

APPROFONDIMENTI

LA MARKET STABILITY RESERVE CHE RIVITALIZZA L'ETS

Di Stefano Clò - RIE

L'approvazione della *Market Stability Reserve* rappresenta un vero punto di svolta nella travagliata storia dell'*European Emissions Trading Scheme* (EU ETS). Definito giuridicamente nel 2003 con la Direttiva Europea 2003/87/EC, ed entrato in vigore nel 2005 con una prima fase pilota triennale, l'esperimento dell'ETS – tuttora lo schema di cap & trade più grande al mondo che regola oltre 12,000 impianti dei principali settori industriali europei – doveva rappresentare la punta di diamante della politica climatica europea; un meccanismo *market-oriented* capace di incentivare una riduzione delle emissioni al minor costo di abbattimento e l'adozione di nuove tecnologie *low-carbon*. In dieci anni dal suo avvio, l'ETS non è invece mai riuscito a decollare; non è mai stato capace di inviare agli operatori di mercato un segnale di prezzo adeguato a incentivare l'utilizzo di fonti a minore intensità carbonica nel breve periodo, ed a sostenere investimenti di lungo periodo in tecnologie meno inquinanti.

Gli interventi di aggiustamento apportati dalla politica in questi dieci anni si sono sempre rivelati inadeguati a correggere in maniera strutturale il funzionamento dell'ETS. Perduta la sua natura originaria di strumento economico ambientale, dell'ETS sembrava rimasto solo la sua componente finanziaria, di interesse per i trader; molto meno per gli investitori. La situazione di stallo politico era ormai diventata cronica, con i 27 Paesi Membri fermi su posizioni a volte diametralmente opposte e difficilmente conciliabili. Per questo, l'approvazione della *Market Stability Reserve* - prima da parte del Parlamento Europeo in data 7 luglio 2015, e successivamente dal Consiglio Europeo il 6 ottobre 2015 - rappresenta una vera impresa politica della Commissione Europea che, con grande arte diplomatica e negoziale, è riuscita a rivitalizzare il paziente ETS, ormai dato per morto.

Prima di spiegare perché la riforma della *Market Stability Reserve* darà un nuovo slancio ed una seconda vita all'ETS, sarà utile ricordare cosa sia l'ETS, come funziona e quali sono stati i suoi limiti strutturali.

L'esperienza dell'ETS

Il principio alla base delle politiche climatiche è che l'imposizione di un prezzo alle emissioni di anidride carbonica sia un'operazione necessaria a incentivare l'utilizzo di risorse pulite. La carbon tax rappresenta lo strumento più intuitivo e semplice per questo scopo. Una *carbon tax* sufficientemente alta aumenta il costo di utilizzo dei combustibili fossili e rende indirettamente l'utilizzo di fonti rinnovabili più conveniente. Eppure, l'Unione Europea non ha mai optato per una *carbon tax*. La fiscalità resta tematica di sovranità nazionale. L'adozione di una tassa comune su scala europea sarebbe stato un processo politico difficilmente implementabile. L'opposizione a questa proposta fu enorme e trasversale. Inoltre, una carbon tax non garantisce il perseguimento di un obiettivo emissivo. Con questo strumento, il prezzo delle emissioni è certo, ma la quantità di emissioni prodotta non lo è. Finché si paga la tassa, si ha il diritto di emettere e, quindi, di produrre una quantità di emissioni anche superiore agli obiettivi negoziati nei tavoli internazionali. Anche per questo l'Unione Europea decise di dotarsi, non di una tassa ambientale, ma di un *cap & trade*: uno strumento di quantità in cui il regolatore fissa il tetto complessivo alle emissioni, distribuisce ai soggetti regolati¹ una quantità iniziale di permessi ad emettere equivalente al tetto complessivo, imponendogli di restituire alla fine di ogni anno un ammontare di permessi uguale alle emissioni prodotte².

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ NOVEMBRE 2015

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici Europa

pag 16

Mercati per l'ambiente

pag 20

APPROFONDIMENTI

La Market Stability Reserve che rivitalizza l'ETS

Di Stefano Clò - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

APPUNTAMENTI

pagina 37

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre, gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima, dopo la parziale battuta di arresto di ottobre, tornano a crescere (+2,2% su base annua) sostenuti dalla ripresa degli acquisti nazionali (+2,7%). Le importazioni di energia elettrica, in aumento (+4,3%) ed ai massimi livelli, contengono la crescita delle vendite degli impianti di produzione nazionali (+1,7%) tra cui si evidenzia il sensibile incremento delle vendite degli impianti a gas (+28,1%) favorite dalla flessione delle fonti rinnovabili (-15,1%) ed in particolare dell'idroelettrico (-25,2%).

Ancora in aumento la liquidità del mercato che si attesta a 69,4%. Il prezzo medio di acquisto (PUN), dopo i ribassi dei mesi precedenti, segna un rialzo di oltre 7 €/MWh rispetto ad ottobre e si riporta sui livelli di un anno fa a quota 55,08 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica si rileva un rialzo dei prezzi limitato però ai prodotti mensili, con Dicembre 2015 baseload che chiude il periodo di trading a 51,65 €/MWh. Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE), il turnover aggiorna il record storico a quota 2,18.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 7,42 €/MWh (+15,6%) su ottobre e di 0,49 €/MWh (+0,9%) su novembre 2014, si attesta a 55,08 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un incremento su base annua di 2,59 €/MWh (+3,8%) nelle ore di picco a fronte di una lieve flessione nelle

ore fuori picco (-1,15 €/MWh, -2,4%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 70,51 €/MWh e 46,77 €/MWh. Il rapporto *picco/baseload*, pari a 1,28, sale ai massimi da oltre cinque anni (Grafico 1 e Tabella 1).

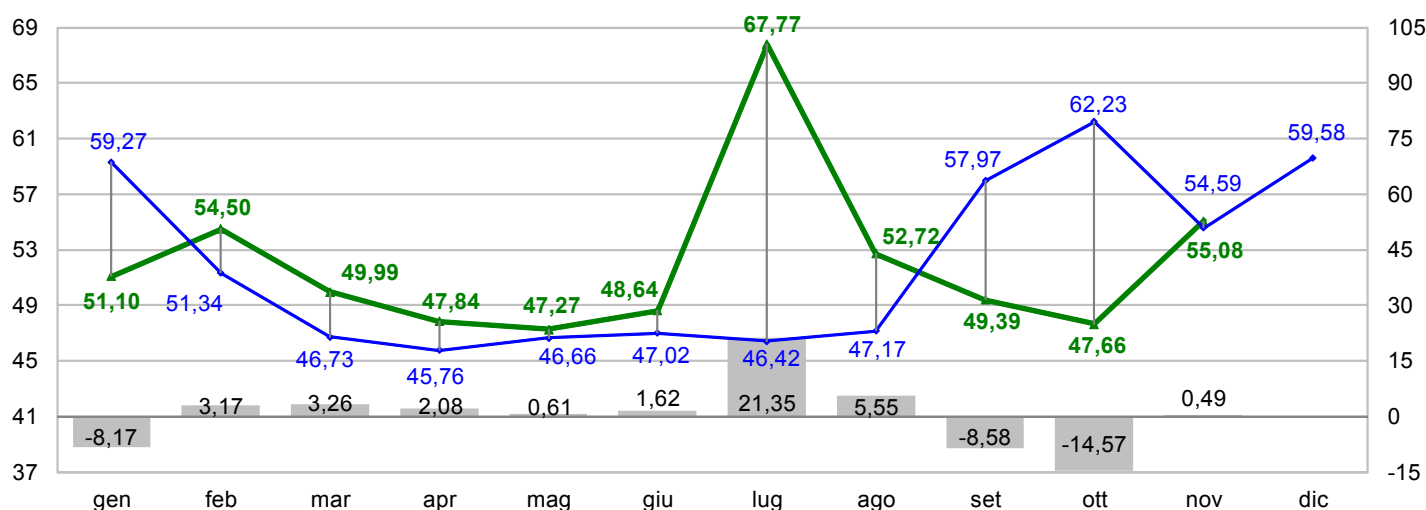
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2015	2014	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2015	2014
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	55,08	54,59	+0,49	+0,9%	22.837	+11,8%	32.883	+2,2%	69,4%	63,5%
<i>Picco</i>	70,51	67,92	+2,59	+3,8%	28.120	+9,9%	40.272	+0,9%	69,8%	64,1%
<i>Fuori picco</i>	46,77	47,92	-1,15	-2,4%	19.992	+11,9%	28.904	+2,2%	69,2%	63,1%
<i>Minimo orario</i>	22,60	17,76			13.475		20.667		63,2%	53,9%
<i>Massimo orario</i>	120,00	145,03			34.116		47.200		77,9%	71,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



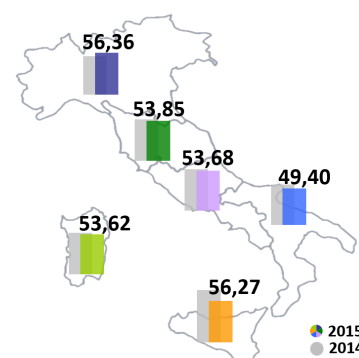
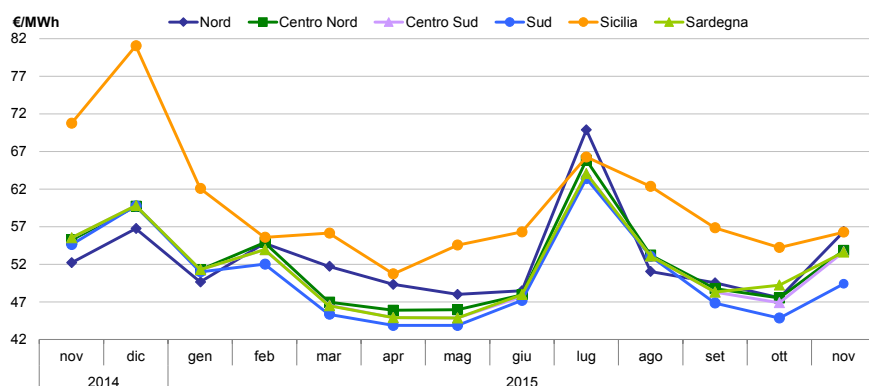
(continua)

I prezzi di vendita tornano a crescere in tutte le zone, dopo tre mesi di ribassi, con variazioni congiunturali comprese tra +3,8% della *Sicilia* e +18,6% del *Nord*. Quest'ultima, penalizzata dalla pesante contrazione della produzione idroelettrica, è l'unica zona a registrare un aumento su base annua (+7,9%) che la colloca sul livello più

alto tra i prezzi di vendita con 56,36 €/MWh, pochi centesimi sopra la *Sicilia* (56,27 €/MWh). *Centro Nord*, *Centro Sud* e *Sardegna* si allineano poco sotto i 54 €/MWh, mentre il *Sud*, con 49,40 €/MWh, si conferma la zona dal prezzo di vendita più basso (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia*, pari a 23,7 milioni di MWh, si confermano in crescita tendenziale (+2,2%). Gli scambi nella borsa elettrica accelerano nel ritmo di crescita, ininterrotta nell'ultimo semestre, salendo a 16,4 milioni di MWh (+11,8%), mentre i volumi scambiati *over the*

counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP scendendo a 7,2 milioni di MWh (-14,4%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità pertanto, al terzo rialzo congiunturale consecutivo (+1,9 p.p. su ottobre), registra una intensa crescita tendenziale (+5,9 p.p.), portandosi a 69,4% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.442.420	+11,8%	69,4%
Operatori	9.216.579	+15,9%	38,9%
GSE	2.696.327	-9,8%	11,4%
Zone estere	4.529.514	+20,2%	19,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.233.030	-14,4%	30,6%
Zone estere	609.644	-47,5%	2,6%
Zone nazionali	6.623.386	-9,1%	28,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.675.451	+2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.877.890	-5,4%	
OFFERTA TOTALE	39.553.341	-1,0%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

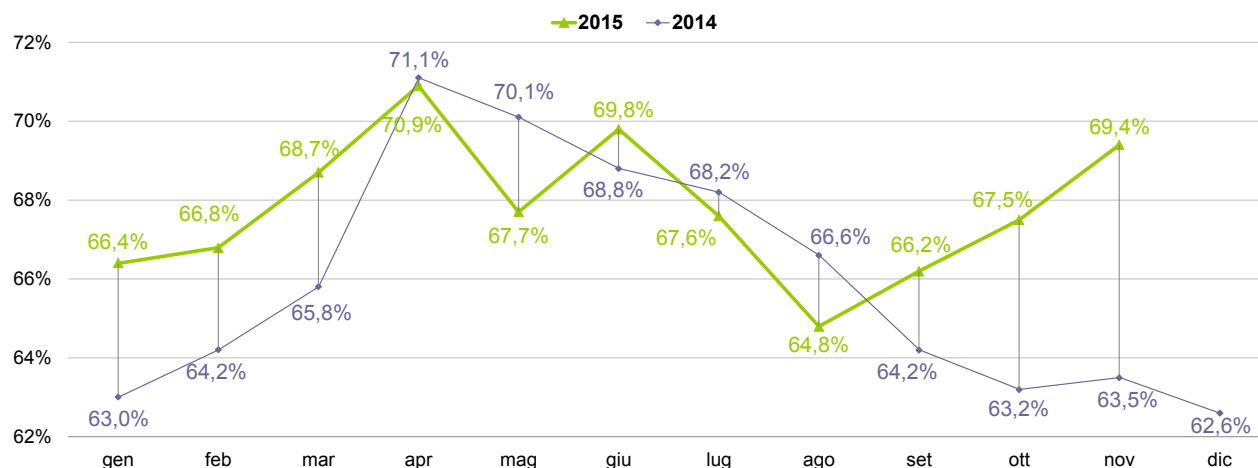
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.442.420	+11,8%	69,4%
Acquirente Unico	2.595.589	+37,9%	11,0%
Altri operatori	9.068.966	+16,7%	38,3%
Pompaggi	13.178	-	0,1%
Zone estere	313.912	-26,6%	1,3%
Saldo programmi PCE	4.450.775	-3,9%	18,8%
PCE (incluso MTE)	7.233.030	-14,4%	30,6%
Zone estere	8.200	-	0,0%
Zone nazionali AU	2.391.120	-22,7%	10,1%
Zone nazionali altri operatori	9.284.486	-7,0%	39,2%
Saldo programmi PCE	-4.450.775	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.675.451	+2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.605.473	-46,5%	
DOMANDA TOTALE	25.280.923	-3,3%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali tornano a segnare un incremento tendenziale, attestandosi a 23,4 milioni di MWh (+2,7%). A livello zonale, gli acquisti crescono al Sud (+21,8%) e al Nord (+4,0%); segno meno, invece, nelle restanti zone. In calo anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 322 mila MWh (-24,7%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, in ininterrotta crescita tendenziale da luglio,

salgono a 18,5 milioni di MWh (+1,7%). In flessione le vendite al Nord (-10,1%), mentre nelle restanti zone si registrano incrementi tra il +5,8% del Centro Nord ed il +36,0% della Sardegna. Le importazioni di energia elettrica, con un aumento del 4,3%, si portano a 5,1 milioni di MWh, livello prossimo (in media oraria) al massimo storico del febbraio 2013 (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	17.169.810	23.847	-7,5%	8.374.345	11.631	-10,1%	13.301.315	18.474	+4,0%
Centro Nord	2.471.538	3.433	-3,1%	1.491.385	2.071	+5,8%	2.185.300	3.035	-6,6%
Centro Sud	4.715.586	6.549	+17,0%	2.369.249	3.291	+21,6%	3.485.954	4.842	-2,5%
Sud	5.369.920	7.458	-0,9%	3.977.265	5.524	+10,3%	2.463.687	3.422	+21,8%
Sicilia	3.000.935	4.168	+11,0%	1.313.805	1.825	+9,0%	1.270.748	1.765	-0,3%
Sardegna	1.576.792	2.190	+16,9%	1.010.242	1.403	+36,0%	646.334	898	-10,9%
Totale nazionale	34.304.582	47.645	-0,9%	18.536.292	25.745	+1,7%	23.353.339	32.435	+2,7%
Estero	5.248.759	7.290	-1,6%	5.139.159	7.138	+4,3%	322.112	447	-24,7%
Sistema Italia	39.553.341	54.935	-1,0%	23.675.451	32.883	+2,2%	23.675.451	32.883	+2,2%

A novembre, le vendite da impianti a fonte rinnovabile tornano in calo tendenziale portandosi ai minimi da marzo 2013, con 6,1 milioni di MWh (-15,1%). La flessione delle vendite ha interessato soprattutto la fonte idraulica (-25,2%), ma anche l'eolica (-5,1%) e la solare (-6,2%). Crescono, invece, le vendite da impianti a fonti tradizionali

(+13,8%), trainate anche a novembre dagli impianti a gas (+28,1%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili cede 6,5 punti percentuali e scende al 32,9%, la più bassa da inizio 2014, sotto di quasi 10 punti rispetto alla quota degli impianti a gas (42,6%, +8,8 p.p.), la più alta nello stesso periodo (Grafico 4).

