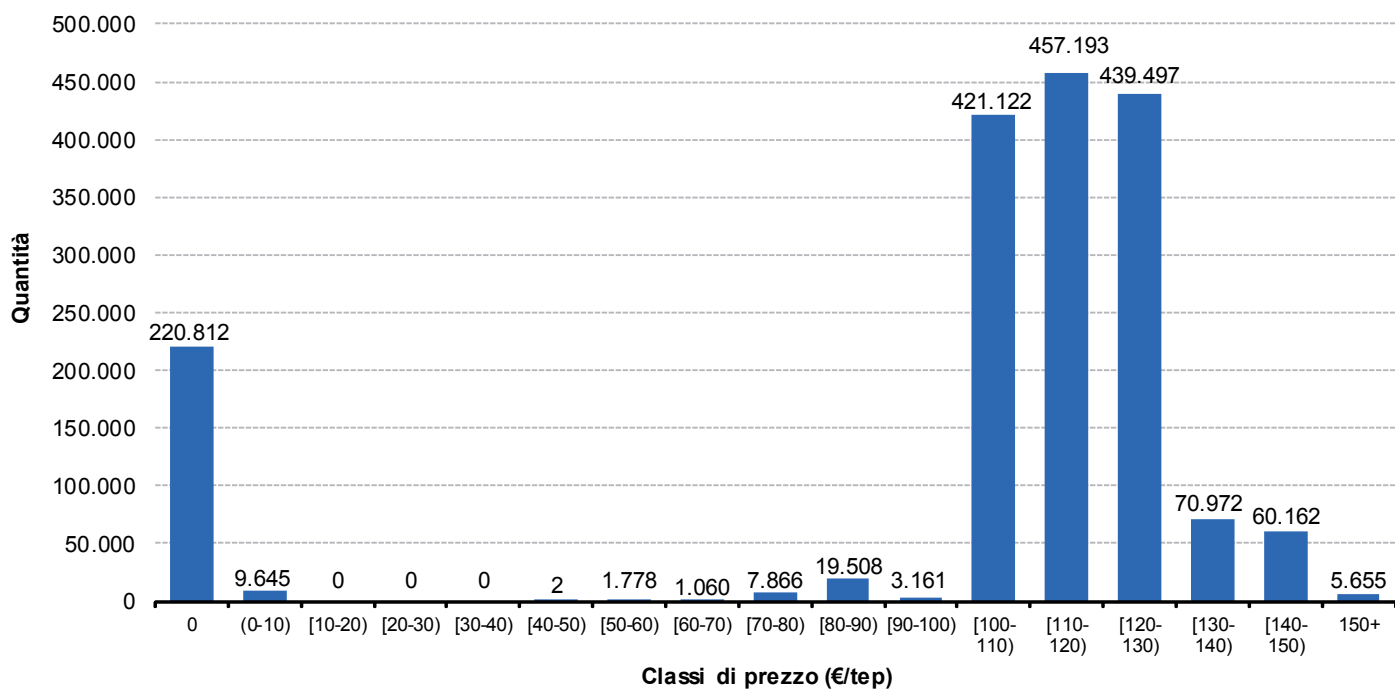
TEE scambiati per classi di prezzo - maggio 2016

Fonte: GME



TEE scambiati per classi di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di maggio 2016, sono stati scambiati 37.106 CV, in diminuzione, rispetto ai 111.967 CV scambiati nel mese di aprile 2015.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 IV Trim, con 36.957 certificati (106.008 CV 2015 IV Trim ad aprile), dei CV 2015 III Trim con 100 CV (4.021 i CV 2015 III Trim ad aprile), e dei CV 2014 IV Trim, con un volume pari a 47 CV (391 CV 2014 IV Trim, ad aprile).

In relazione all'andamento dei prezzi medi si registra, nel mese di maggio, la diminuzione, del prezzo medio dei CV 2014 IV Trim (97,10 €/MWh) pari a 0,06 €/MWh, mentre riguardo

l'andamento dei prezzi medi dei CV 2015 si segnalano aumenti per entrambi i trimestri scambiati sulla piattaforma. In particolare, i CV 2015 III Trim (99,77 €/MWh) e i CV 2015 IV Trim (99,79 €/MWh) risultano in crescita rispettivamente, di 0,13 €/MWh e di 0,17 €/MWh, rispetto al mese di aprile.

Si segnala che, in applicazione delle disposizioni di cui al DM 6 luglio 2012, la data ultima di funzionamento dei sistemi di scambio dei CV è fissata per il 30 giugno p.v..

Di seguito le Tabelle e i grafici riassuntivi delle transazioni e dei prezzi di mercato nel 2016.

CV, risultati del mercato GME maggio 2016

Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
IV Trim 2014	47	4.563,70	97,10	97,10	97,10
III Trim 2015	100	9.977,10	99,70	99,80	99,77
IV Trim 2015	36.957	3.687.875,49	99,60	99,88	99,79
<b>Totale</b>	<b>37.104</b>	<b>3.702.416,29</b>			<b>99,78</b>

CV, risultati del mercato GME anno 2016

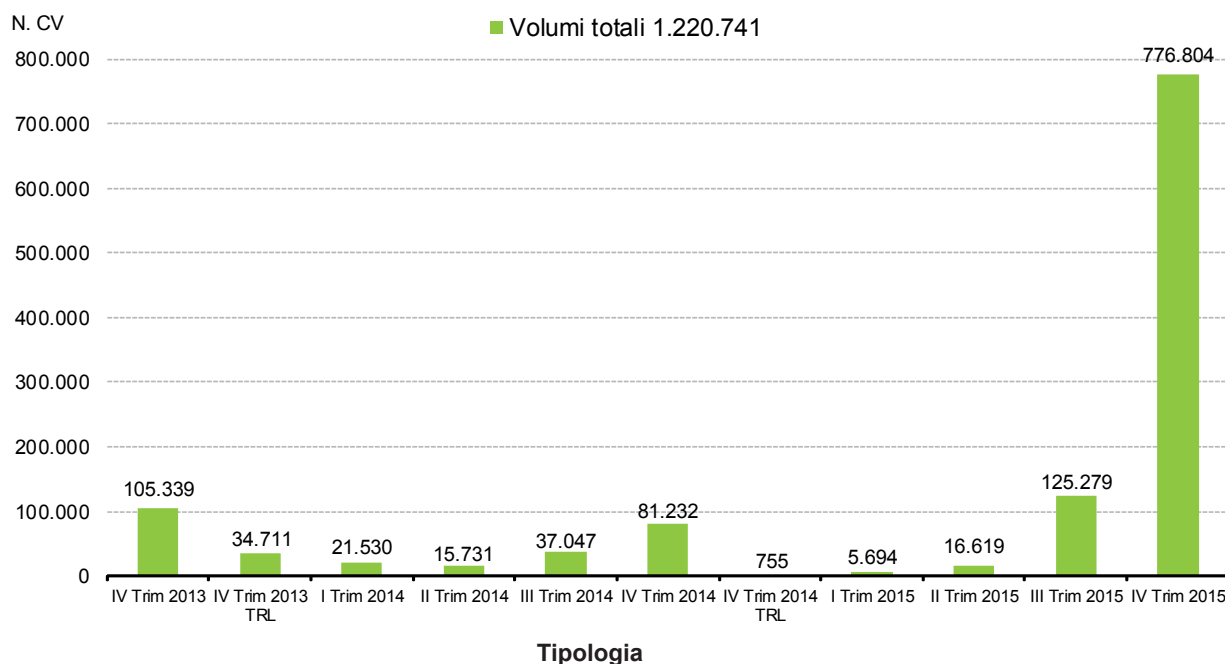
Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
IV Trim 2013	105.339	9.500.109,27	87,80	94,25	90,19
IV Trim 2013 TRL	34.711	2.958.005,26	83,50	87,85	85,22
I Trim 2014	21.530	2.090.611,85	97,05	97,50	97,10
II Trim 2014	15.731	1.527.282,09	97,00	97,11	97,09
III Trim 2014	37.047	3.597.064,80	97,00	97,10	97,09
IV Trim 2014	81.232	7.885.693,91	96,55	97,50	97,08
IV Trim 2014 TRL	755	63.868,21	84,00	86,00	84,59
I Trim 2015	5.694	567.591,78	99,20	99,85	99,68
II Trim 2015	16.619	1.655.797,46	98,00	99,99	99,63
III Trim 2015	125.279	12.477.282,43	99,00	99,99	99,60
IV Trim 2015	776.804	77.208.442,53	99,00	100,00	99,39
<b>Totale</b>	<b>1.220.741</b>	<b>119.531.749,59</b>			<b>97,92</b>



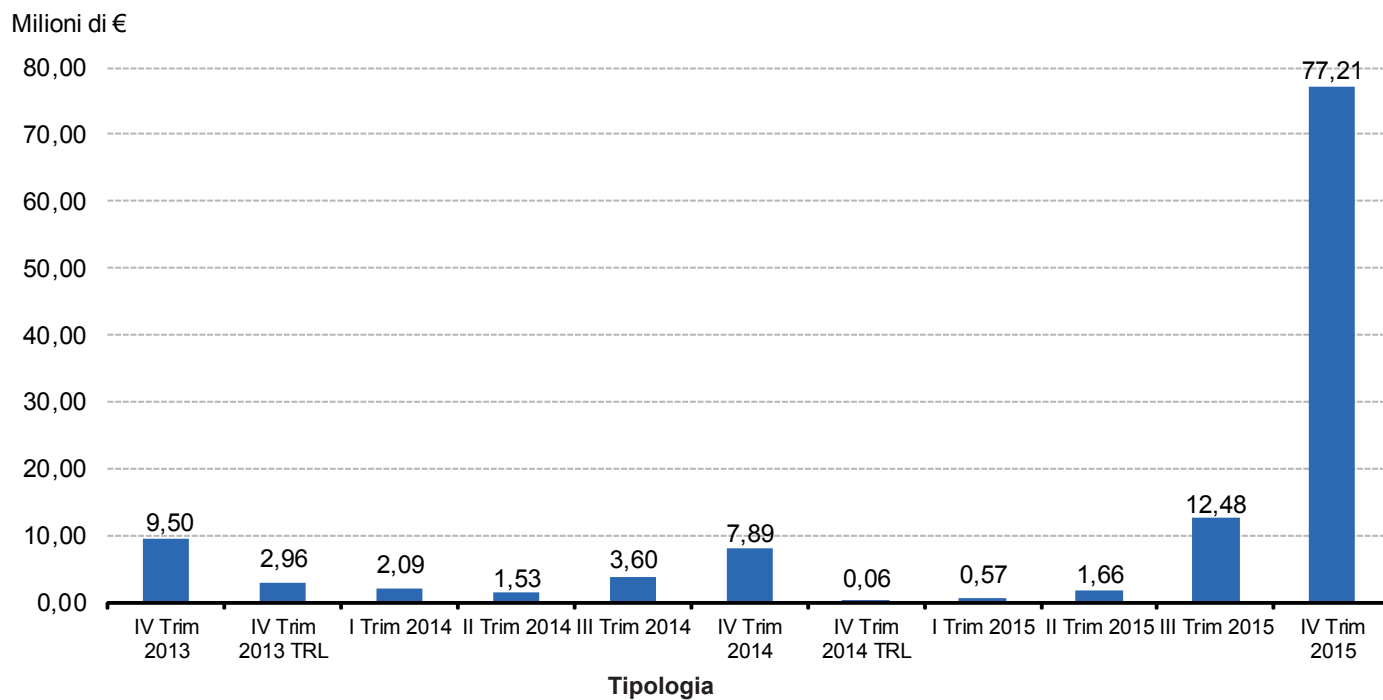
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento: anno 2016

Fonte: GME



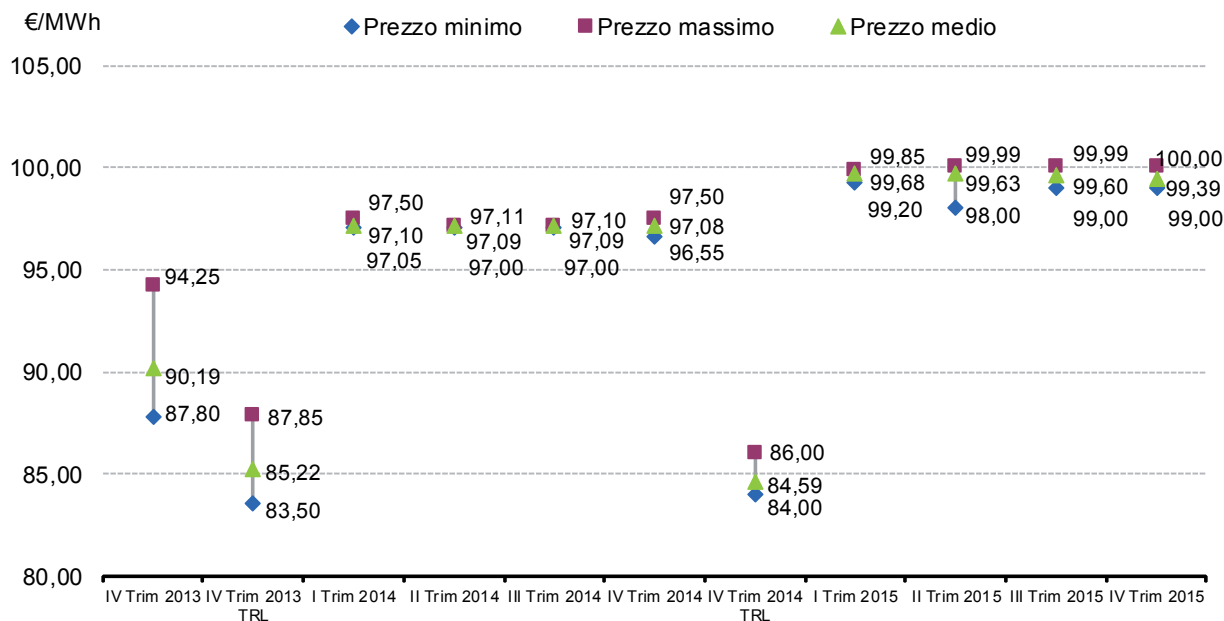
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento: anno 2016

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento: anno 2016

Fonte: GME



## Tipologia

Nel corso del mese di maggio 2016 sono stati scambiati 849.659 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (332.938 CV nel mese di aprile 2016).

La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali,

nel corso del mese di maggio, è stata pari a 84,51 €/MWh, minore di 15,27 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (99,78 €/MWh). Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni bilaterali, eseguite nel 2016.

CV, risultati bilaterali maggio 2016

Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
III Trim 2014	790	97,10	97,10	97,10
IV Trim 2014	824	97,10	97,10	97,10
I Trim 2015	8.579	95,33	99,80	99,59
II Trim 2015	6.627	95,33	99,80	99,47
III Trim 2015	58.911	0,00	99,80	84,95
IV Trim 2015	773.928	0,00	100,00	84,16
<b>Totale</b>	<b>849.659</b>			<b>84,51</b>