(continua)

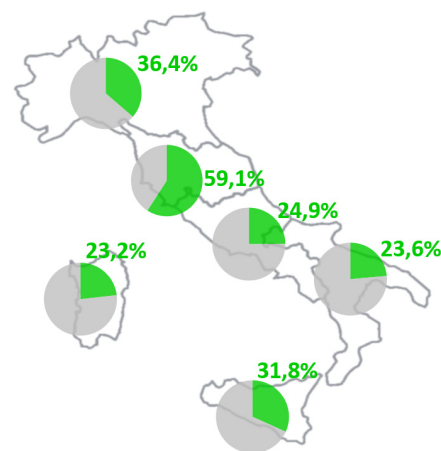
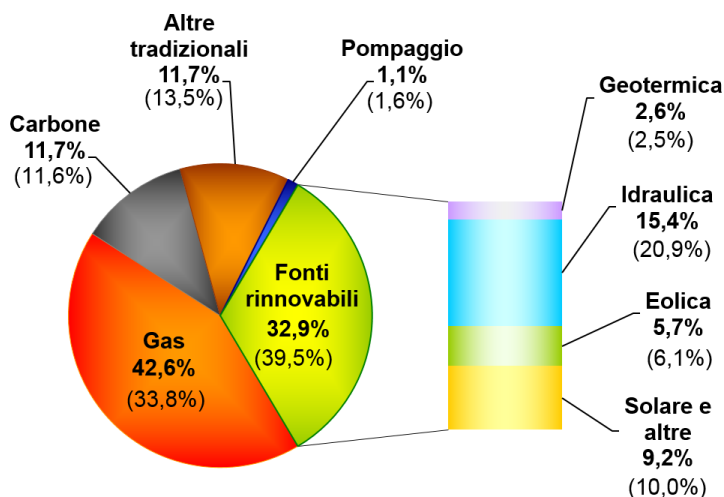
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.159	+7,4%	845	+19,7%	2.424	+30,0%	4.221	+11,4%	1.245	+10,9%	1.077	+41,7%	16.972	+13,8%
Gas	5.410	+23,0%	716	+24,2%	791	+498,6%	2.405	+19,5%	1.167	+16,1%	477	+9,8%	10.966	+28,1%
Carbone	1.001	-6,6%	6	-87,2%	1.449	-5,6%	-	-	-	-	549	+89,6%	3.004	+2,1%
Altre	749	-37,4%	122	+45,8%	184	-6,7%	1.816	+2,2%	78	-33,8%	51	+43,5%	3.002	-12,0%
Fonti rinnovabili	4.228	-28,4%	1.225	-2,2%	819	+2,5%	1.303	+7,0%	580	+5,1%	326	+20,4%	8.480	-15,1%
Idraulica	2.837	-35,2%	305	-21,2%	355	+7,9%	295	+124,2%	139	+157,0%	30	+84,2%	3.962	-25,2%
Geotermica	-	-	677	+8,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	677	+8,7%
Eolica	2	-69,8%	13	-13,6%	235	+5,6%	661	-7,2%	329	-16,0%	230	+15,1%	1.471	-5,1%
Solare e altre	1.389	-8,6%	229	+0,8%	229	-7,5%	347	-7,0%	111	+5,7%	66	+20,4%	2.370	-6,2%
Pompaggio	244	-35,0%	2	-	47	+15,4%	-	-	-	-	-	-100,0%	293	-29,7%
Totale	11.631	-10,1%	2.071	+5,8%	3.291	+21,6%	5.524	+10,3%	1.825	+9,0%	1.403	+36,0%	25.745	+1,7%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

A novembre il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 3.221 MWh, di cui 2.466 MWh sul confine francese (76,6% del totale), 230 MWh su quello austriaco e 525 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia prevalentemente in import (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) aumenta, rispetto a novembre 2014, tra il +2,0% della frontiera slovena ed il +5,7% della francese. Il market coupling alloca oltre tre quarti della capacità disponibile su ciascuna frontiera; solo sulla frontiera slovena ne resta inutilizzata una quota consistente (22,4%) dopo l'asta esplicita (Grafico 6, 7 e 8).

(continua)

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
Italia - Francia	2.566 (-)	2.472 (-)	99,7% (-)	87,4% (-)	1.527 (-)	453 (-)	0,3% (-)	- (-)
Italia - Austria	230 (-)	230 (-)	99,9% (-)	99,9% (-)	187 (-)	175 (-)	0,1% (-)	0,1% (-)
Italia - Slovenia	661 (648)	547 (601)	93,5% (100,0%)	54,7% (76,3%)	679 (657)	206 (-)	6,5% (-)	- (-)

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

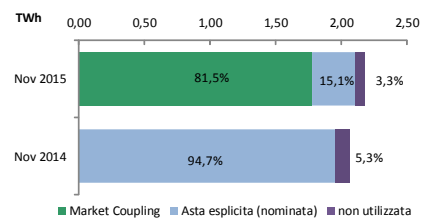
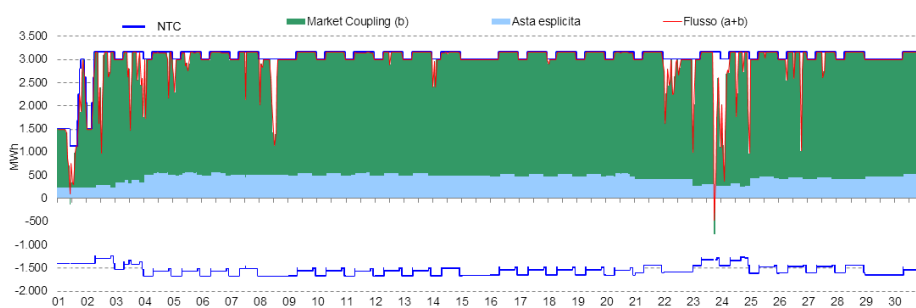


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

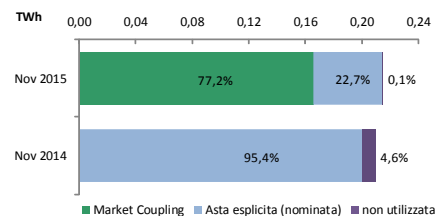
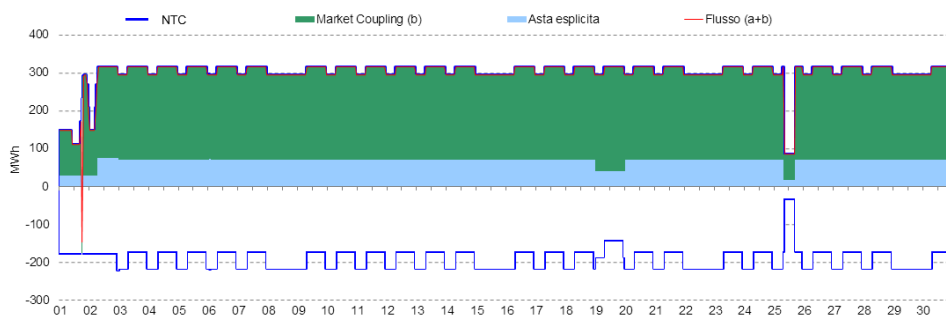
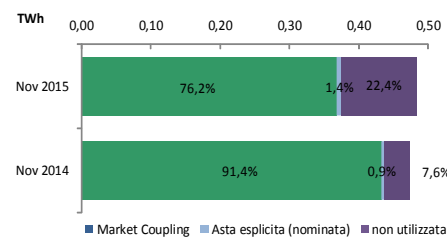
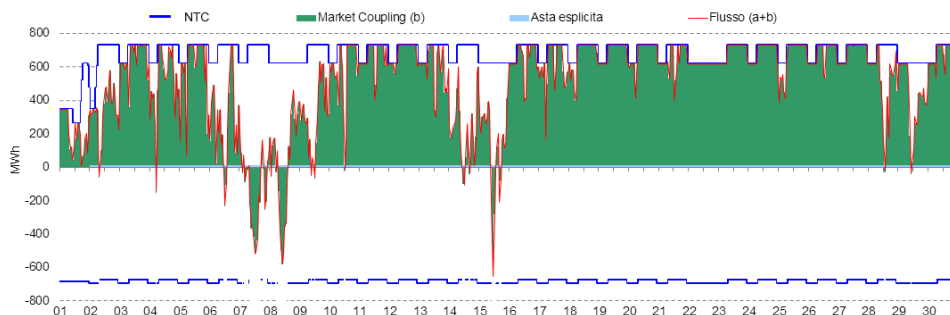


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A novembre i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) tornano a registrare, dopo quella di luglio, una brusca impennata congiunturale, oscillando tra 53,06 €/MWh di MI2 e 63,96 €/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). Nelle prime due sessioni di MI, le uniche che consentano un confronto omogeneo su base annua dopo le modifiche

introdotte nel mercato infragiornaliero nel febbraio 2015, i prezzi segnano ancora una flessione: -3,3% MI1; -1,3% MI2. Il confronto con MGP rivela prezzi più bassi in tutte le cinque sessioni (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero ripiegano dai massimi storici dei due mesi precedenti e si attestano a 2,0 milioni di MWh, in aumento del 6,0% rispetto a novembre 2014 (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2015	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	55,08	+0,9%	23.675.451	32.883	+2,2%
MI1 (1-24 h)	53,99 (-2,0%)	-3,3%	1.024.131	1.422	-1,8%
MI2 (1-24 h)	53,06 (-3,7%)	-1,3%	515.927	717	-7,9%
MI3 (9-24 h)	60,33 (-1,8%)	-	219.612	458	-
MI4 (13-24 h)	59,61 (-3,7%)	-	79.368	220	-
MI5 (17-24 h)	63,96 (-2,6%)	-	198.225	826	-

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

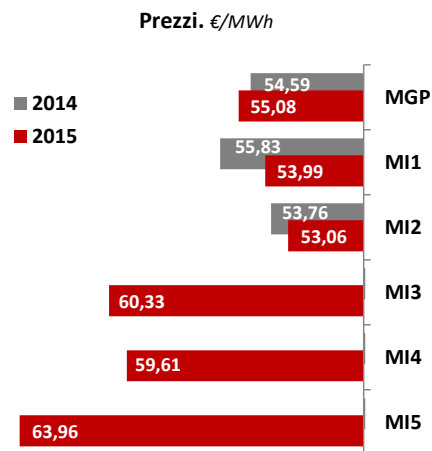
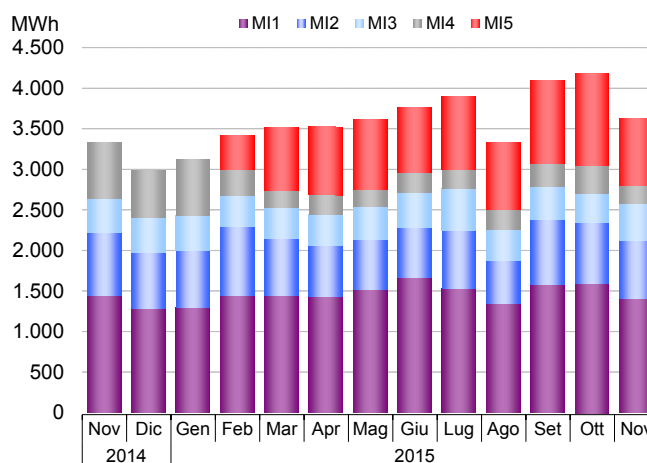
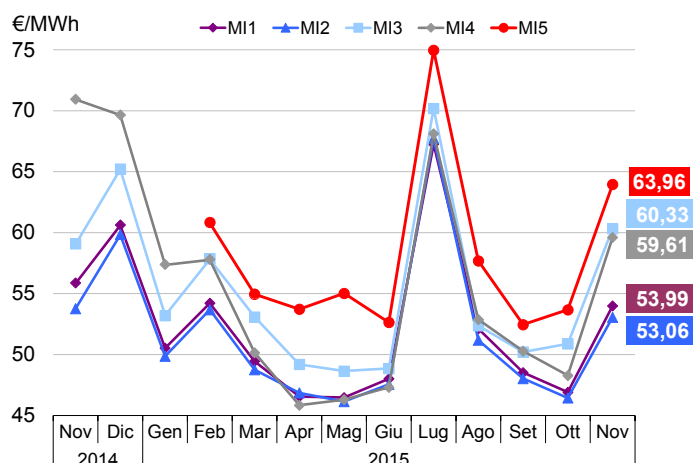


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



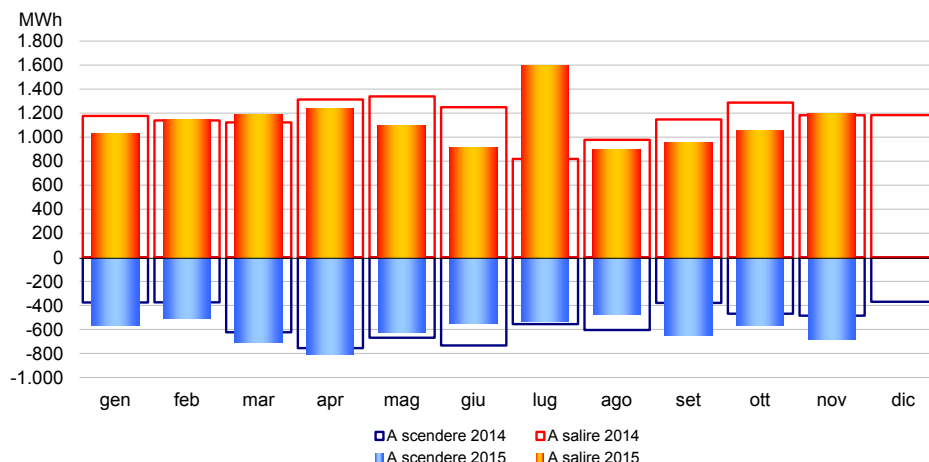
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A novembre gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, in debole crescita sullo stesso periodo dell'anno precedente (+2,4%), salgono a 872 mila