CV, risultati bilaterali anno 2016

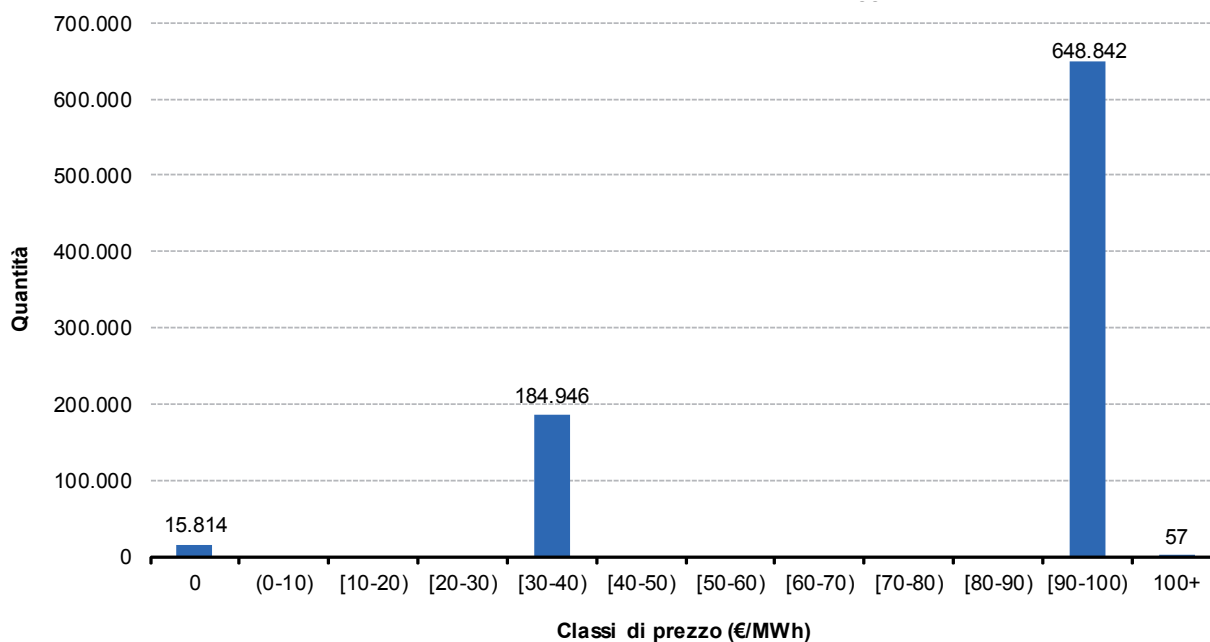
Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
I Trim 2013	21.944	0,00	92,50	7,89
II Trim 2013	38.716	0,00	93,90	90,44
III Trim 2013	138.590	0,00	92,70	89,33
IV Trim 2013	1.703.721	0,00	99,55	81,60
IV Trim 2013 TRL	226.119	0,00	98,57	75,86
I Trim 2014	256	0,00	96,80	91,02
II Trim 2014	933	0,00	98,11	95,17
III Trim 2014	1.225	0,00	97,10	95,00
IV Trim 2014	389.820	0,00	99,30	96,74
IV Trim 2014 TRL	179.415	0,00	97,70	94,07
I Trim 2015	253.595	0,00	99,88	79,83
II Trim 2015	248.483	0,00	99,88	97,97
III Trim 2015	454.547	0,00	100,00	95,72
IV Trim 2015	3.402.313	0,00	100,82	94,50
<b>Totale</b>	<b>7.059.677</b>			<b>90,18</b>

Segue il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo.

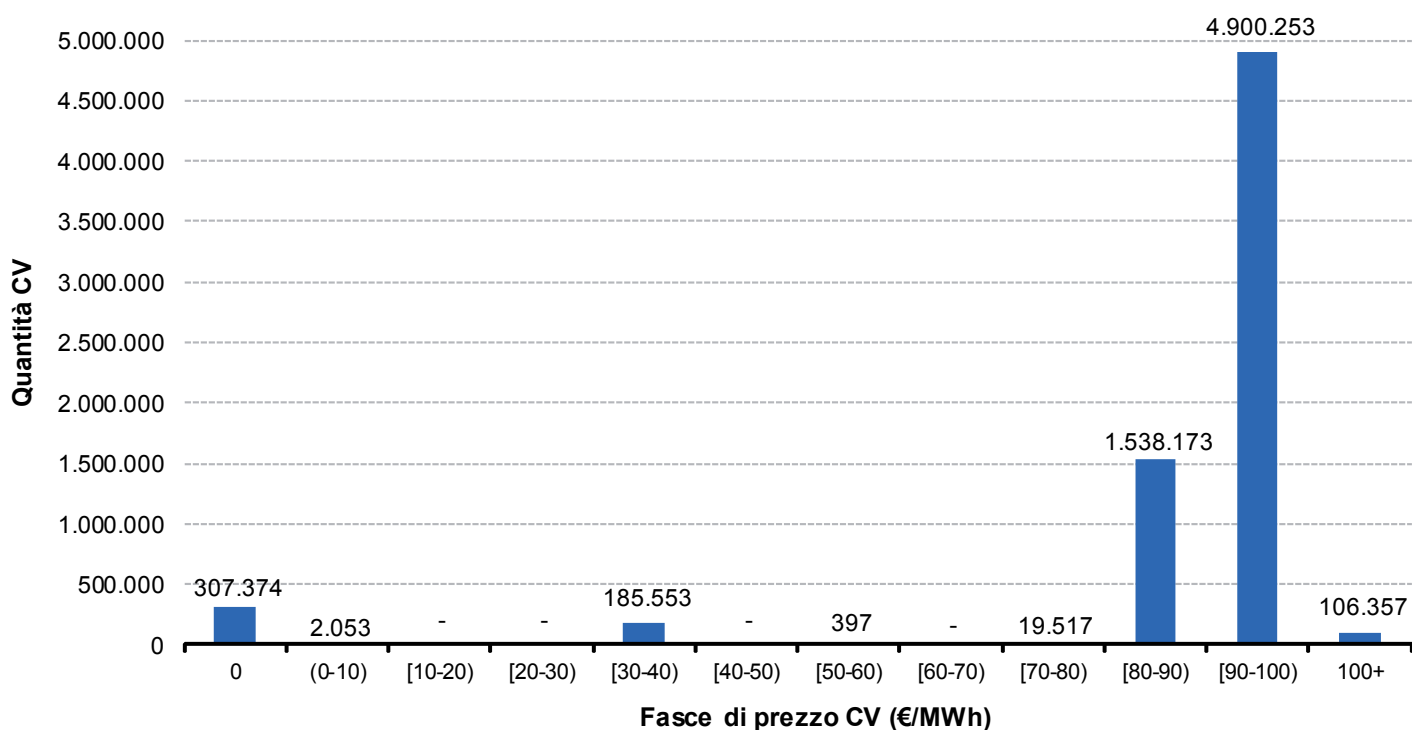
CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - maggio 2016

Fonte: GME



CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



## L'IMPORTANZA DELLE INTERCONNESSIONI PER UN MIGLIOR FUNZIONAMENTO DEL MERCATO DEL GAS EUROPEO

di Gian Paolo Repetto – RIE

(continua dalla prima)

Assumendo una produzione interna di 140 md mc (costante rispetto al 2014<sup>5</sup>) e nessuna variazione negli stoccaggi, ne consegue che nel 2015 la capacità di importazione è stata utilizzata mediamente per il 42,3%; nello specifico, le pipelines per il 51% e i rigassificatori per il 22% (le importazioni di GNL sono ammontate a circa 41 md mc<sup>6</sup>).

In particolare, per esempio, l'Italia ha una capacità di importazione di circa 120 md mc/a usata nel 2015 al 47%, la Spagna circa 90 md mc utilizzata per meno del 30%.

Le infrastrutture di importazione - per la maggior parte progettate e realizzate in funzione dei contratti take or pay a lungo termine, da tempo messi in discussione dall'UE e oggi ampiamente rivisti nella loro struttura rispetto al passato - è quindi largamente inutilizzata e presumibilmente in grado di sostenere anche le necessità di importazioni future, che nel lungo termine si attendono in moderato aumento per la riduzione della produzione interna in un quadro di domanda stagnante o in debole crescita.

Dunque, pur in un contesto di policy inteso a migliorare la diversificazione delle attuali forniture attraverso nuove vie di importazione, l'aspetto critico del sistema europeo non sta nella necessità di incrementare ulteriormente la capacità complessiva in ingresso, ma nel coordinare assi interni e direttrici di importazione esistenti e programmate (o potenziali), nel superare le "strozzature" tecniche e commerciali che limitano il collegamento tra zone interne e la possibilità al gas di fluire sulle reti in modo il più possibile bidirezionale. Ciò sia al fine di sfruttare in maniera più razionale l'enorme potenziale di importazione costruito negli anni con ingenti risorse, sia di creare le condizioni per trarre vantaggio da attese nuove fonti (es. gas dal Caspio) e dalla scoperta di nuovi giacimenti (es. Mediterraneo orientale).

### Recenti interventi

Tra il 2010 e il 2015 sono stati già effettuati alcuni interventi diretti ad un miglioramento delle interconnessioni all'interno del mercato europeo.

Conseguentemente alla realizzazione del North Stream 1 (gasdotto dalla Russia alla Germania attraverso il Mare del Nord, in alternativa alla rotta Ucraina) e ai gasdotti downstream ad esso collegati (NEL, Opal, Gazelle) è stata rafforzata la capacità di interconnessione tra Germania e Francia e tra Germania e Repubblica Ceca.

La maggior parte dei recenti interventi non riguarda però la costruzione di nuova capacità fisica, quanto la disponibilità di capacità in controflusso su linee già esistenti. In particolare, la possibilità di flussi bidirezionali sul gasdotto Brotherhood - che connette la Russia all'Europa centrale via Ucraina - ha migliorato la sicurezza della Regione ed ora significativi

volumi possono muovere dalla Germania attraverso la Repubblica Ceca e la Slovacchia verso l'Ucraina, invertendo il tradizionale flusso da Est verso Ovest<sup>7</sup>.

Moderati progressi, volti a rafforzare le potenzialità di flussi Ovest-Est, sono relativi anche all'incremento della capacità in "reverse flow" dalla Germania all'Austria e dall'Italia all'Austria, che fornisce la possibilità a maggiori volumi di gas di muovere dall'Austria alla Slovacchia. Si tenga conto comunque che la possibilità di viaggiare in controflusso sul TAG<sup>8</sup> resta del 17% rispetto alla capacità originale Est-Ovest (36 md mc)<sup>9</sup>. Inoltre problemi con i processi di allocazione nel tratto Austria-Ungheria e "colli di bottiglia" all'interno di questo Paese limitano, tra l'altro, le potenzialità per l'Italia di fungere come maggiore punto di ingresso del gas per il transito verso l'Est Europa.

Gli interventi effettuati sono solo una porzione, ancora abbastanza limitata, rispetto a quelli ritenuti necessari o utili, persistendo ancora diverse aree di criticità o suscettibili di upgrading, con Paesi che rimangono dipendenti da una o due sole fonti di fornitura.

### Aree di mercato e loro criticità

La penisola iberica è una delle regioni a più evidente carenza di interconnessione con il resto del continente. La linea Spagna-Francia è già bidirezionale, ma la capacità è limitata a 5-5,5 md mc l'anno estendibili a 10 md in caso di emergenza<sup>10</sup>.

Si tenga presente che la Spagna è dotata di 6 terminali di rigassificazione con una capacità annua di 60 md di mc, che nel 2015 è stata utilizzata per meno del 20%. Le potenzialità dei terminali spagnoli per la diversificazione delle forniture europee risulta dunque limitata dalla scarsa interconnessione; in questo specifico caso l'intervento non consisterebbe tanto nella bidirezionalità quanto nell'aumento della capacità disponibile.

Un'area critica è rappresentata poi dalla Regione Sud Est (Romania, Bulgaria, Paesi Ex-Jugoslavia, Albania, Grecia) che è scarsamente collegata con il resto d'Europa ed eccessivamente dipendente dai transiti via Ucraina. Molti Paesi della regione (consumo 25 md mc/a) sono legati solo a una o due vie di importazione, presentano limitata capacità di stoccaggio e scarsa o nulla possibilità di reverse flow. La Grecia possiede un terminale di rigassificazione di 5 md mc che potrebbe contribuire a migliorare la situazione nella Regione, ma non esiste in sostanza capacità in direzione Sud-Nord. Romania (consuma 12 md mc, di cui il 75% è prodotto all'interno) e Ungheria (9 md mc) sono legate con un interconnettore a capacità bidirezionale, ma alte tariffe di transito ne limitano l'uso.

## L'IMPORTANZA DELLE INTERCONNESSIONI PER UN MIGLIOR FUNZIONAMENTO DEL MERCATO DEL GAS EUROPEO

Nei Paesi dell'Est e Nord-Est Europa - anche se i due nuovi terminali di rigassificazione di Kłapeida (Lituania - 4 md mc) e Swinoujscie (Polonia - 5 md mc) hanno attenuato la dipendenza della Regione dalle forniture russe - resta da migliorare l'interconnessione bidirezionale tra Repubblica Ceca e Polonia e tra Slovacchia e Polonia e in senso unidirezionale da Polonia a Lituania. Finlandia e Stati baltici risultano ancora isolati ed eccessivamente dipendenti da una sola fonte di approvvigionamento. L'area di mercato costituita da Regno Unito, Olanda e Belgio risulta ben interconnessa, come dimostrato anche dalla significativa convergenza dei prezzi tra i tre hubs NBP, TTF, Zeebrugge. L'espansione del terminale di rigassificazione dell'Isola di Grain in Regno Unito (20,5 md mc/a), lo start-up del nuovo terminale olandese Gate (12 md mc largamente inutilizzati), hanno conferito potenzialmente maggiore possibilità di approvvigionamento alla Regione, insieme alla possibilità dei flussi di gas dalla Norvegia di fare arbitraggio tra Regno Unito e Continente rinforzando la flessibilità dei flussi di approvvigionamento<sup>11</sup>. Tuttavia anche nell'area europea più liquida ci sono margini di miglioramento: l'Inteconnector tra Regno Unito e Belgio è bidirezionale, mentre il gasdotto BBL che collega Regno Unito ad Olanda permette flussi solo dal continente; ciò potrebbe limitare in caso di crisi l'utilizzo dell'ampia capacità di rigassificazione del Regno Unito. Colli di bottiglia in uno scenario "non business-as-usual" esistono tra Francia/Belgio e Germania.

### Misure e azioni dell'UE

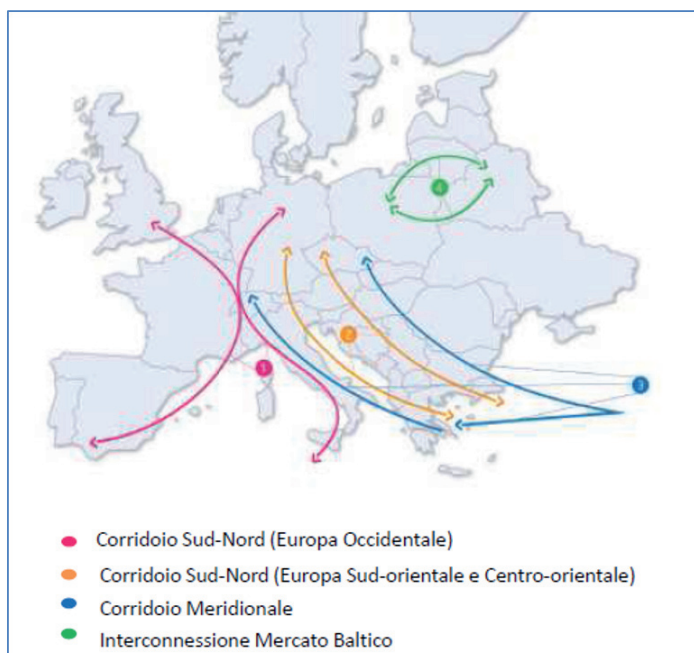
Sulla base dei principi posti dal "Terzo Pacchetto" il Consiglio europeo del 4 febbraio 2011 ha sottolineato la necessità di interconnettere le reti attraverso le frontiere, rendere operativa la solidarietà tra gli Stati membri, sostenendo che nessun Paese UE dovrebbe rimanere isolato dalle reti elettriche e di gas europee o vedere minacciata la sua sicurezza energetica per mancanza di adeguate connessioni.

Su questa scia ha avuto origine il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento europeo, che nasce dall'esigenza di adottare misure dirette ad accelerare la realizzazione di infrastrutture ritenute di interesse comunitario, dati i 200 md di euro di investimenti previsti dall'UE entro il 2020 nella trasmissione dell'elettricità e del gas e il rischio di non arrivare a destinazione o di non giungere in tempo a causa degli ostacoli legati al rilascio delle autorizzazioni e al finanziamento. Il Regolamento contiene linee guida per migliorare la connessione e l'interoperabilità delle reti, in particolare:

- individua corridoi e aree prioritari<sup>12</sup> per la realizzazione di infrastrutture;
- stabilisce criteri per l'individuazione di Progetti di Interesse Comune (PIC) necessari per la realizzazione di interventi nei suddetti corridoi;
- facilita l'attuazione di PIC ottimizzando e accelerando i procedimenti di rilascio delle autorizzazioni;
- fornisce indirizzi ed orientamenti per la ripartizione dei costi a livello transfrontaliero;
- determina le condizioni per l'ammissibilità di PIC all'assistenza finanziaria dell'Unione.

Corridoi prioritari per il sistema gas

Fonte: Snam Rete Gas (Piano decennale 2015-2024)



## L'IMPORTANZA DELLE INTERCONNESSIONI PER UN MIGLIOR FUNZIONAMENTO DEL MERCATO DEL GAS EUROPEO

Un PIC è definito come un progetto in grado di offrire significativi miglioramenti ad almeno due Stati membri, contribuendo all'integrazione dei mercati e al rafforzamento della concorrenza e della sicurezza degli approvvigionamenti. I PIC sono accompagnati da uno "status di priorità" a livello nazionale, grazie al quale possono beneficiare di procedure di autorizzazione più efficienti ed accelerate e di un trattamento regolatorio incentivante. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti europei<sup>13</sup> (sono stati stanziati 5,85 miliardi di euro per il periodo 2014 -2020).