MWh. Più deciso l'aumento, il terzo consecutivo, delle vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 492 mila MWh (+40,9%) (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 4 negoziazioni, equamente ripartite sui prodotti *baseload Dicembre 2015* e *I Trimestre 2016*, per complessivi 29 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 4,1 milioni di MWh, in flessione del 37,8% rispetto al mese precedente. Per quanto riguarda i prezzi, si registra un rialzo dei prodotti mensili in

contrattazione, mentre permane la flessione dei prodotti trimestrali e annuali (Tabella 8 e Grafico 11). Il prodotto *Dicembre 2015* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 51,65 €/MWh sul *baseload* e 56,26 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.386 e 5 MW, per complessivi 2,5 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Dicembre 2015	51,65	+6,5%	2	10	-	10	3.386	2.519.184
Gennaio 2016	50,50	+3,8%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2016	51,08	+5,0%	-	-	-	-	-	-
Marzo 2016	41,70	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2016	47,69	-2,0%	2	10	-	10	20	43.660
II Trimestre 2016	41,70	-5,0%	-	-	-	-	10	21.840
III Trimestre 2016	45,84	-5,0%	-	-	-	-	5	11.040
IV Trimestre 2016	47,18	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	45,61	-3,0%	-	-	-	-	454	3.987.936
Totale			4	20	-	20		4.064.476

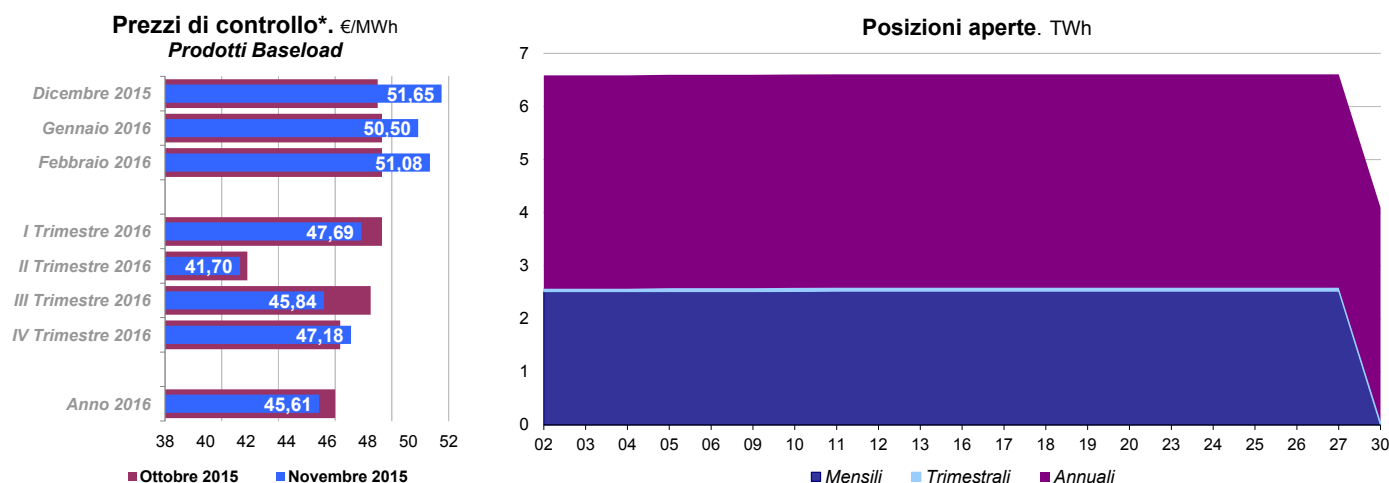
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Dicembre 2015	56,26	+1,4%	-	-	-	-	5	1.380
Gennaio 2016	55,19	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2016	57,14	+5,0%	-	-	-	-	-	-
Marzo 2016	46,37	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2016	52,70	-3,4%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	43,04	-5,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	49,56	-5,0%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2016	55,30	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	50,15	-3,3%	-	-	-	-	10	31.320
Totale			-	-	-	-		31.320
TOTALE			4	20	-	20		4.095.796

* 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 novembre 2015, con un aumento tendenziale dell'1,6%, si portano a 33,2 milioni di MWh. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 30,8 milioni di MWh, crescono del 4,4%, mentre quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,4 milioni di MWh, si riducono del 24,2% (Tabella 9).

In calo, ininterrottamente da gennaio, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 15,2 milioni di MWh (-14,6%).

A seguito delle suddette dinamiche, il Turnover, ovvero il

rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, aggiorna per il secondo mese consecutivo il massimo storico a quota 2,18 (+0,35 rispetto ad un anno fa) (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,2 milioni di MWh, si riducono ancora del 14,4% su base annua, così come i relativi sbilanciamenti a programma scesi a 8,0 milioni di MWh (-14,7%). Si confermano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,7 milioni di MWh (-10,7%) e i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 3,5 milioni di MWh (-25,3%).

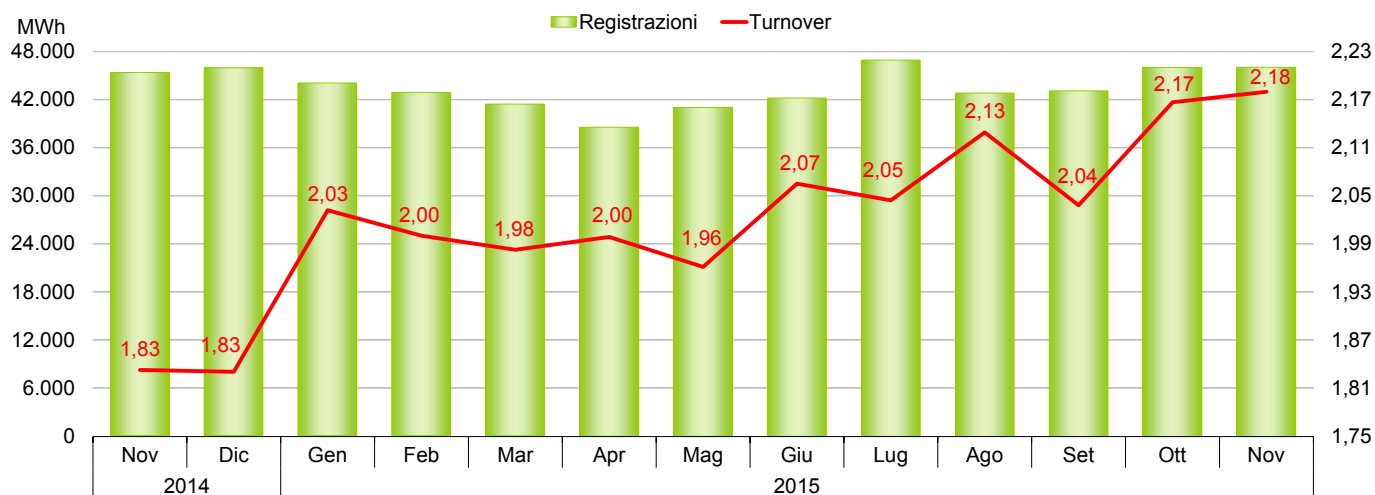
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI					
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	8.694.375	+6,4%	26,2%	Richiesti	9.083.454	-10,3%	100,0%	11.683.806	-10,7%	100,0%
<i>Off Peak</i>	584.682	-41,7%	1,8%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.255.883	+15,8%	46,9%	118	100%	0,0%
<i>Peak</i>	431.174	-62,3%	1,3%	Rifiutati	1.850.423	+9,9%	20,4%	-	-100,0%	-
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.848.328	+10,2%	20,3%	-	-	-
Totale Standard	9.710.232	-5,9%	29,2%							
Totale Non standard	21.063.312	+10,0%	63,4%	Registrati	7.233.030	-14,4%	79,6%	11.683.806	-10,7%	100,0%
PCE bilaterali	30.773.544	+4,4%	92,7%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.407.555	+20,4%	26,5%	118,23	100%	0,0%
MTE	2.435.580	-24,2%	7,3%	Sbilanciamenti a programma	7.995.047	-14,7%		3.544.272	-25,3%	
TOTALE PCE	33.209.124	+1,6%	100,0%	Saldo programmi	-	-		4.450.775	-3,9%	
POSIZIONE NETTA	15.228.077	-14,6%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A novembre i consumi di gas naturale in Italia segnano un deciso aumento su base annua (+13,5%) sostenuti dai consumi del *settore civile* (+14,5%), sospinti dalle basse temperature, e del *settore termoelettrico* (+19,8%) che beneficia del calo della produzione da fonti rinnovabili ed in particolare delle centrali idroelettriche. Ancora in calo i consumi *industriali* (-3,0%). Sul lato offerta, cala ancora la produzione nazionale (-7,0%), mentre le importazioni

di gas naturale registrano ancora un aumento in doppia cifra (+16,3%). In crescita anche le erogazioni dai sistemi di stoccaggio (+13,5%) con la giacenza di gas naturale a fine mese in lieve calo rispetto ad un anno fa. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 4,8 milioni di MWh, di cui oltre il 90% nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), dove i prezzi, in calo, si allineano alle quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

Nel mese di novembre i consumi di gas naturale in Italia, pari a 6.474 milioni di mc, registrano un significativo incremento tendenziale (+13,5%) portandosi ai massimi degli ultimi otto mesi. I consumi del *settore civile*, sospinti dal calo delle temperature, con un aumento su base annua del 14,5% si portano a 3.298 milioni di mc. Ancora più decisa la crescita dei consumi del *settore termoelettrico* (+19,8%) che approfittando della flessione della produzione idroelettrica salgono a 1.795 milioni di mc, livello più alto degli ultimi quattro anni per il mese di novembre. Continua, invece, la flessione tendenziale, in atto dallo scorso maggio, dei consumi del *settore industriale* che scendono al livello più basso mai registrato a novembre negli ultimi dieci anni pari a 1.103 milioni di mc (-3,0%). Tornano, infine, in aumento le esportazioni attestatesi a 278 milioni di mc (+48,9%), massimo da marzo 2012. Dal lato offerta continua la flessione della produzione nazionale, ininterrotta

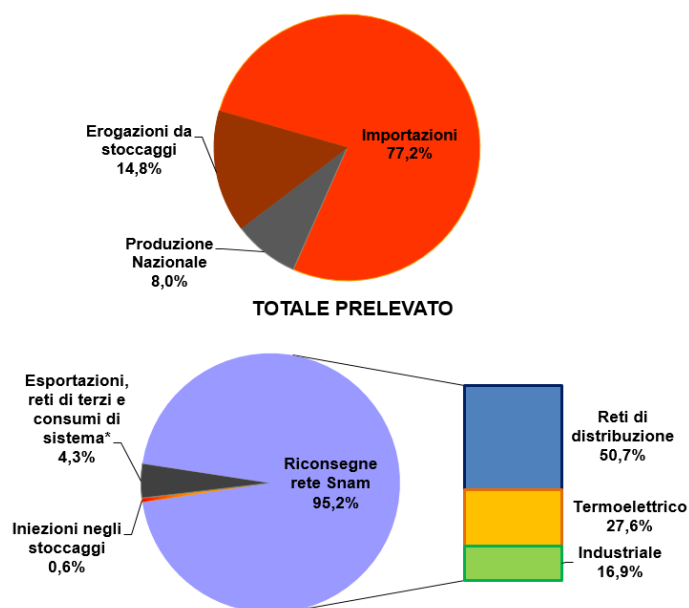
negli ultimi tre anni, che scende a 524 milioni di mc (-7,0%), confermandosi sui livelli più bassi di sempre; ancora in crescita, invece, le importazioni di gas naturale che, al quinto rialzo tendenziale consecutivo, si portano a 5.025 milioni di mc (+16,3%). Tra i punti di entrata, ancora in netto aumento le importazioni di gas algerino a *Mazara* (671 mln mc, +60,6%) e quello russo a *Tarvisio* (2.207 mln mc, +26,1%); in ripresa anche le importazioni di gas dal Nord Europa a *Passo Gries* (1.247 mln mc, +20,3%) mentre si riducono quelle di gas libico a *Gela* (495 mln mc; -29,3%). Tra i terminali GNL, dopo tre rialzi consecutivi, segna una flessione *Cavarzere* (400 mln mc, -3,9%); ancora a regime ridotto *Panigaglia*. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 36 milioni di mc (+19,8%), mentre le erogazioni, con un incremento del 13,5%, salgono a 962 milioni di mc.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.025	53,2	+16,3%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	671	7,1	+60,6%
Tarvisio	2.207	23,4	+26,1%
Passo Gries	1.247	13,2	+20,3%
Gela	495	5,2	-29,3%
Gorizia	1	0,0	-
Panigaglia (GNL)	3	0,0	+182,6%
Cavarzere (GNL)	400	4,2	-3,9%
Livorno (GNL)	1	0,0	-
Produzione Nazionale	524	5,5	-7,0%
Erogazioni da stoccaggi	962	10,2	+13,5%
TOTALE IMMESSO	6.510	68,9	+13,6%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.103	11,7	-3,0%
Termoelettrico	1.795	19,0	+19,8%
Reti di distribuzione	3.298	34,9	+14,5%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	278	2,9	+48,9%
TOTALE CONSUMATO	6.474	68,5	+13,5%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	36	0	+19,8%
TOTALE PRELEVATO	6.510	68,9	+13,6%

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



(continua)