Il Regolamento prevede inoltre l'istituzione di "gruppi regionali" incaricati di proporre e riesaminare progetti di interesse comune, al fine di istituire elenchi regionali di progetti. Per ottenere il più ampio consenso, i gruppi regionali dovrebbero assicurare una stretta cooperazione tra gli Stati membri, le autorità di regolamentazione nazionali, i promotori di progetto e le parti interessate. Nell'ultima lista di PIC approvata in Novembre 2015 vi sono ben 195 progetti tra settore elettricità e gas.

Interessante osservare che a seguito di un percorso procedurale previsto dal Regolamento, sono state approvate anche metodologie di analisi costi-benefici applicabili ai Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto europee che le associazioni dei gestori (ENTSO-G per il gas) devono sviluppare. Ciò costituisce un processo di progressiva armonizzazione delle metodologie utilizzate a livello di singolo Paese e dovrebbe portare ogni Piano ad identificare anche il concetto di "target capacity" su ciascun confine, ossia la capacità che è economicamente efficiente realizzare. Inoltre, tra le novità introdotte dal Regolamento, vi è la previsione di una procedura, attivabile su richiesta dei promotori dei progetti, per l'allocazione su base transfrontaliera dei costi dei PIC. In tali casi il Regolamento prevede che le Autorità di regolazione dei Paesi interessati possano accordarsi sulla ripartizione, tra gli stessi Paesi, dei costi infrastrutturali in base ai benefici rilasciati dall'esercizio della nuova infrastruttura. Tale previsione non risulta abbia però trovato ancora sostanziale applicazione.

Il 25 febbraio 2015 la Commissione UE ha pubblicato alcune comunicazioni che hanno preso il nome di "Pacchetto Unione Energetica", tra queste la Comunicazione n. 80/2015 contiene misure e proposte da realizzare nei prossimi 5 anni. Le direttive del "Terzo Pacchetto" ne costituiscono ancora il punto di partenza. Per la prima volta vengono affrontati a livello europeo temi sinora demandati ai singoli Stati Membri. Considerato da più parti documento dai contenuti ancora non del tutto definiti e sintomo delle difficoltà nel mettere a punto una efficace strategia europea, prevede tuttavia particolari obiettivi per il mercato gas, tra cui l'evoluzione della cooperazione regionale come passo decisivo verso

un mercato integrato e la centralità delle infrastrutture di interconnessione all'interno dell'UE.

A seguito, la Commissione ha presentato nel febbraio 2016 un primo pacchetto di proposte in materia di sicurezza energetica<sup>14</sup> contenente misure volte a rafforzare la resilienza dell'UE in caso di interruzione delle forniture di gas, nonché la diversificazione delle fonti energetiche. Anche se non investe direttamente le interconnessioni interne, le proposte puntano, tra le altre cose, a creare meccanismi di maggiore solidarietà tra gli Stati membri.

### I progetti

In tema di sicurezza dell'approvvigionamento il sistema italiano può dirsi ben connesso con il resto d'Europa. L'Italia è comunque coinvolta all'interno di tre gruppi regionali individuati a seguito del Regolamento 347/2013<sup>15</sup>. Si tratta soprattutto di azioni programmate per sviluppare flussi bidirezionali facendo potenzialmente del nostro Paese un punto di ingresso per previsti o potenziali volumi di gas da Sud-Est e da Sud.

Il progetto principale del corridoio Nord-Sud riguarda la realizzazione di un'interconnessione dall'Italia, attraverso la Svizzera, la Francia e la Germania e comprende la realizzazione di reverse flows funzionali al miglioramento dell'interconnessione complessiva della rete europea e a supporto del mercato del Nord-Ovest. Snam Rete Gas già dal 2015 ha reso disponibile capacità di export pari a 5 ml mc/g da Passo Gries (confine con Svizzera) verso il Nord Europa e a 18 ml mc/g da Tarvisio (confine con Austria) verso il Nordest europeo. E' in progetto l'estensione della capacità di export giornaliero per 40 ml mc/g a Passo Gries da realizzarsi entro il 2018.

Nell'ambito dei progetti del "Corridoio Sud" sono previsti per la rete di trasporto Snam potenziamenti al fine di permettere lo sviluppo di nuovi punti di entrata localizzati nel Sud del Paese ("Linea Adriatica" con capacità attesa Sud-Nord di 24 ml mc/g entro il 2021), in prospettiva all'importazione di gas naturale in Italia proveniente dalle aree del Mar Caspio (TAP che consentirà di far arrivare gas di provenienza dell'Azerbaijan) e virtualmente da ulteriori bacini di produzione quali potrebbero essere quelli del Mediterraneo orientale e del Medio Oriente. All'interno del disegno regionale Nord-Sud sopra indicato che consentirà al gas di spostarsi a flussi invertiti da Italia a Nord Europa, Fluxis ad inizio 2015 ha preso la decisione finale di investimento per la realizzazione della bidirezionalità sul Transitgas che collega Italia (da Passo Gries) con Germania e Francia attraverso la Svizzera, e sul gasdotto Tenp che prosegue verso il Nord-Europa in territorio tedesco. Insieme al progetto di Snam, l'investimento dovrebbe consentire da fine estate 2018 di trasportare gas da Italia verso Germania e Francia e su entrambe le direzioni dell'asse Francia-

## L'IMPORTANZA DELLE INTERCONNESSIONI PER UN MIGLIOR FUNZIONAMENTO DEL MERCATO DEL GAS EUROPEO

Germania. Mentre GRTgaz (controllata di Engie, ex Gaz de France) che gestisce gran parte della rete trasporto francese, a ottobre 2015 ha preso la decisione di investimento per la realizzazione di capacità di trasporto a flussi inversi da Svizzera verso Francia al punto di Oltingue per 9 mln mc/g dal 2018 espandibili in seguito.

Sempre in relazione all'area Nord-Ovest è di questi giorni la notizia dell'avvenuto collegamento diretto tra Francia e Belgio attraverso un nuovo gasdotto di 98 km (tra Pitgame e Maldegem). Il gasdotto, riconosciuto PIC dalla UE, ha una capacità bidirezionale di 8 md mc l'anno e consente alla rete francese di accogliere gas norvegese e russo e, potenzialmente, al Belgio di smistare i volumi di GNL che saranno rigassificati dal nuovo terminale francese di Dunkerque<sup>16</sup>. Spostandoci ad Est, nei prossimi anni diversi progetti sono pianificati per creare la disponibilità di interconnessioni bidirezionali tra Repubblica Ceca e Polonia e tra Slovacchia e Polonia, nonché per capacità unidirezionale dalla Polonia alla Lituania. A diversi di questi progetti sono stati concessi aiuti finanziari attraverso il riconoscimento di PIC.

Un memorandum di intesa è stato firmato nel luglio 2015 da 15 paesi dell'UE e della Comunità dell'energia dell'Europa centro-orientale e sud-orientale per collaborare e accelerare la costruzione dei collegamenti mancanti. Il lavoro congiunto sarà incentrato non solo sulla costruzione di nuovi gasdotti, ma anche sull'uso ottimale delle infrastrutture esistenti

sviluppando flussi bidirezionali. Una serie di progetti infrastrutturali (rafforzamento del sistema in Bulgaria e Romania, interconnettore tra Grecia e Bulgaria e tra Serbia e Bulgaria) sono indicati come priorità assolute nel piano di azione allegato al memorandum. L'obiettivo è che a lavori compiuti ciascuno Stato membro della Regione possa avere accesso ad almeno tre fonti di gas diverse. In particolare l'interconnettore Grecia-Bulgaria è previsto che possa portare gas dall'Azerbaijan al Sud Est Europa come parte delle iniziative del Corridoio Sud. Si stima che la pipeline possa trasportare fino a 5 md mc verso la Bulgaria e 2 md mc in reverse flow.

Un interessante progetto di interconnessione tra l'Europa Centrale e il Sud Est è costituito da "Eastring", gasdotto che dovrebbe collegare l'infrastruttura del gas esistente tra la Slovacchia e la Romania/Bulgaria e poi procedere verso Sud creando un corridoio tra Europa e Turchia e offrendo un percorso diretto di trasporto tra i Balcani e il resto dei Paesi UE. Nella sua prima fase è previsto un flusso di gas dall'Europa Centro-Ovest a fornire i Balcani e/o anche la Turchia con il gas dal mercato europeo; in una seconda fase, con realizzazione di capacità bidirezionale, Eastring, secondo le intenzioni, potrebbe trasportare gas dal Mar Nero, Mar Caspio ed eventualmente dal Medio Oriente verso l'Europa (Azerbaijan, Turkmenistan, Iran, Russia). Il progetto è attualmente in una fase di negoziati e ricerca di finanziamenti.

Alcuni principali progetti rientranti nella "Lista PIC" (novembre 2015) Fonte: Commission Delegated Regulation (EU) 2016/89

**Progetti atti a consentire bidirezionalità dei flussi fra Portogallo, Spagna, Francia e Germania**

*tra cui:*

- Asse Orientale Spagna-Francia-punto di interconnessione fra Penisola Iberica e Francia a Le Perthus ("Midcat")
- Rinforzo rete francese da Sud a Nord; Reverse flow da Francia a Germania al punto di interconnessione Obergailback/Medelsheim
- Rinforzo rete francese da Sud a Nord per creazione unica zona di mercato
- Interconnessione in reverse flow su gasdotto TENP in Germania
- Interconnessione in reverse flow fra Italia e Svizzera a Passo Gries

**Progetti inerenti il Corridoio Nord-Sud per interconnessione in Centro Est e Sud Est Europa**

*tra cui:*

- Interconnessione Polonia - Repubblica Ceca
- Interconnessione Polonia - Slovacchia
- Interconnessione bidirezionale Austria-Repubblica Ceca
- Interconnessione Grecia-Bulgaria ("ICB")
- Interconnessione Bulgaria-Serbia ("IBS")
- Progetti inerenti la realizzazione di capacità dal "Corridoio Sud" verso Nord -Est Europa attraverso l'Italia, tra cui "Linea Adriatica"
- Capacità incrementale e bidirezionale sul corridoio Bulgaria-Romania-Ungheria-Austria ("ROHUAT/BRUA")
- Gasdotto da Bulgaria a Slovacchia ("Eastring")
- Gasdotto Grecia-Austria ("Tesla")

**Progetti inerenti il Corridoio Sud**

*tra cui:*

- Gasdotto da Turkmenistan ad Azerbaijan, via Georgia e Turchia (Trans-Caspian Gas Pipeline-TCP)
- Relativa espansione del gasdotto Sud-Caucaso ("SCP") e del Trans Anatolia Natural Gas Pipeline ("TANAP")
- Gasdotto Grecia-Italia via Albania e Mar Adriatico ("TAP")
- Gasdotto Grecia-Italia ("Poseidon")



## L'IMPORTANZA DELLE INTERCONNESSIONI PER UN MIGLIOR FUNZIONAMENTO DEL MERCATO DEL GAS EUROPEO

### Considerazioni conclusive

In un mercato e in un quadro di regole che, pur riconoscendo ancora un ruolo importante ai contratti a lungo termine, sembrano progressivamente spostarsi sul breve periodo, una rete europea integrata e per quanto possibile bidirezionale attenua rischi e accresce la sicurezza del settore, mettendo il sistema in grado, entro limiti di fattibilità tecnica ed economica, di indirizzare volumi di gas dove questi servono maggiormente, rispondendo anche ad esigenze di sicurezza e continuità create da situazioni congiunturali. Ciò, inoltre, favorirebbe presumibilmente un ulteriore allineamento dei prezzi tra le aree di mercato attuali o che si andranno a delineare secondo l'evoluzione del business model del gas europeo.

Occorre però non solo utilizzare meglio le ingenti risorse già impegnate nel sistema negli anni passati, ma anche indirizzare opportunamente quelle nuove per non aumentare inutilmente le Regulatory Assets Base (capitale investito riconosciuto dalla regolazione a fini tariffari) a scapito di tutte le categorie di consumatori. Le infrastrutture da realizzare (gasdotti, terminali, stoccaggi) vanno individuate con ocularità, a cominciare dal collegare i paesi isolati, attraverso una corretta allocazione delle risorse che tenga conto di un forte coordinamento tra condotte interne e direttrici vecchie e nuove di importazione, secondo progetti realistici sulle necessità presenti e future delle varie aree di mercato. Incanalare gli investimenti dove questi si rendono necessari è compito di analisi costi-benefici

il più possibile concrete, secondo il principio - come ricordava recentemente il Presidente AEEGSI - che il vantaggio delle infrastrutture dev'essere di tutti, non solo dei costruttori. Occorre cioè evitare di socializzare costi che non garantiscono incrementi certi di sicurezza e liquidità.

Inoltre la realizzazione di questi interventi non può che correlarsi a due principali direttrici di policy:

- l'assegnazione di un ruolo certo al gas naturale nella transizione energetica, coerente con un disegno complessivo sul mix da perseguire secondo linee di politica energetica chiare e stabili, tenendo conto degli investimenti già effettuati e di quelli in programma, delle dinamiche dei mercati e dei costi di scelte alternative;

- il superamento dell'interesse dei singoli Stati e lo sviluppo dei principi di cooperazione regionale e solidarietà, come sottolineato, in termini ampi, dalla comunicazione sull'Unione Energetica e dalla successiva proposta di regolamento del febbraio scorso. L'implementazione di questi principi, pur nel rispetto della flessibilità dei singoli Stati nel rispondere e adattarsi a differenti specifiche situazioni, dovrebbe condurre, tra l'altro, ad accordi su meccanismi di compartecipazione ai costi delle infrastrutture tra i Paesi che usufruiscono dei relativi benefici nonché ad un coordinamento delle disponibilità di stoccaggio tra Stati membri, con regole di accesso cross-border e per l'uso delle riserve in situazioni di necessità.

<sup>1</sup> Dove sono comprese la Direttiva 2009/72/CE per l'elettricità e la Direttiva 2009/73/CE per il gas naturale.

<sup>2</sup> Fonte ENI.

<sup>3</sup> Fonte: elaborazioni su dati ENTSO-G, maggio 2016.

<sup>4</sup> Fonte GIIGNL, aprile 2016.

<sup>5</sup> Fonte Eurogas

<sup>6</sup> Fonte GIIGNL

<sup>7</sup> Fonte: Gas Medium Term Report 2015 (AIE)

<sup>8</sup> Trasportano gas dal confine Slovacchia - Austria presso Baumgarten fino a Arnoldstein nel sud dell'Austria presso il confine con l'Italia

<sup>9</sup> Fonte: Gas Medium Term Report 2015 (AIE)

<sup>10</sup> Fonte: Gas Medium Term Report 2015 (AIE)

<sup>11</sup> Fonte: Gas Medium Term Report 2015 (AIE)

<sup>12</sup> Il Regolamento comprende quattro corridoi gas prioritari:

1. Interconnessione Nord-Sud in Europa Occidentale, funzionale a smaltire i flussi gas tra Nord e Sud Europa per diversificare le fonti di approvvigionamento e aumentare la disponibilità di gas nel breve termine.

2. Interconnessione Nord-Sud in Europa Centro-orientale e Sud-orientale, con l'obiettivo di garantire le interconnessioni regionali tra le regioni del Mar Baltico, l'Adriatico e il Mar Egeo, il Mar Mediterraneo orientale e il Mar Nero.

3. Corridoio Sud, riguarda infrastrutture di importazione di provenienza dal bacino del Mar Caspio, dall'Asia centrale, dal Medio Oriente e dal bacino del Mediterraneo orientale verso l'Europa.

4. Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico, ha come obiettivo la riduzione dell'isolamento dei tre Stati baltici e della Finlandia e della loro dipendenza da un singolo fornitore.

<sup>13</sup> Connecting Europe Facility Fund (CEF).

<sup>14</sup> Il pacchetto comprende un regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas, una decisione sugli accordi intergovernativi, una strategia per il GNL e lo stoccaggio del gas, una strategia su riscaldamento e raffreddamento

<sup>15</sup> Interconnessione Nord - Sud in Europa Occidentale, Interconnessione Nord - Sud in Europa Centro-orientale e Sud-orientale; Corridoio Sud.