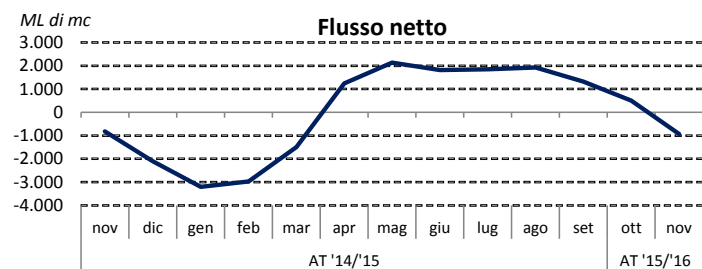
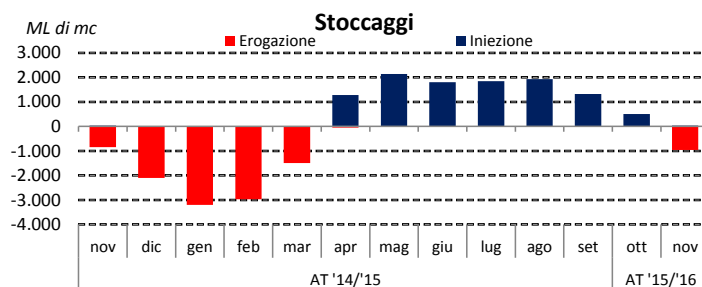
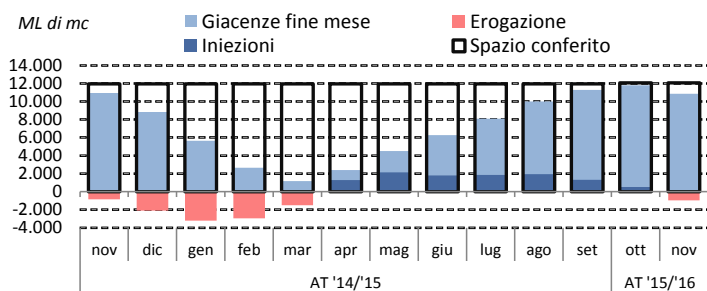
Nell'ultimo giorno del mese di novembre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 10.869 milioni di mc, in lieve calo rispetto allo stesso giorno del 2014 (-0,6%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 90,0%, anch'esso in flessione rispetto ad un anno fa (-1,5 p.p.).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), con una modesta flessione congiunturale (-0,25 €/MWh, -1,2%) e un più consistente calo su base annua (-6,07 €/MWh, -23,4%), si attesta a 19,85 €/MWh, ai minimi da settembre 2014.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2015)	10.869	-0,6%
Erogazione (flusso out)	962	+13,5%
Iniezione (flusso in)	36	+19,8%
Flusso netto	926	+13,2%
Spazio conferito	12.077	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	90,0%	-1,5 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A novembre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 4,8 milioni di MWh, pari al 6,9% della domanda complessiva di gas naturale (5,8% a novembre 2014), la

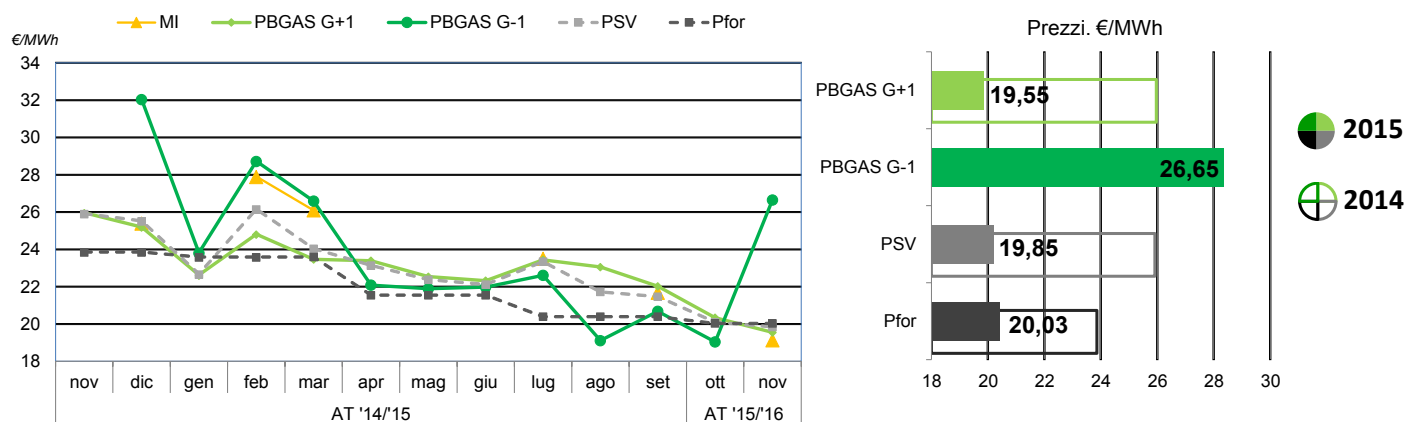
maggior parte dei quali (oltre il 90%) nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	19,13	-	19,10	16.500	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	26,65	-	21,00	422.854	-
Comparto G+1	19,55 (25,97)	18,90	20,30	4.312.888 (3.523.573)	-
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese 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 P_{for} un indice

(continua)

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		Posizioni aperte	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2015-11	-	-	24,784	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2015-12	-	-	67,545	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-12	-	-	66,166	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-01	-	-	64,420	44,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-02	-	-	68,798	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-03	-	-	62,961	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-01	-	-	65,318	20,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	-	-	64,537	32,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	-	-	62,208	20,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-04	-	-	65,902	26,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	-	-	63,366	25,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2016/2017	-	-	68,584	32,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2016	-	-	64,489	24,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2016/2017	-	-	65,318	26,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

I volumi scambiati nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), con un incremento del 22,4%, si portano ai massimi da inizio anno pari a 4,3 milioni di MWh. In consistente flessione, invece, il prezzo medio che, con un calo del 24,7% si attesta sul valore più basso da agosto 2014, pari a 19,55 €/MWh, sotto di 30 cent. di €/MWh rispetto alla quotazione al PSV.

Nei 17 giorni, sui 30 di novembre, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 2,0 milioni MWh, di cui il

76,5%, pari a 1,6 milioni di MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 19,36 €/MWh (-24,6% su base annua). Nei restanti 13 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 2,3 milioni di MWh, di cui il 62,4%, pari a 1,4 milioni MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 19,80 €/MWh (-25,0%).

Complessivamente il 69,1% dei volumi scambiati (3,0 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 30,9% da scambi tra operatori, pari 1,3 milioni di MWh.

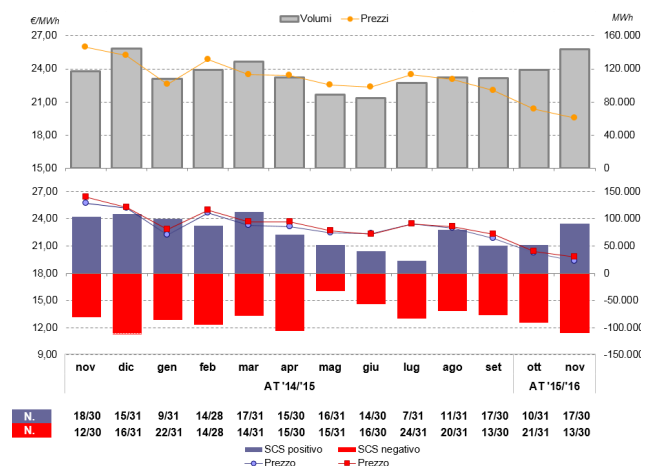
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1

Fonte: dati GME

	Totale			Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
				positivo n.giorni 17/30	negativo n.giorni 13/30
Prezzo medio. €/MWh	19,55	25,97	(-24,7%)	19,36	19,80
Acquisti. MWh	4.312.888	3.523.573	(+22,4%)	2.032.359	2.280.529
RdB	1.423.026	963.403	(+47,7%)		1.423.026
Operatori	2.889.862	2.560.170	(+12,9%)	2.032.359	857.503
Vendite. MWh	4.312.888	3.523.573	(+22,4%)	2.032.359	2.280.529
RdB	1.555.602	1.867.489	(-16,7%)	1.555.602	
Operatori	2.757.286	1.656.084	(+66,5%)	476.757	2.280.529

Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	43	40	31



(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a novembre sono stati scambiati 423 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 26,65 €/MWh, massimo degli ultimi nove mesi. Per la prima volta nell'anno termico in corso, il Responsabile del Bilanciamento torna sul lato acquisto presentando un'offerta soddisfatta da vendite degli operatori nelle zone *Stogit* (40,0% del totale), *Import* (36,1%), *LNG* (13,4%) ed *Edison Stoccaggio* (10,5%). I prezzi zonal si sono attestati su valori

di oltre 5 €/MWh superiori alle quotazioni al PSV (19,85 €/MWh) con la sola eccezione della zona *Stogit*; a tal proposito si segnala come in due sessioni, delle quattro con scambi nel mese, l'offerta presentata da Snam non è stata interamente soddisfatta dall'offerta in vendita, e pertanto, ai sensi della regolazione vigente, il prezzo marginale del comparto è stato pari al prezzo offerto dalla stessa Snam.

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	26,65	26,65	24,90	19,88	-	-	26,65
Volumi. MWh	152.534	44.448	56.708	169.164	-	-	422.854
Operatori. N.	5	2	1	9	-	-	1

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ L'autunno del 2015 continua a mostrare una forte depressione diffusa sui principali mercati europei di combustibili fossili, più accentuata su base annua; spicca tra questi la piazza scozzese del petrolio che chiude il

mese di novembre con una quotazione ai minimi dall'inizio del 2009, seguendo lo stesso trend del cambio euro-dollaro, giunto sul livello più basso da gennaio del 2003.

Nel mese di novembre, il petrolio europeo interrompe il flebile trend rialzista che negli ultimi tre mesi aveva mantenuto la quotazione spot attorno ai 50 \$/bbl e realizza un calo congiunturale del 10%, dinamica solitamente osservata in questo periodo dell'anno (44 \$/bbl, -10%). Tale decremento conduce il prezzo sul livello minimo da febbraio 2009 – fenomeno comune anche al punto di scambio statunitense – mese a partire dal quale il valore del greggio aveva intrapreso un lungo periodo di ascesa pressoché costante, interrotto poi con l'inizio dell'estate 2014. Fedeli all'andamento della commodity di riferimento, i prezzi di olio combustibile e gasolio registrano ampi cali mensili e annui, aggiornando i valori minimi rispettivamente da febbraio 2005 e da febbraio 2009 (olio c. 193,5 \$/MT, -11%; gasolio 417 \$/MT, -5%). Tutte rivalutate al ribasso, le quotazioni dei mercati a termine prevedono livelli più elevati di quelli attuali, anche per i prodotti di prossima consegna. Non segnava un incremento mensile dallo scorso

giugno il prezzo europeo del carbone, giunto a 53 \$/MT, valore in linea con le previsioni espresse dal mercato di ottobre, più basso tuttavia di circa 20 \$/MT rispetto al valore analogo quotato a novembre dello scorso anno. Il lieve segnale di ripresa espresso dal mercato a pronti sembra essere parzialmente colto dai future, che propongono per dicembre un valore in lieve aumento e comunque più basso di quello attuale (51 \$/MT, +2%).

La discesa percorsa dal cambio euro-dollaro, che a novembre giunge sul livello minimo dalla vigilia del 2003 (1,07 \$/€, -4/14%), riduce l'intensità delle variazioni (se negative) osservate nelle quotazioni dei combustibili convertite in moneta europea, mantenendone inalterato il segno.

La dinamica osservata sullo spot si riflette nelle rivalutazioni dei prodotti future, che solo a partire dal prossimo febbraio prevedono un cambio leggermente maggiore di quello corrente (1,08 \$/€).

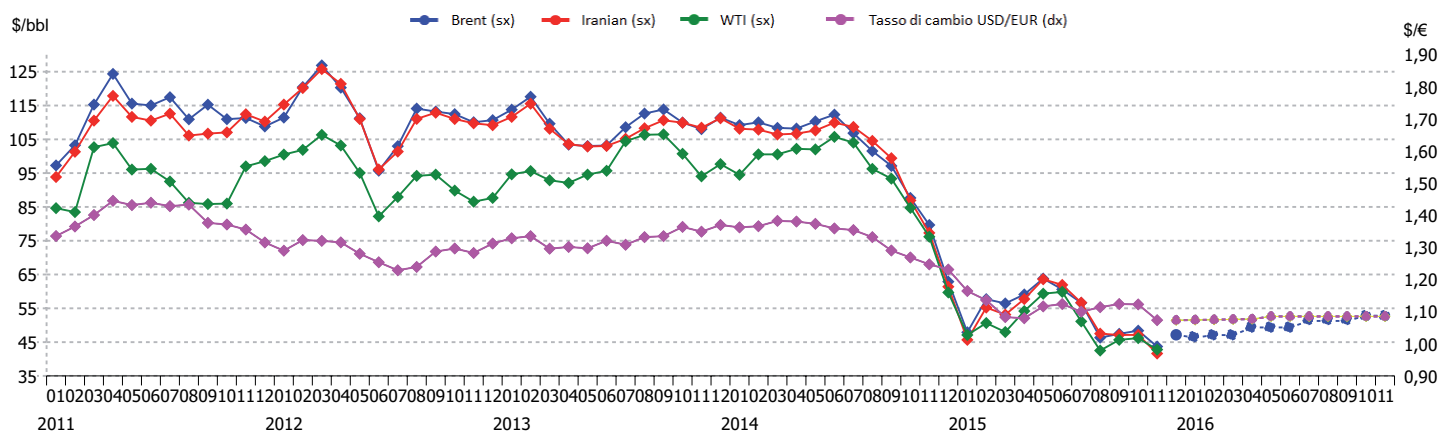
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Nov 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 15	Var M-1 (%)	Gen 16	Var M-1 (%)	Feb 16	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	43,71	- 10 %	- 45 %	48,71	47,14	- 5 %	46,32	- 8 %	47,10	-	-	-
Brent FOB	€/bbl	40,71	- 6 %	- 36 %	-	43,92	-	43,11	-	43,81	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	193,54	- 11 %	- 54 %	225,91	204,42	- 10 %	211,07	- 10 %	214,54	-	231,78	- 9 %
0.1 FOB Barge	€/MT	180,26	- 7 %	- 47 %	-	190,45	-	196,45	-	199,53	-	213,54	-
GASOLIO	\$/MT	417,39	- 5 %	- 41 %	455,25	436,43	- 6 %	441,18	- 6 %	445,87	-	-	- 1 %
0.1 FOB ARA	€/MT	388,77	- 1 %	- 32 %	-	406,60	-	410,63	-	414,68	-	-	-
CARBONE	\$/MT	52,94	+ 1 %	- 28 %	53,25	51,22	+ 2 %	49,74	- 1 %	48,26	-	46,86	- 3 %
ARA Stm 6000K ¹	€/MT	49,31	+ 6 %	- 17 %	-	47,72	-	46,29	-	44,89	-	43,17	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,07	- 4 %	- 14 %	-	1,07	- 4 %	1,07	- 4 %	1,08	-	1,09	- 4 %

Fonte: Thomson-Reuters

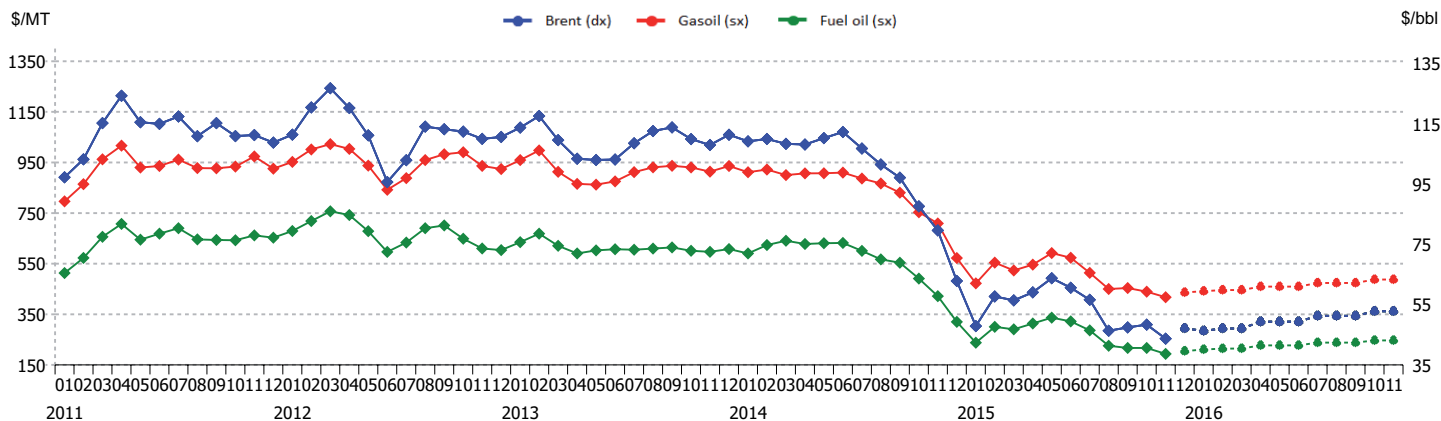
(continua)

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



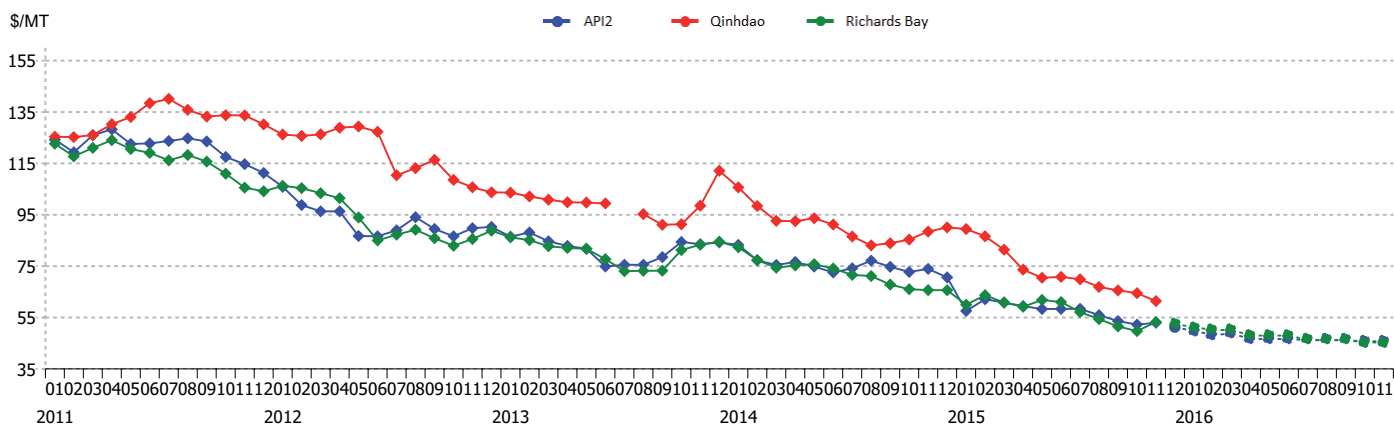
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

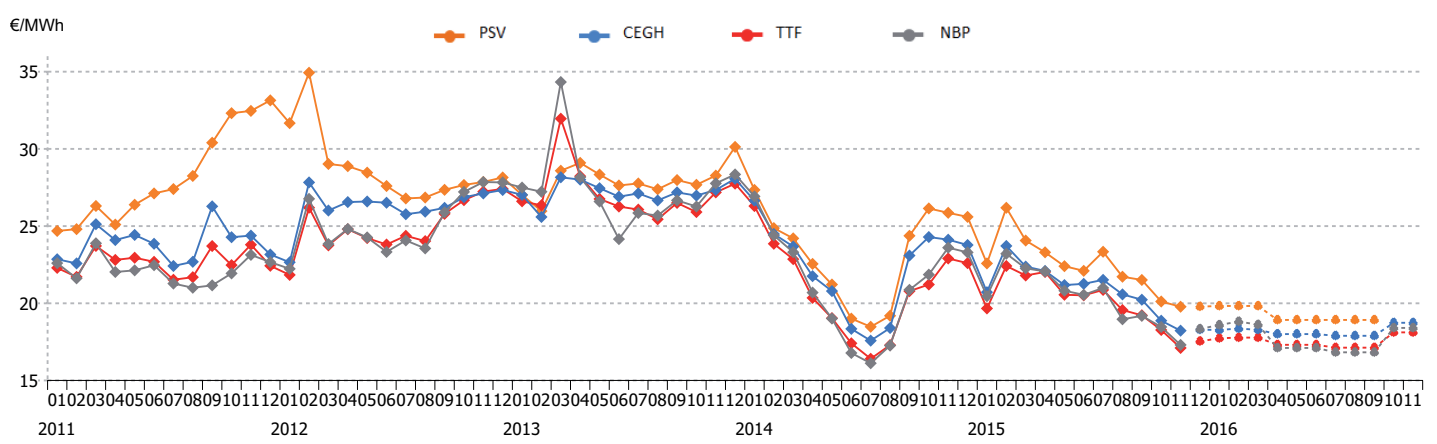
(continua)

In controtendenza con lo sviluppo mensile solitamente espresso nel mese di novembre, i principali hub europei del gas restano tutti sotto la soglia dei 20 €/MWh, cedendo sullo scorso mese dai 0,34 ai 1,16 €/MWh. Il prezzo di riferimento al PSV, in particolare, si mantiene ai minimi dallo scorso agosto (19,77 €/MWh, -2%) e si mostra in disaccordo col trend

mostrato dalla domanda complessiva dei settori industriale e termoelettrico (+8% mensile, dati Snam). Le proiezioni per i prossimi mesi espresse dai mercati a termine descrivono condizioni economiche praticamente pari a quelle attuali, fatta eccezione per l'hub britannico.

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Nov 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 15	Var M-1 (%)	Gen 16	Var M-1 (%)	Feb 16	Var M-1 (%)	GY 2016/16	Var M-1 (%)
PSV	IT	19,77	- 2 %	- 24 %	19,80	19,78	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	17,11	- 6 %	- 25 %	17,88	17,54	- 5 %	17,73	-	-	-	17,59	- 6 %
CEGH	AT	18,23	- 3 %	- 24 %	18,70	18,29	- 4 %	18,28	- 4 %	18,36	-	-	-
NBP	UK	17,30	- 6 %	- 27 %	18,45	18,34	- 5 %	18,59	- 5 %	18,82	-	17,76	- 7 %



Fonte: Thomson-Reuters

Anche questo mese, i prezzi a pronti delle borse europee più capienti di energia elettrica mostrano evoluzioni mensili divergenti. In particolare, nell'area IBMC – dove il livello di convergenza oraria dei prezzi si abbassa notevolmente rispetto a ottobre – il riferimento della zona Nord italiana e il PUN (Prezzo Unico Nazionale) segnano consistenti incrementi congiunturali (56/55 €/MWh, +19/+16%), mentre i prezzi

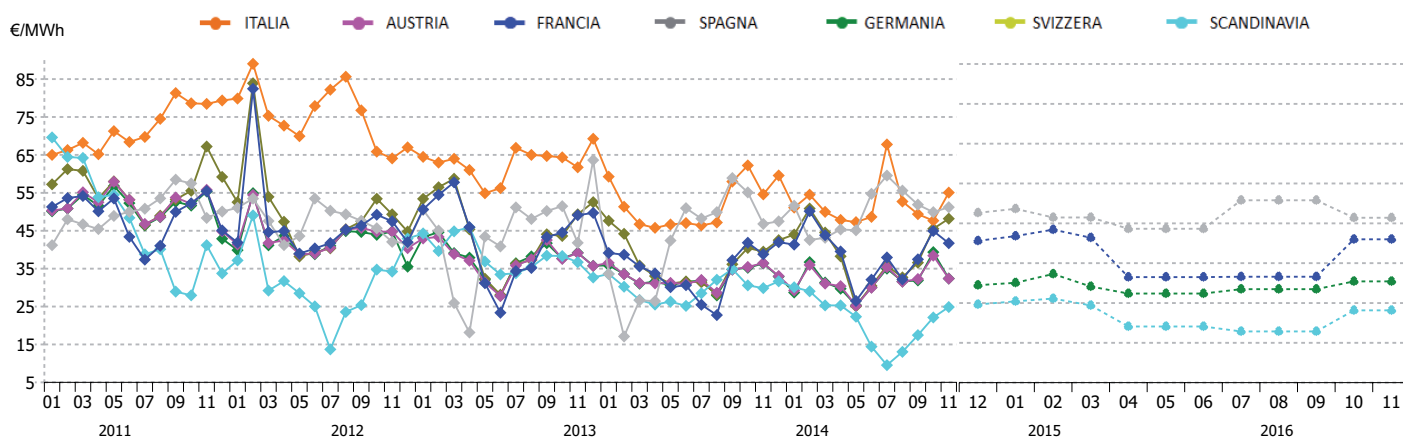
francese e austro-tedesco si riducono in misura più o meno intensa (42/32 €/MWh, -7/-18%). I prezzi quotati sui mercati a termine, infine, sembrano limitare l'impatto che l'atteso calo delle temperature ha generalmente sui valori dell'energia, stimando per i mesi invernali importi tutti più bassi di quello attuale (fatta eccezione per il prezzo spagnolo).

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Nov 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 15	Var M-1 (%)	Gen 16	Var M-1 (%)	Feb 16	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
ITALIA	55,08	+ 16 %	+ 1 %	48,50	48,07	- 2 %	48,77	+ 0 %	48,32	-	45,99	- 1 %
FRANCIA	41,70	- 7 %	+ 7 %	43,80	40,61	- 2 %	41,80	- 4 %	43,42	-	36,37	-
GERMANIA	32,39	- 18 %	- 11 %	36,00	29,48	- 1 %	30,07	- 2 %	32,30	-	29,13	-
SPAGNA	51,20	+ 3 %	+ 9 %	47,95	47,65	+ 2 %	48,64	+ 3 %	-	-	46,84	-
AREA SCANDINAVA	24,87	+ 12 %	- 17 %	26,30	24,64	- 5 %	25,42	- 8 %	26,11	-	21,11	-
AUSTRIA	32,37	- 16 %	- 11 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	48,17	+ 6 %	+ 22 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



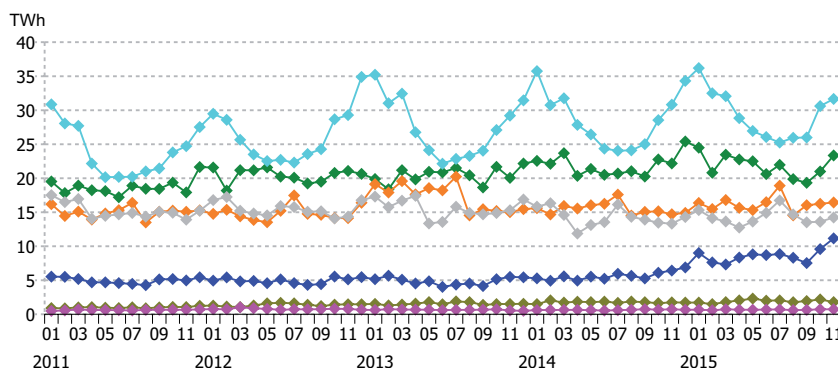
In generale aumento mensile e annuo, le principali borse elettriche europee scambiano complessivamente circa il 6% in più rispetto al mese di ottobre, evoluzione foraggiata soprattutto dall'andamento dell'exchange francese che più che raddoppia i volumi mensili che era solito gestire negli anni passati (11 TWh, +17/+74%). Tale dinamica rende, come di consueto, Epex la

borsa più capiente con i suoi 36 TWh, seguita da Nord Pool a 32 TWh (+3%). In Italia, infine, l'aumento relativo dei volumi di borsa osservato nella seconda parte di novembre si traduce a livello mensile in una sostanziale stabilità, corrispondente a 16 TWh totali (+1/+12%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Nov 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,4	+ 1 %	+ 12 %
FRANCIA	11,2	+ 17 %	+ 74 %
GERMANIA	23,4	+ 11 %	+ 5 %
SPAGNA	14,2	+ 5 %	+ 7 %
AREA SCANDINAVA	31,7	+ 3 %	+ 3 %
AUSTRIA	0,7	+ 0 %	- 1 %
SVIZZERA	1,8	- 18 %	+ 3 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di novembre 2015 sulla piattaforma dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 440.576 TEE, in aumento rispetto ai 396.977 TEE scambiati a ottobre.

Dei 440.576 TEE sono stati scambiati 117.427 TEE di Tipo I, 214.320 TEE di Tipo II, 86.872 TEE di Tipo II CAR, 21.957 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 106,74 €/tep (105,68 €/tep a ottobre), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 106,62 €/tep (105,72 €/tep a ottobre), i Tipo II-CAR a 106,83 €/tep (105,46 €/tep a ottobre) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 106,52 €/tep

(rispetto a 105,58 €/tep a ottobre).

Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi è stata pari a 1,00% per i TEE di Tipo I, e di 0,86 % per i TEE di Tipo II, di 1,29 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 0,90 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 4.839.416 TEE (1.331.988 di Tipo I, 2.436.683 di Tipo II, 578.230 di Tipo II CAR, 492.459 di Tipo III e 56 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 37.112.889 TEE.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di novembre 2015.