<sup>16</sup> La parte francese del gasdotto è stata realizzata da GRTgaz (100% Engie) con un investimento di 86 milioni di euro, la tratta in Belgio è stata invece costruita da Fluxys che ha stanziato circa 100 mln € (Fonte QE).

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

■ **Delibera 12 maggio 2016 233/2016/R/eel | "Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per l'anno 2016" | pubblicata il 13 maggio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/233-16.htm>**

Con la delibera in oggetto, l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico ha approvato i valori delle tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016 a copertura dei costi del servizio di distribuzione relativi alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, calcolati sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2015.

In materia, la stessa Autorità, con precedente delibera 654/2015/R/eel, ai fini del riconoscimento dei costi di capitale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2019, aveva individuato due differenti regimi di riconoscimento dei costi di capitale differenziandoli in funzione della numerosità dei clienti finali. In particolare, al fine di favorire i processi di aggregazione tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, l'AEEGSI aveva previsto una modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziata tra imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo (fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) ed imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (fondata su un regime parametrico).

Segnatamente, le imprese distributrici che si collocano al di sotto della soglia sopra indicata hanno in ogni caso la possibilità di accedere al regime di riconoscimento individuale dei costi, ma a tal fine devono rispettare determinati requisiti di qualità aggiuntivi rispetto alle omologhe imprese di maggiori dimensioni.

Con riferimento, invece, alla determinazione dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2016, l'Autorità aveva confermato il criterio generale adottato nel precedente periodo di regolazione, basandosi sull'individuazione di un costo operativo di settore che viene poi successivamente ripartito tra l'insieme delle imprese mediante l'applicazione di opportuni coefficienti.

■ **Comunicato del GME | "Progetto di allocazione implicita Cross Border Intraday, Go-Live del confine Italia-Slovenia e prove per operatori" | pubblicata il 18 maggio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=268>**

In relazione all'avvio del progetto di market coupling Intra Day sul confine IT-SI, con il comunicato in oggetto, il GME rende noto che la finestra per il relativo Go-Live è attualmente fissata entro la fine di giugno 2016.

L'effettiva data del Go-Live verrà confermata a valle del completamento dei test da parte degli operatori, ed in ogni caso, previa approvazione da parte delle autorità di regolamentazione

di entrambi i paesi coinvolti. Tale primo progetto di market coupling dei mercati infra giornalieri - i cui aspetti attuativi sono stati illustrati dal GME nel DCO n.03/2016 - rientra nel più ampio percorso di evoluzione degli attuali modelli per l'allocazione infragiornaliera della capacità di interconnessione disponibile sui confini settentrionali, da realizzarsi mediante sostituzione delle attuali modalità di allocazione, basate su modelli di asta esplicita, con un meccanismo di market coupling basato su uno schema di allocazione implicita della capacità, il quale risulta peraltro coerente con quello già utilizzato per l'orizzonte Day Ahead.

## GAS

■ **Delibera 5 maggio 2016 215/2016/R/gas | "Disposizioni in tema di tempistiche relative al conferimento e alle transazioni di capacità di trasporto" | pubblicata il 6 maggio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/215-16.htm>**

La delibera in oggetto dispone la modifica delle tempistiche attualmente previste in relazione alla gestione delle transazioni di capacità (trasferimenti e cessioni) e dei conferimenti della capacità ad anno termico avviato che l'utente del trasporto può richiedere per garantirsi il necessario servizio di trasporto fino al punto di consegna della rete di distribuzione. Tali modifiche si rendono necessarie al fine di assicurare coerenza con le nuove disposizioni in tema di switching sulla rete di distribuzione del gas naturale stabilite dalla delibera 258/2015/R/com (entrata in vigore il 1° gennaio 2016).

Nello specifico, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha stabilito che le imprese di trasporto modifichino il proprio codice di rete in modo tale da garantire che:

- le richieste relative ai trasferimenti di capacità, nonché ai conferimenti di capacità ad anno termico in corso, possano essere presentate dagli utenti della rete di trasporto entro un termine ultimo coerente con quello previsto per la presentazione delle richieste di switching sulla rete di distribuzione del gas naturale (ossia entro il 10° giorno del mese precedente quello di decorrenza);
- per quanto concerne invece le cessioni di capacità di trasporto, la data ultima per la presentazione delle richieste deve essere fissata successivamente a quella in cui l'utente della rete viene informato degli esiti dei trasferimenti e delle capacità addizionali richiesti all'impresa di trasporto (di cui al punto precedente), così da poter massimizzare l'utilizzo di entrambe le procedure. Infine, il provvedimento modifica contestualmente anche la delibera 137/02, allineando le previsioni ivi contenute sul conferimento della capacità di trasporto alle nuove disposizioni appena descritte.

# Novità normative di settore

## OIL

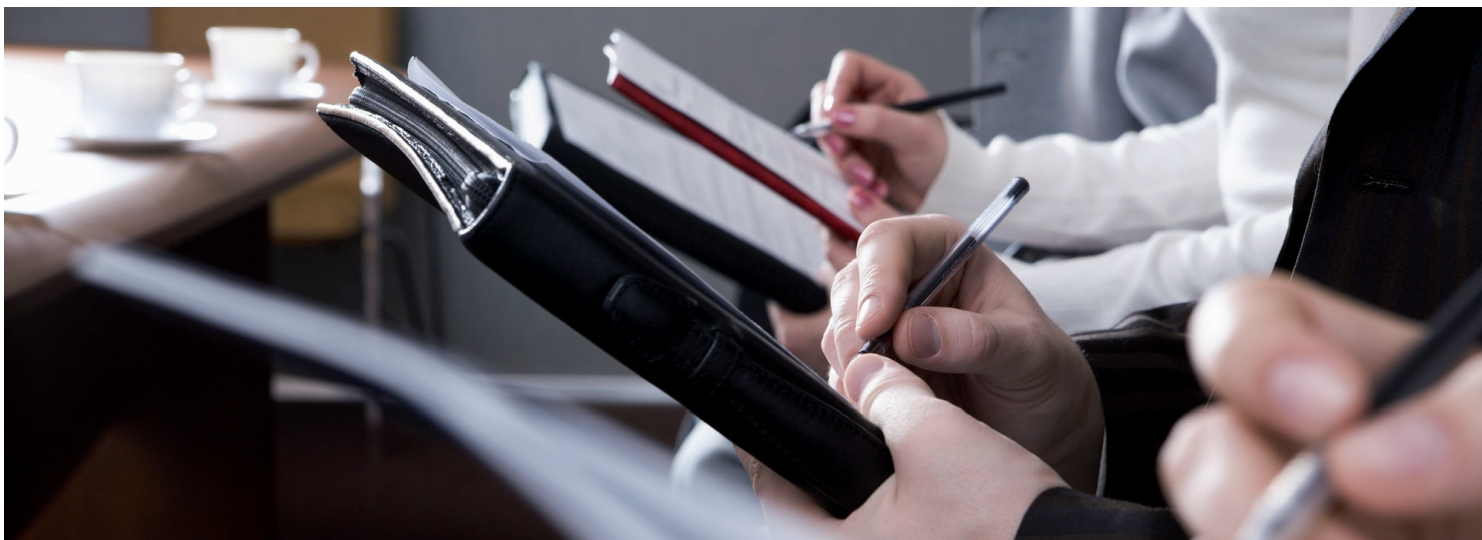
■ **Documento di consultazione del GME | "DCO 04/2016 - Mercati dei carburanti Piattaforma di scambio di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione (P-OIL)" | pubblicato il 5 maggio 2016 | Download**  
<http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=264>

Con la pubblicazione del documento di consultazione 04/2016, il GME ha invitato i soggetti interessati a presentare osservazioni in merito alla nuova proposta di modello di funzionamento della Piattaforma di scambio di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione (c.d. P-OIL) di cui all'art. 22, comma 1, del d.lgs. 249/2012, unitamente alla relativa proposta di regolamento. Tale ulteriore consultazione nasce a seguito della revisione di alcuni aspetti del modello inizialmente ipotizzato nell'ambito del precedente DCO 03/2015, in considerazione degli approfondimenti svolti con le istituzioni di riferimento ed, in particolare, con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

Nello specifico, la nuova piattaforma verrà organizzata in modo tale da consentire la pubblicazione delle offerte di vendita soltanto qualora gli operatori proponenti abbiano preliminarmente reso disponibili, in forma anonima, in apposita "bacheca di esposizione", le condizioni contrattuali che verranno applicate alle proprie controparti negoziali, la localizzazione delle basi di carico alle quali le stesse condizioni si applicano, nonché l'indicazione del possesso della licenza fiscale di esercizio. Gli operatori che manifesteranno interesse rispetto alle predette condizioni contrattuali, per poter operare sulla P-OIL, dovranno

preventivamente ottenere l'abilitazione a negoziare da parte del soggetto proponente.