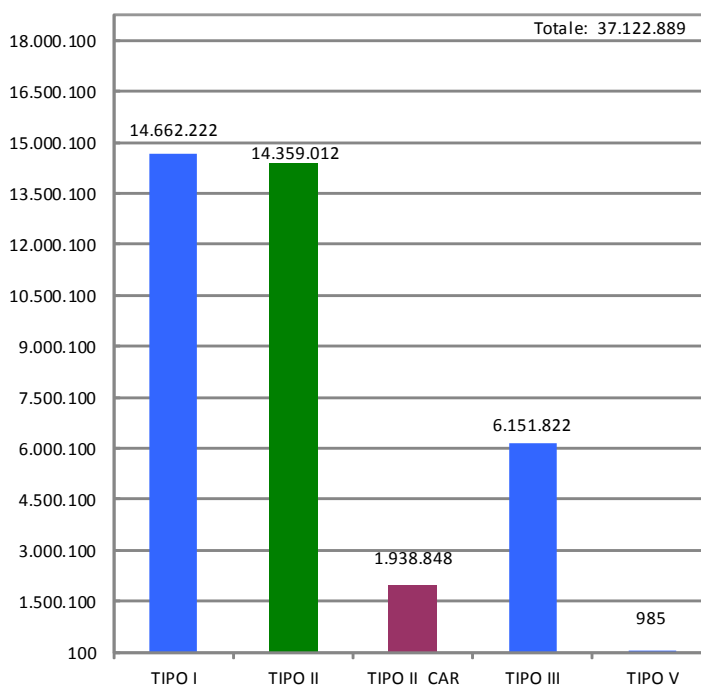
TEE, risultati del mercato del GME - novembre 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	117.427	214.320	86.872	21.957
Valore Totale (€)	12.533.730,48	22.851.530,88	9.280.110,63	2.338.902,41
Prezzo minimo (€/TEE)	105,00	104,16	105,60	105,50
Prezzo massimo (€/TEE)	107,60	107,50	107,25	108,00
Prezzo medio (€/TEE)	106,74	106,62	106,83	106,52

TEE emessi dall'avvio del meccanismo fino a novembre 2015 (dato cumulato)

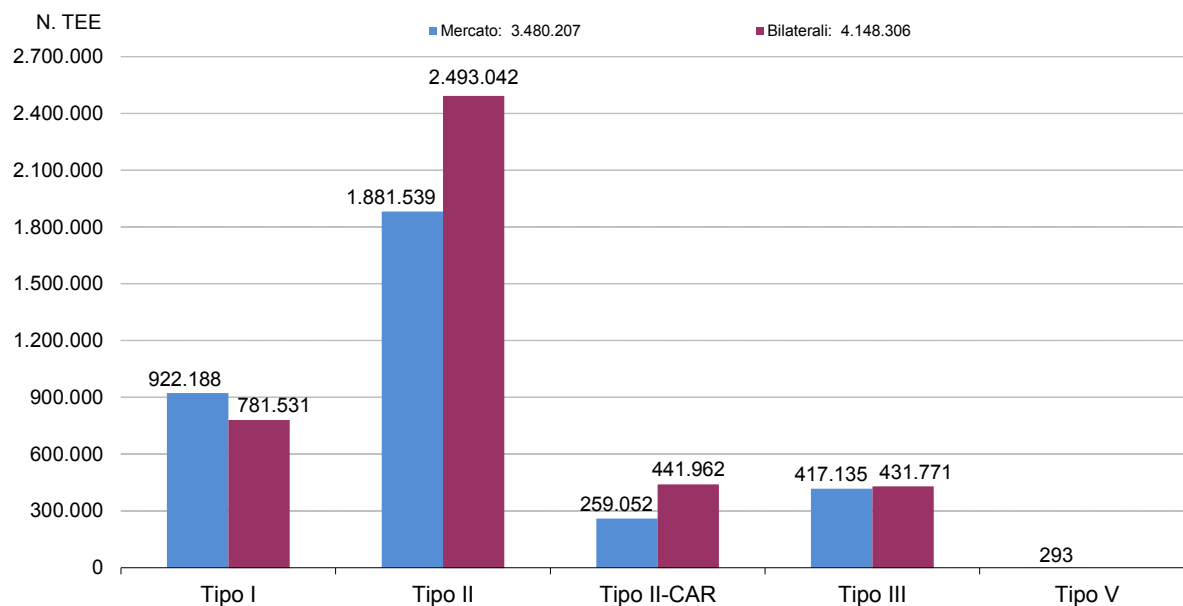
Fonte: GME



Mercato dei titoli di efficienza energetica

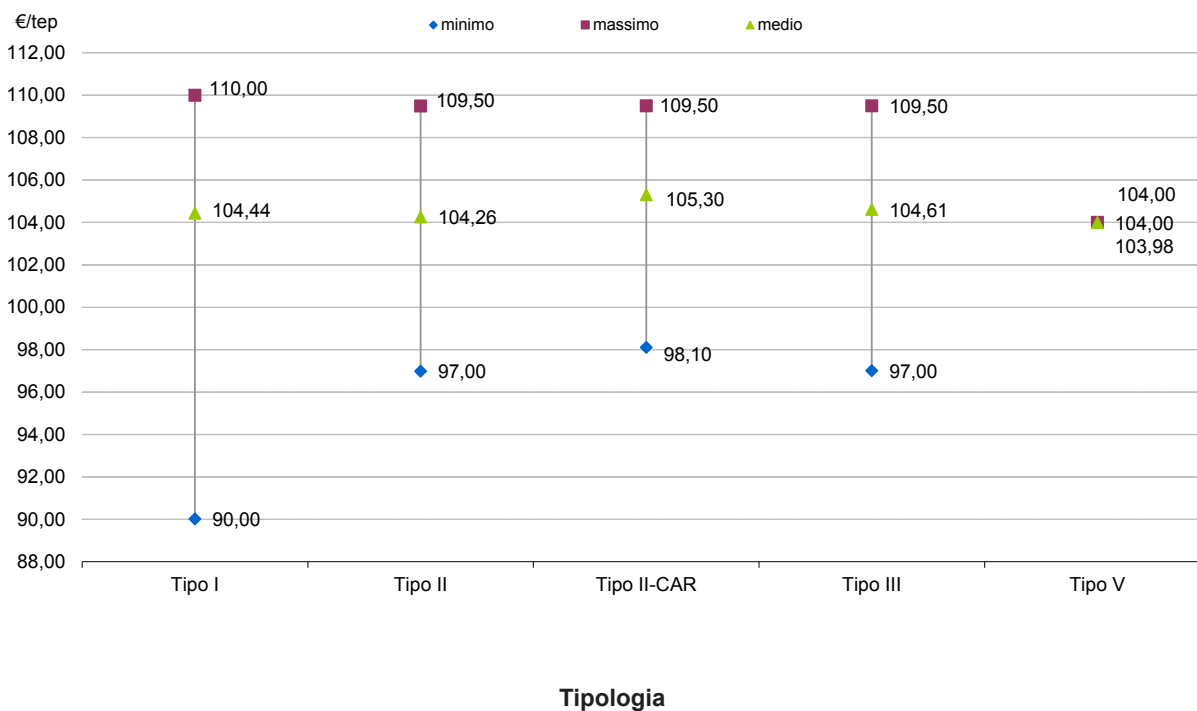
TEE scambiati (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2015)

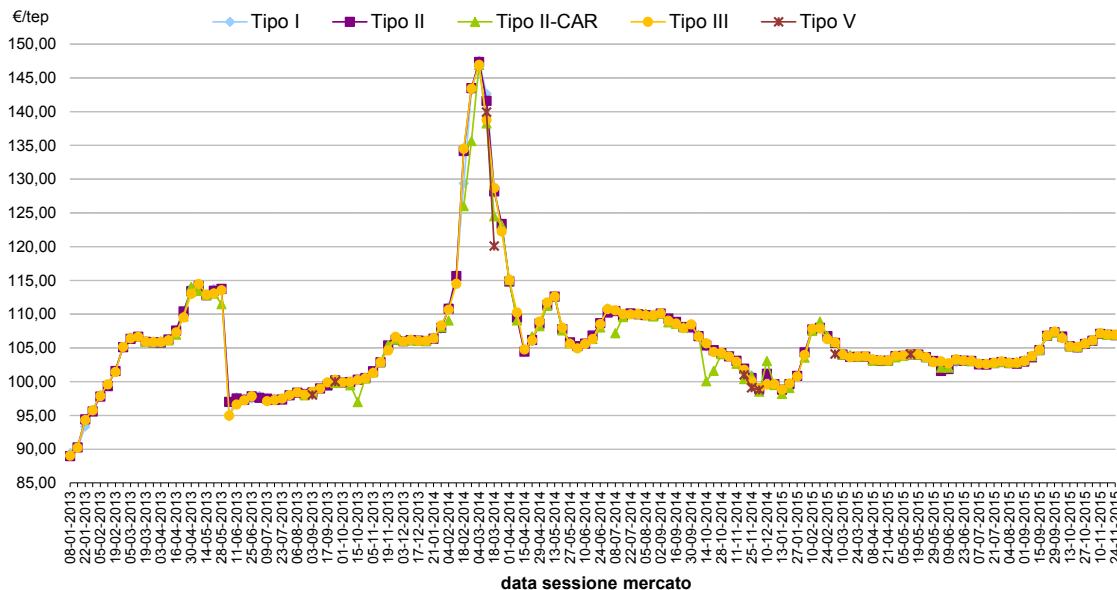
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni dal 2013)

Fonte: GME

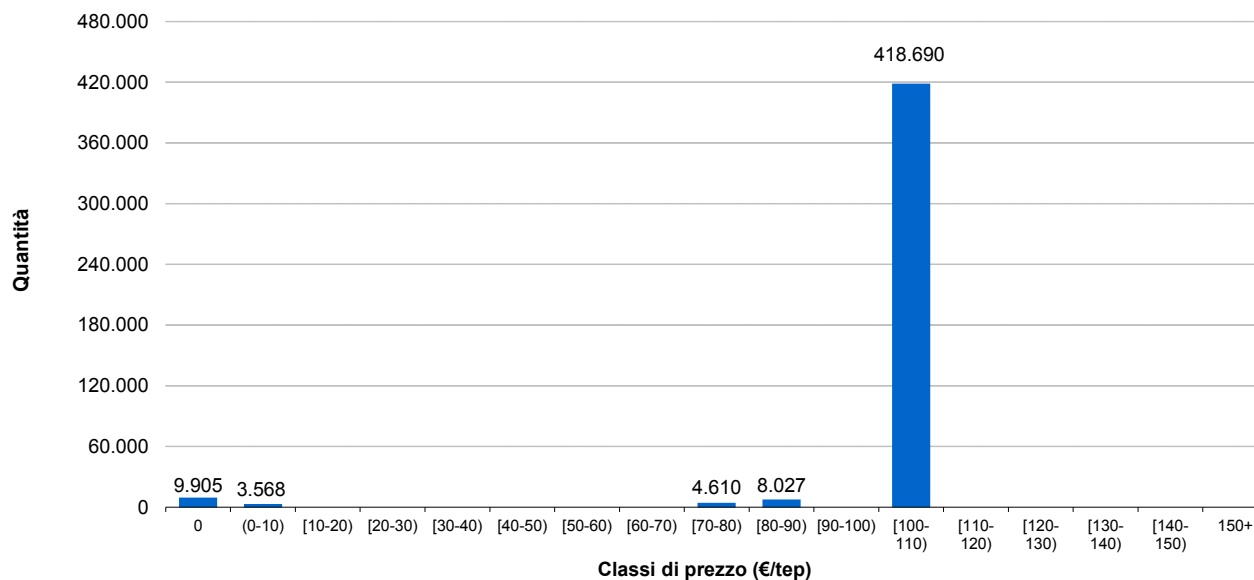


Nel corso del mese di novembre 2015 sono stati scambiati 444.800 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (467.840 TEE nel mese di ottobre 2015). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 102,62 €/tep (104,15 €/tep a ottobre), minore di

4,07 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (106,69 €/tep). Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi mensili scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

TEE scambiati per classi di prezzo - novembre 2015

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di novembre 2015, sono stati scambiati 340.099 CV, in diminuzione, rispetto ai 589.596 CV scambiati nel mese di ottobre. La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 III Trim, con 193.111 certificati (253.566 i CV 2015 III Trim scambiati a ottobre), dei CV 2015 II Trim con 99.578 titoli (194.481 CV 2015 II Trim, a ottobre), e dei CV 2015 I Trim, con 20.677 CV (104.775 CV 2015 I Trim, a ottobre). Seguono nell'ordine, i CV 2014 IV Trim, con un volume pari a 13.053 CV (4.708 CV 2014 IV Trim, relativi a ottobre), e i CV 2013 IV Trim con 10.172 CV (21.883 CV 2013 IV Trim, a ottobre). Chiudono l'elenco i CV 2014 TRL IV Trim con 3.508 CV (1.740 i CV 2014 TRL IV Trim a ottobre). Per quanto riguarda il confronto mensile fra i prezzi medi, per anno di riferimento, registrati sul mercato dei CV a novembre, è stato osservato per i CV 2013 IV Trim, un prezzo medio pari a

89,49 €/MWh, con un aumento di 0,02 €/MWh rispetto al mese precedente. I CV 2014 IV Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 97,04 €/MWh in diminuzione di 0,13 €/MWh rispetto a ottobre, mentre i CV 2014 TRL IV Trim risultano in aumento di 0,23 €/MWh, quotando un prezzo medio pari a 84,06 €/MWh. In progressiva crescita, anche i prezzi medi registrati per i trimestri 2015, infatti per i CV relativi al I Trim e al II Trim, il prezzo medio registrato è stato pari, rispettivamente, a 100,19 €/MWh e a 100,07 €/MWh, entrambi in aumento di 0,60 €/MWh rispetto al mese precedente. Infine, il prezzo medio registrato per i CV 2015 III Trim è stato pari a 99,01 €/MWh, in aumento di 0,69 €/MWh rispetto a ottobre. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di novembre 2015.

CV, risultato del mercato GME - novembre 2015

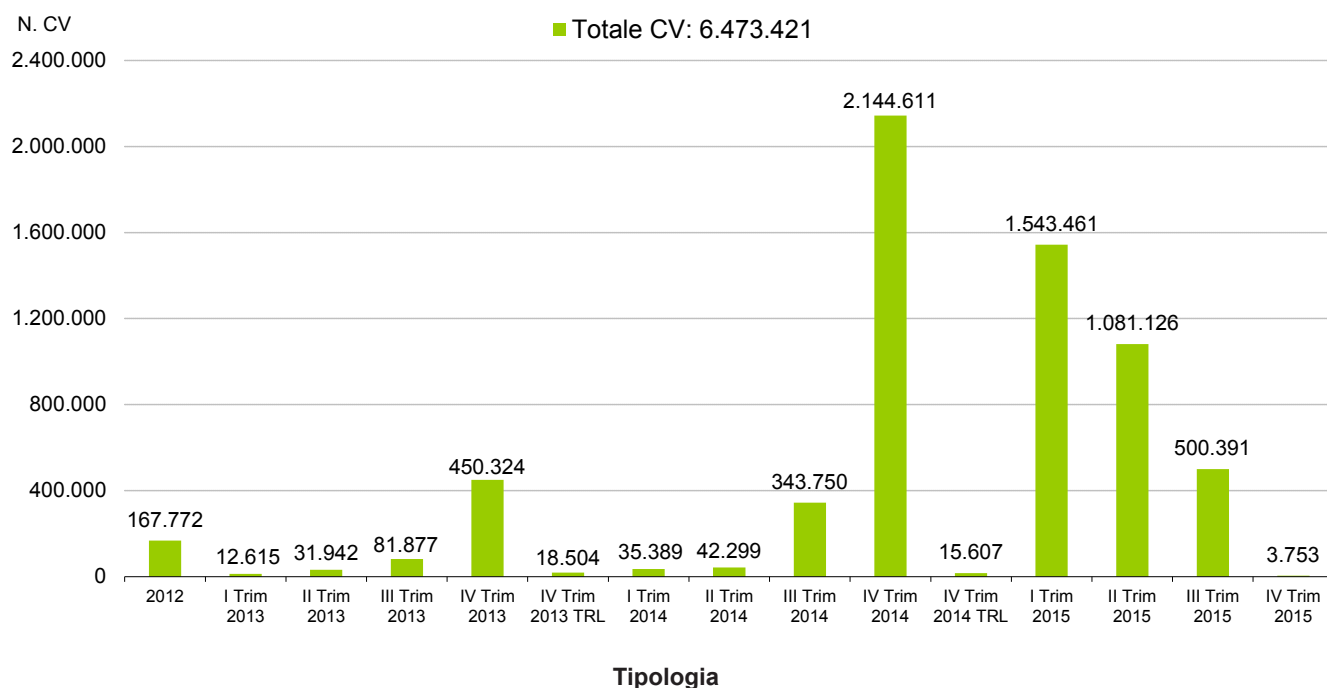
Fonte: GME

	Periodo di riferimento					
	IV Trim 2013	IV Trim 2014	IV Trim 2014_TRL	I Trim 2015	II Trim 2015	III Trim 2015
Volumi scambiati (n.CV)	10.172	13.053	3.508	20.677	99.578	193.111
Valore Totale (€)	910.303,00	1.266.627,83	294.897,00	2.071.533,95	9.964.751,91	19.293.664,15
Prezzo minimo (€/CV)	89,00	97,00	84,00	100,00	99,90	99,50
Prezzo massimo (€/CV)	89,90	97,15	84,25	101,12	100,30	100,02
Prezzo medio (€/CV)	89,49	97,04	84,06	100,19	100,07	99,91

(continua)

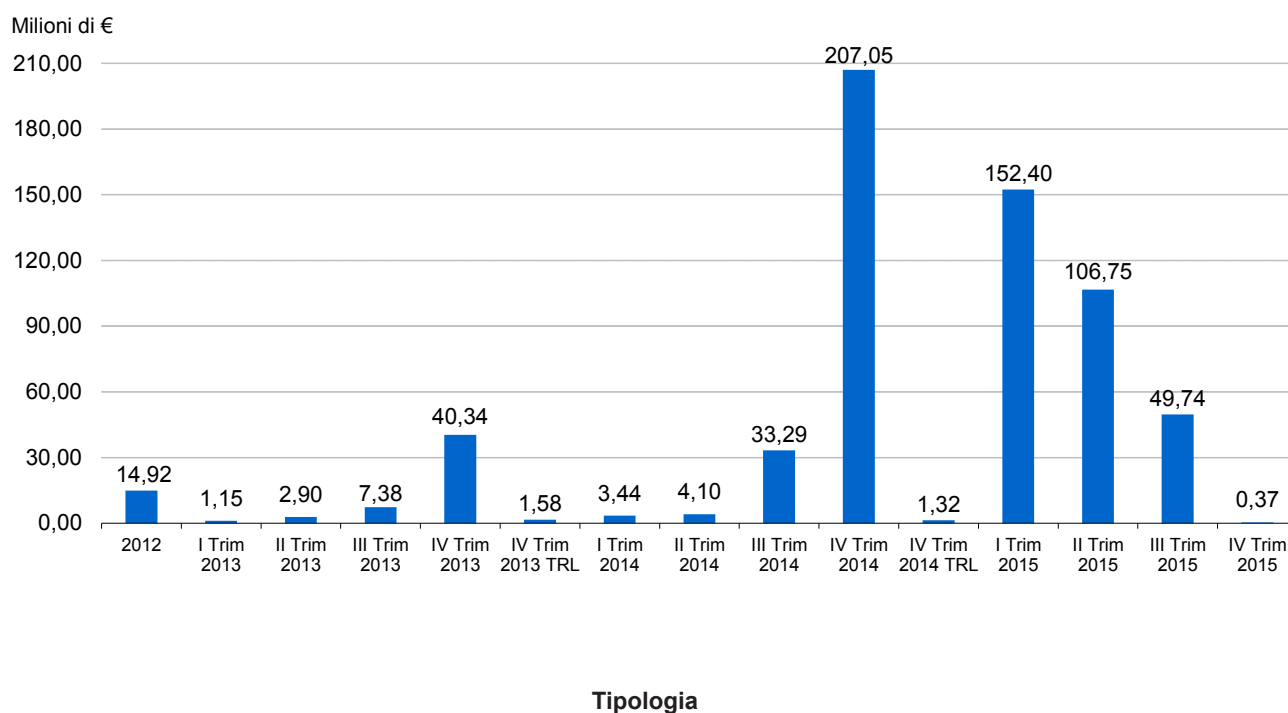
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

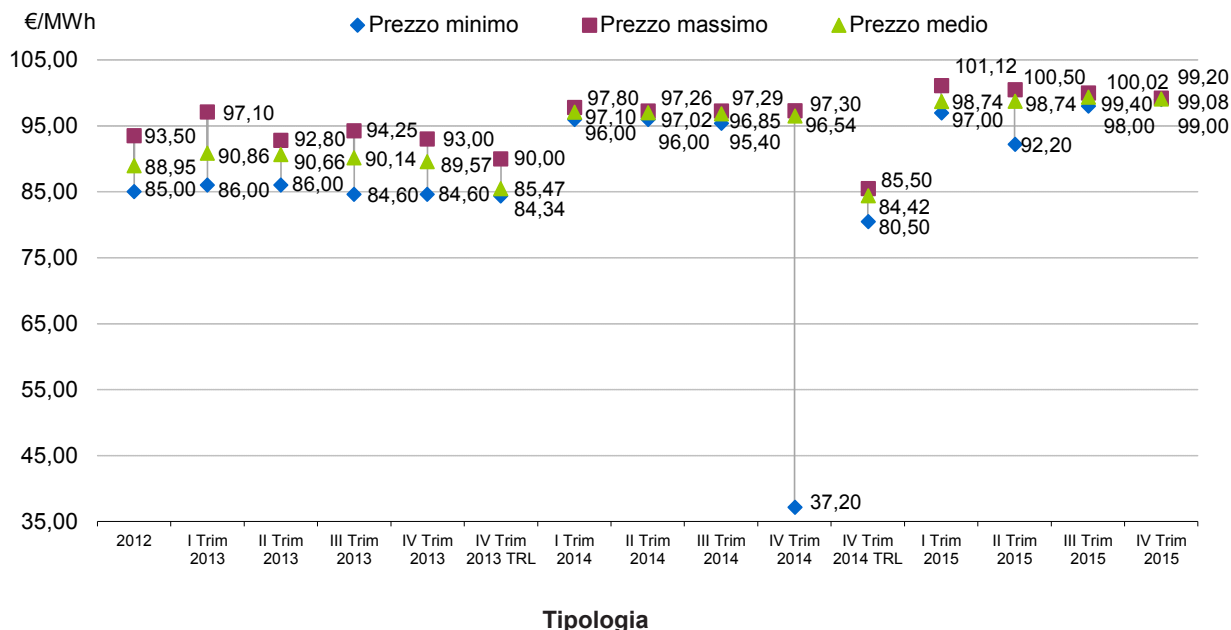
Fonte: GME



(continua)

CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



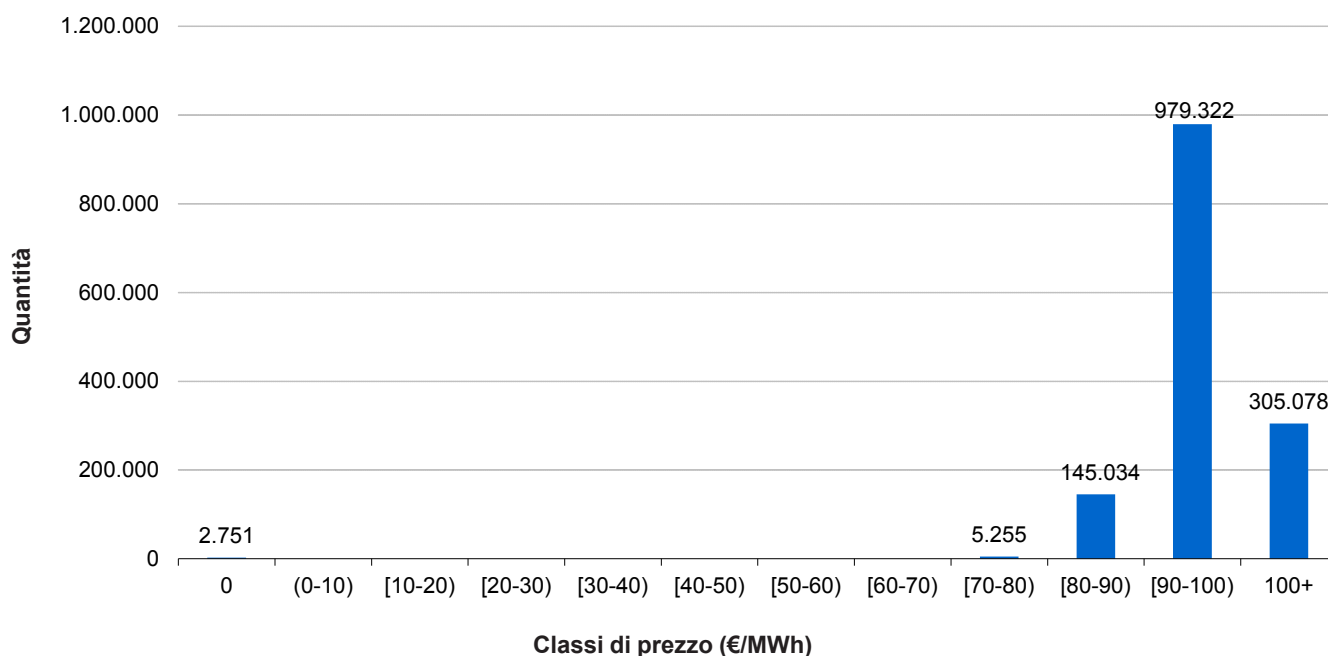
Nel corso del mese di novembre 2015 sono stati scambiati 1.437.440 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (1.960.204 CV nel mese di ottobre). La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di ottobre, è stata pari a 96,74 €/MWh,

minore di 2,65 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (99,39 €/MWh).

Di seguito il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - novembre 2015

Fonte: GME



LA MARKET STABILITY RESERVE CHE RIVITALIZZA L'ETS

Di Stefano Clò - RIE

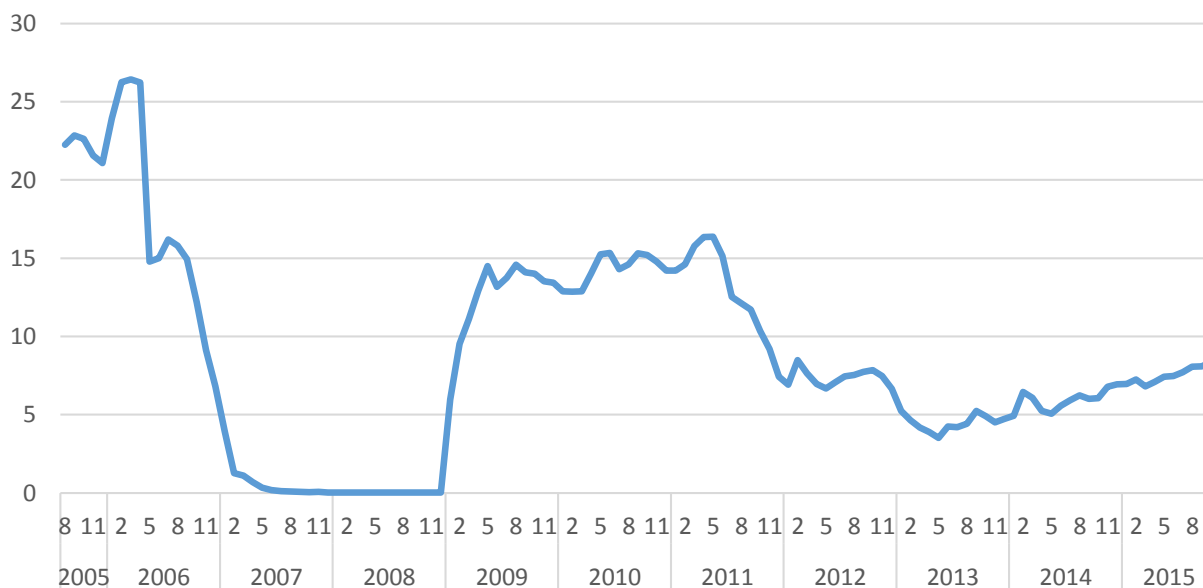
(continua)

Condizione necessaria per il funzionamento di questo meccanismo è garantire la scarsità di permessi. I permessi di emissione sono infatti una commodity creata artificialmente dagli Stati, e pertanto contrattabile ad un prezzo sufficientemente alto solamente se disponibili in quantità scarsa. Se con la *carbon tax* il prezzo delle emissioni è noto, mentre la quantità di emissioni prodotta rimane incerta, il contrario ha luogo con uno strumento di *cap & trade* come

l'ETS, in cui il tetto complessivo alle emissioni è certo (perché fissato dal regolatore), mentre il prezzo delle emissioni varierà con incertezza.

Dal suo avvio nel 2005, il prezzo delle emissioni definito nell'ETS è sempre stato inferiore alle aspettative (fig. 1). Durante la prima fase di trading (2005-2007), i governi fissarono un tetto alle emissioni non sufficientemente stringente, causando il crollo del prezzo della CO₂ fino a quota zero.

Fig. 1 – Prezzo spot dei permessi emissivi contrattati nell'ETS (media mensile €/Ton CO2)



Fonte: elaborazione dati EEX

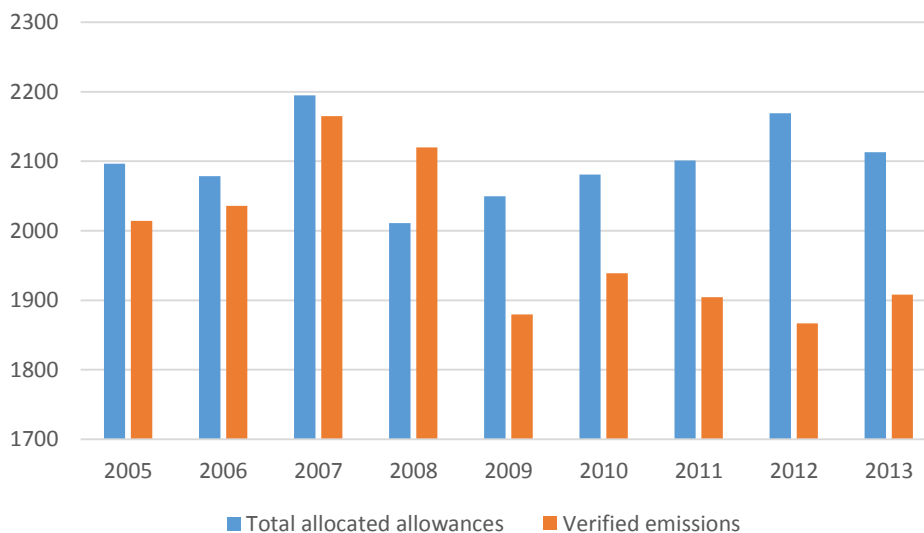
Nella seconda fase di trading (2008-2012), la Commissione Europea impose una riduzione dei tetti emissivi. I nuovi limiti emissivi furono tuttavia definiti sulla base di scenari tendenziali (denominati PRIMES dalla metodologia adottata) che si basavano su aspettative rialziste nei mercati energetici e su ipotesi di crescita media annua del PIL del 2,4% per

l'Europa (1,9% per l'Italia). La crisi economica ha però mutato profondamente il contesto economico all'interno del quale i tetti emissivi furono definiti. I consumi energetici sono stati ampiamente inferiori a quelli previsti, e nuovamente la domanda di permessi emissivi è risultata ampiamente inferiore all'offerta.