Rispetto al modello originariamente proposto nel precedente documento di consultazione 03/2015 - in linea con i suggerimenti formulati dall'AGCM (Parere AS1270) - è stato previsto che l'operatore acquirente, una volta abilitato dal venditore, prima dell'avvio di ciascuna sessione di negoziazione, debba indicare obbligatoriamente il costo di trasporto attribuibile a ciascun punto di carico ed eventualmente il costo complessivo attribuibile alle specifiche previsioni contenute nelle condizioni contrattuali per le quali è stato abilitato. In seguito, durante la sessione di negoziazione, l'operatore acquirente visualizzerà esclusivamente le offerte corrispondenti alle condizioni contrattuali rispetto alle quali ha ottenuto l'abilitazione e per le quali ha indicato almeno il costo di trasporto. Il prezzo di vendita visualizzato sarà pari alla somma del prezzo unitario dell'offerta presentata dal venditore e dei costi di approvvigionamento precedentemente indicati. A seguito della selezione dell'offerta di vendita la transazione si riterrà conclusa e vincolante per le parti (c.d. modalità di negoziazione di tipo "catching"). L'acquirente verrà a conoscenza dell'identità del venditore e corrisponderà a quest'ultimo il prezzo dell'offerta al netto dei costi di approvvigionamento. La costituzione della nuova piattaforma appena descritta avrà l'obiettivo di agevolare l'incontro tra domanda e offerta all'ingrosso di prodotti petroliferi per autotrazione, minimizzando i costi di transazione e di ricerca della controparte in un'ottica pro-concorrenziale. Si riporta, di seguito, anche il link al comunicato: <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=267>



# Gli appuntamenti

14-17 giugno

## **16th Advanced Automotive Battery Conference**

Detroit, MI, Usa

Organizzatore: EnerTech

[advancedautobat.com/us](http://advancedautobat.com/us)

15 Giugno

## **Rischio elettrico e rischio incendio negli impianti fotovoltaici**

Firenze, Italia

Organizzatore: AEIT Sezione Toscana e Umbria

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

15 giugno

## **I benefici del rinnovamento eolico - L'esperienza di altri paesi e prospettive per l'Italia**

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

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

15 giugno

## **Giornata Mondiale Del Vento**

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

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

15-16 giugno

## **Energy Storage Update USA 2016**

San Diego, CA, Usa

Organizzatore: Rus

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

15-16 giugno

## **Gas Storage and Transmissions**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

[www.gas-storage-event.com/conferencealerts](http://www.gas-storage-event.com/conferencealerts)

19 – 22 giugno

## **IconBM2016. 2da Conferenza Internazionale sulla Biomassa**

Taormina, Italia

Organizzatore: AIDIC-Associazione Italiana Ingegneri Chimici

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

20-24 giugno

## **32nd European PV Solar Energy Conference and Exhibition**

Monaco di Baviera, Germania

Organizzatore: WIP

[www.photovoltaic-conference.com/](http://www.photovoltaic-conference.com/)

20-21 giugno

## **Meter Asset Management**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

[www.meterassetmanagement.com/conferencealerts](http://www.meterassetmanagement.com/conferencealerts)

20-22 giugno

## **Air Pollution 2016**

Creta, Grecia

Organizzatore: Wessex Institute, UK; University of the West of England, UK

[www.wessex.ac.uk/16-conferences/air-pollution-2016.html](http://www.wessex.ac.uk/16-conferences/air-pollution-2016.html)

20-24 giugno

## **Power System Computation Conference – PSCC 2016**

Genova, Italia

Organizzatore AEIT sezione Ligure

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

21-22 giugno

## **Rebuild Italia 2016**

Riva del Garda, Italia

Organizzatore: Habitech in collaborazione con RE-Lab

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

21 giugno

## **OMS-Forum 2016**

Francoforte sul Meno, Germania

Organizzatore: OMS-Group

[www.oms-forum.org](http://www.oms-forum.org)

21-23 giugno

## **Forum Rifiuti 2016**

Roma, Italia

Organizzatore: La Nuova Ecologia, Legambiente e Kyoto Club, in partnership con Coou– Consorzio Obbligatorio Oli Usati

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

21-23 giugno

## **POWER-GEN Europe**

Milano, Italia

Organizzatore: PenWell

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

22-24 giugno

## **Intersolar 2016**

Monaco di Baviera, Germania

Organizzatore: Fiera di Monaco di Baviera

[www.intersolar.de](http://www.intersolar.de)

22-24 giugno

## **EES Europe**

Monaco di Baviera, Germania

Organizzatore: Fiera di Monaco di Baviera  
[www.ees-europe.com/en/home.html](http://www.ees-europe.com/en/home.html)

22 giugno

## **Efficienza: prospettive per industria, real estate e PA**

Roma, Italia

Organizzatore: Staffetta e Italian Business Conferences con il patrocinio di Assoege, Assoesco e Fire  
[www.ibconferences.it](http://www.ibconferences.it)

24-25 giugno

## **5th Conference on the Regulation of Infrastructures**

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School  
[florence-school.eu/event/5cri/](http://florence-school.eu/event/5cri/)

27-28 giugno

## **Oil & Gas Cyber Security**

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: SMi Group  
[www.oilandgas-cybersecurity.com/calert](http://www.oilandgas-cybersecurity.com/calert)

27-28 giugno

## **7th Smart Grids Cleanpower IIOT Conference Expo 2016**

Cambridge, Regno Unito

Organizzatore: Cambridge Investment Research  
[www.cir-strategy.com/smartgrids16/sgcp16.pdf](http://www.cir-strategy.com/smartgrids16/sgcp16.pdf)

28-30 giugno

## **WNE - World Nuclear Exhibition 2016**

Parigi, Francia

Organizzatore: AIFEN  
[www.world-nuclear-exhibition.com/](http://www.world-nuclear-exhibition.com/)

28 giugno

## **Acquisizioni e fusioni nel settore dell'Efficienza Energetica. Aspetti strategici e tecnici**

Milano, Italia

Organizzatore: Agici  
[www.agici.it](http://www.agici.it)

30 giugno

## **100 Buone pratiche di Efficienza Energetica**

Roma, Italia

Organizzatore: Amministrazioni locali, Esco e società di servizi  
[www.kyotoclub.org](http://www.kyotoclub.org)

30 giugno

## **Premio per lo Sviluppo Sostenibile 2016**

Roma, Italia

Organizzatore: Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile, in collaborazione con Ecomondo  
[www.ecomondo.org](http://www.ecomondo.org)

30 giugno

## **mcTER Cogenerazione 2016**

San Donato Milanese, Italia

Organizzatore: Eiom, Ati, CTICIB  
[www.mcter.com](http://www.mcter.com)

1-2 luglio

## **International Sustainable Development on Economy and Planning Conference**

Istanbul, Turchia

Organizzatore: DAKAM  
[www.dakamconferences.org/sudep](http://www.dakamconferences.org/sudep)

7-10 luglio

## **The European Conference on Sustainability, Energy & the Environment 2016**

Brighton, Regno Unito

Organizzatore: IAFOR-The International Academic Forum  
<http://iafor.org/conferences/ecsee2016/>

11-13 luglio

## **5th International Renewable Energy and Environment Conference (IREEC-2016)**

Madrid, Spagna

Organizzatore: World Academy of Research & Publication  
<http://sciconference.net/viewjc.php?id=c2>

12 luglio

## **Il nuovo Conto Termico**

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto club  
[www.kyotoclub.org](http://www.kyotoclub.org)

12-14 luglio

## **Sustainable City 2016**

Alicante, Spagna

Organizzatore: Wessex Institute, UK; University of Alicante, Spain  
[www.wessex.ac.uk/16-conferences/sustainable-city-2016.html](http://www.wessex.ac.uk/16-conferences/sustainable-city-2016.html)

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.  
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.  
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 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.