LA MARKET STABILITY RESERVE CHE RIVITALIZZA L'ETS

(continua)

Figura 2 – Permessi emissivi allocati e emissioni prodotte dai settori ETS (Mton Co2)

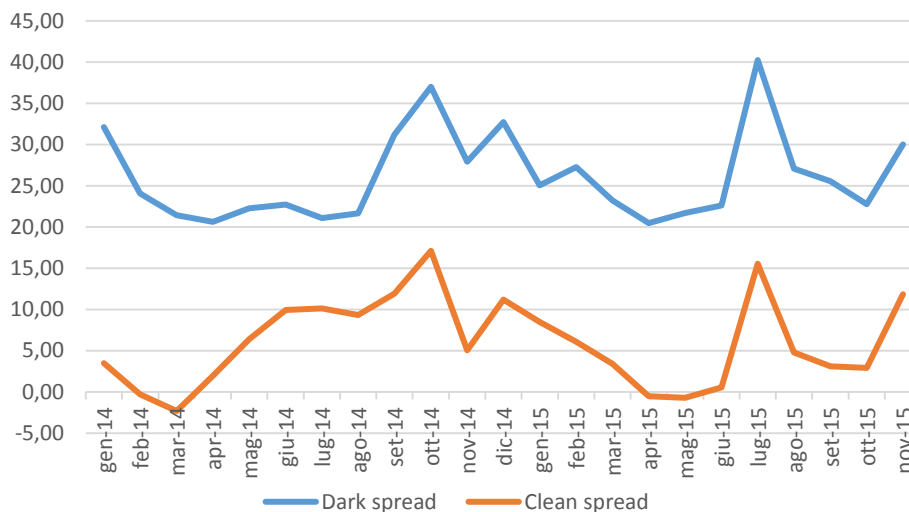


Fonte: elaborazione dati Platts, GME e EEX

Le emissioni in Europa sono calate, i target definiti dall'ETS sono stati tecnicamente rispettati, ma principalmente a causa della contrazione economica e non grazie alla sostituzione di tecnologie ad alta intensità carbonica con tecnologie meno inquinanti. Questo si evince molto chiaramente dall'analisi del dark spread e del clean spread, che permette di valutare la marginalità delle due principali tecnologie termoelettriche, rispettivamente il carbone ed il gas³. Come si vede dal grafico il differenziale tra i due indicatori (*spark spread*) si

attesta mediamente intorno ai 20 €/MWh (periodo 2014-2015). Intuitivamente, produrre elettricità bruciando carbone è stato più conveniente che produrla a mezzo di gas, anche a causa di un prezzo delle emissioni non sufficientemente elevato. Stimiamo che, nel novembre 2015, il prezzo teorico dei permessi emissivi necessario a promuovere uno *switch* da carbone a gas sarebbe stato di 43 €/ton, a fronte di un prezzo reale di quasi 8 €/ton.

Figura 3 – Comparazione tra clean e dark spark spread per il mercato elettrico italiano



Fonte: elaborazione dati EEA – ETS viewer

LA MARKET STABILITY RESERVE CHE RIVITALIZZA L'ETS

(continua)

La Market Stability Reserve

L'ETS è quindi fallito nel suo intento, quello di incentivare nel breve periodo il maggiore uso di risorse a minore intensità carbonica e di promuovere investimenti di lungo periodo in tecnologie low-carbon⁴. In dieci anni dall'avvio dell'ETS, il prezzo della CO₂ non è mai diventato una variabile strategica che gli operatori includono nei business plan per definire le strategie di investimento. La causa principale di questo fallimento è la rigidità strutturale dell'ETS. I tetti emissivi definiti a priori e in via amministrativa non possono essere modificati con flessibilità per adattarsi rapidamente alle spesso imprevedibili fluttuazioni economiche e alle mutevoli condizioni di mercato.

Al principio della terza fase di trading (2013-2020), l'ETS continuava ad essere caratterizzato da un surplus strutturale di 2 miliardi di permessi, previsto in crescita fino a oltre 2,6 miliardi nel 2020. Tale sbilanciamento, imputabile al crollo della domanda di permessi a fronte di una offerta di permessi che rimaneva rigida, si riflette inevitabilmente in aspettative di prezzo non sufficientemente alte e stabili per favorire investimenti in tecnologie a bassa intensità carbonica.

Per ridare credibilità all'ETS, la Commissione Europea riuscì a posticipare al 2019-2020 la immissione di 900 milioni di permessi (il cosiddetto *back-loading*, implementato come un emendamento alla Regolazione delle aste dell'ETS ed entrò in vigore il 27 febbraio 2014). La vendita ad asta dei volumi di permessi fu ridotta di 400 milioni nel 2014, di 300 milioni nel 2015, e sarà ridotta di altri 200 milioni nel 2016. Questa è tuttavia una misura provvisoria, finalizzata a creare maggiore scarsità di permessi nel breve periodo, tuttavia incapace di risolvere le rigidità strutturali dell'ETS. Il *backloading* non riduce infatti la quantità totale di permessi nella terza fase di trading, ma interviene solamente sulla loro distribuzione temporale. Era infatti previsto che i permessi prelevati nel triennio 2014-2016 sarebbero stati reintrodotti a fine periodo, con il risultato di incrementare la volatilità dei prezzi, di nuovo in lenta ripresa dal 2013 (si veda fig. 1), ma destinati a subire un nuovo crollo dopo il 2019. Questo rischio sarà invece scongiurato grazie all'approvazione della *Market Stability Reserve* (MSR), in virtù di questo meccanismo, l'offerta di permessi diventa flessibile e potrà essere aggiustata per mantenere i prezzi dei permessi stabili all'interno di un range desiderato. Questo meccanismo non è troppo dissimile dal funzionamento della Banca Centrale Europea che aggiusta

l'offerta di moneta per rispettare un target di inflazione. La MSR è stata impostata per portare degli aggiustamenti all'offerta di permessi in maniera automatica e prevedibile, non risultando quindi soggetta a (mutevoli) sentimenti politici. La MSR verrà attivata automaticamente se il numero totale di permessi in circolazione nell'ETS è al di fuori di un range predefinito. Se il numero di permessi in circolazione sarà superiore a 833 milioni, la MSR verrà incrementata di 100 milioni (ovvero 100 milioni di permessi verranno sottratti dal mercato). Al contrario, 100 milioni di permessi verranno immessi nel mercato se la quantità di permessi in circolazione sarà inferiore a 400 milioni.

La MSR entrerà in funzione nel 2019. La flessibilità che questo meccanismo garantisce all'offerta di permessi permetterà di riassorbire l'attuale surplus di permessi, ricreando condizioni di scarsità nel mercato, e di migliorare la stabilità del sistema ETS, evitando che futuri e inattesi shock esogeni possano causare un nuovo crollo dei prezzi. Anche se la MSR entrerà in vigore a ridosso della quarta fase di trading (2021-2030)⁵, il suo impatto sui prezzi sarà evidente già nei prossimi anni, in quanto sosterrà le aspettative di prezzo.

Uno studio commissionato dal governo britannico⁶ stima che, in assenza di MSR, i prezzi dei permessi emissivi sarebbero aumentati fino a quasi 20 €/ton entro il 2018, per poi crollare di nuovo sotto la soglia dei 10 €/ton nel 2020, a seguito della reintroduzione nell'ETS della quantità di permessi temporaneamente sottratta tramite il *backloading*. Grazie alla MSR, si stima invece che i prezzi continueranno ad aumentare fino a quota 30 €/ton nel 2020, per poi stabilizzarsi e aumentare gradualmente nel decennio successivo fino alla soglia di 40€/ton nel 2030. Uno studio pubblicato dal centro di ricerca berlinese DIW stima che l'aumento dei prezzi sarà più graduale, assestandosi su livelli inferiori a 20€/ton nel 2020, per raggiungere comunque quota 40€/ton nel 2030⁷.

In passato, gli scenari dei prezzi emissivi si sono rivelati sistematicamente sbagliati. La tanto agognata soglia dei 30 €/ton, prevista da diversi studi, non è mai stata raggiunta. Oggi, l'ETS si è dotato di un nuovo meccanismo capace di offrire certezza agli operatori di mercato. Si potrà discutere su quale sarà il livello futuro dei prezzi; se i 30€/ton saranno raggiunti già nel 2020 o successivamente. Gli analisti sono invece unanimi nel prevedere una trend rialzista dei prezzi, che torneranno a crescere con maggiore stabilità e prevedibilità.

¹ A titolo gratuito e/o oneroso, attraverso delle aste di allocazione.

² Ogni soggetto ha quindi la libertà di decidere come rispettare la regolazione: se ridurre internamente le proprie emissioni o se continuare a emettere e comprare nel mercato finanziario la quantità di permessi a loro mancante al prezzo di mercato. Il libero scambio dei permessi emissivi dovrebbe favorire una riduzione efficiente delle emissioni, in cui le emissioni sono abbattute da chi può farlo al minor costo, ed i permessi sono comprati ad un prezzo che riflette i costi marginali di abbattimento.

³ I due indicatori esprimono i margini delle tecnologie tenendo conto di: il prezzo elettrico, il prezzo rispettivamente del gas e del carbone ponderato per il rendimento dell'impianto di generazione elettrica, il prezzo dei permessi emissivi ponderato per l'intensità carbonica dei diversi combustibili.

⁴ Sappiamo che diversi Paesi europei hanno conosciuto una crescita esponenziale delle rinnovabili elettriche, e l'Italia è tra questi, ma questo nuovo percorso di investimenti è stato favorito da politiche nazionali di supporto alle rinnovabili (come le feed-in tariff in Germania e in Italia) e non dalla creazione di un prezzo della CO₂ sufficientemente elevato.

⁵ Per la prossima fase di trading la Commissione Europea ha proposto di ridurre ulteriormente l'allocazione annua di permessi del 2,2% annuo a fronte dell'attuale 1,74% annuo.

⁶ https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/391813/MSR_analytical_paper_final_17_December.pdf

⁷ https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.505253.de/dp1483.pdf

Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Delibera 20 novembre 2015 557/2015/R/EEL** | **"Determinazioni in materia di regimi alternativi degli impianti essenziali"** | **pubblicata il 23 novembre 2015** | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/557-15.pdf>

In tema di regimi alternativi degli impianti essenziali, si ricorda che l'AEEGSI con *Deliberazione 486/2015/R/eel recante Determinazioni in materia di impianti essenziali e modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento* e successiva *Deliberazione 496/2015/R/EEL recante Disposizioni sugli impianti essenziali nelle macrozone Sardegna e Sicilia* (cfr. Newsletter GME n. 87 – novembre 2015) ha determinato, ai sensi dell'articolo 65.bis. della delibera n. 111/06 (nel seguito: 111/06), con riferimento, rispettivamente, alla macrozona Continente e alle macrozone Sardegna e Sicilia, i valori dei parametri tecnico-economici rilevanti ai fini dell'applicazione della disciplina di remunerazione alternativa ai regimi tipici.

Il comma 65.bis.5 della 111/06 prevede che, dopo aver conosciuto i valori di cui al richiamato comma 65.bis.3, l'utente del dispacciamento interessato comunichi all'Autorità e a Terna la propria intenzione di sottoscrivere uno dei contratti di cui all'articolo 65.bis della 111/06.

Il successivo comma 65.bis.7 stabilisce, poi, che l'utente del dispacciamento abbia facoltà di sottoscrivere uno dei contratti di cui al richiamato articolo 65.bis anche per quantità parziali.

Alla luce di quanto testé richiamato, l'AEEGSI, con il provvedimento in oggetto, ha disposto la modifica e la relativa sostituzione degli Allegati B e B1 alla *Deliberazione 496/2015/R/EEL* e degli Allegati C e C1 alla *Deliberazione 486/2015/R/EEL*, riferiti all'utente del dispacciamento che ha manifestato la volontà di esercitare la richiamata facoltà, di cui all'art. 65.bis.7, di sottoscrivere i contratti di cui all'art. 65.bis della 111/06 per quantità parziali.

■ **Delibera 12 novembre 2015 538/2015/R/efr** | **"Riconoscimento, per l'anno 2014, degli oneri derivanti dall'emission trading system, limitatamente all'energia elettrica ritirata dal Gse ai sensi del provvedimento Cip 6/92"** | **pubblicata il 13 novembre 2015** | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/538-15.pdf>

Nell'ambito del sistema di gestione e di incentivazione degli impianti produttivi in regime Cip n.6/92 è prevista l'erogazione, su base annuale, di un contributo economico a copertura degli oneri aggiuntivi per tali impianti derivanti dall'applicazione della normativa comunitaria *Emission Trading System*. Tale contributo è determinato e periodicamente aggiornato sulla base di criteri e provvedimenti emessi dall'AEEGSI.

Con riferimento al periodo 2013–2015, con la deliberazione 307/2013/R/eel del 11 luglio 2013, l'AEEGSI ha pubblicato i criteri per il riconoscimento, ai produttori titolari di convenzioni sottoscritte ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri aggiuntivi derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE; tali criteri consistono nella valorizzazione economica, sulla base di prezzi individuati dal Regolatore, delle quote di emissione ammesse al riconoscimento dei relativi oneri aggiuntivi. Segnatamente, l'Art. 3, comma 1, della richiamata deliberazione 307/2013/R/eel ha previsto che il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri per ogni impianto sia pari, in ciascun anno solare, al prodotto tra:

a) il numero di quote scoperte (differenza annuale, se positiva, tra il numero di quote rese come risultante dall'attestato di verifica della dichiarazione riguardante le emissioni, rilasciato da un verificatore accreditato ai sensi del decreto legislativo 30/13, e il numero di quote assegnate) e
 b) il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta.

Sulla base del medesimo provvedimento, le quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri aggiuntivi, per ogni impianto e per ogni anno solare, risultano suddivise in due classi:

a) quote da remunerare sulla base dei prezzi registrati sui mercati europei di riferimento per i titoli CER ed ERU (P_{FLEX}).
 b) quote da remunerare sulla base dei prezzi registrati sui mercati europei di riferimento per i titoli EUA (P_{EUA}).

Il successivo Articolo 4, commi 1 e 2, della medesima deliberazione ha disposto che:

a) il valore unitario P_{FLEX} , espresso in euro/t, sia pari alla media delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli CER ed ERU complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per ciascun anno dal Regolatore stesso, ponderata sulle quantità giornaliera complessivamente negoziate e sottostanti a tali prezzi;

b) il valore unitario P_{EUA} , espresso in euro/t, sia pari alla media delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per ciascun anno dal Regolatore stesso, ponderata sulle quantità giornaliera complessivamente negoziate e sottostanti a tali prezzi.

A completamento, al punto 1, della deliberazione 482/2013/R/eel, l'AEEGSI ha individuato, con riferimento all'anno 2014, i mercati e prodotti di riferimento per il calcolo dei riferimenti di prezzo P_{FLEX} e di P_{EUA} .

Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto, il Regolatore:

a) ha definito, per ogni società istante e per ogni impianto avente diritto, il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento secondo quanto previsto dall'Art. 3 della richiamata deliberazione 307/2013/R/eel, distinguendo, allo scopo, tra quote per le quali viene riconosciuto un prezzo pari a P_{FLEX} e

Novità normative di settore

(continua)

quote per le quali viene riconosciuto un prezzo pari a P_{EUA} (cfr. Tabella 1 in allegato al provvedimento); e

b) ha quantificato l'onere complessivo da riconoscere, pari al prodotto tra il numero di quote ammesse al riconoscimento ed i rispettivi valori unitari P_{FLEX} e P_{EUA} definiti, per l'anno 2014, con la determinazione AEEGSI del 4 maggio 2015, DMEG/EFR/9/2015.

Infine, stante quanto previsto dall'Articolo 5, comma 4, della deliberazione 307/2013/R/eel, l'AEEGSI ha inoltre stabilito che il rimborso degli oneri di cui sopra sia operato dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 49, del Testo Integrato Trasporto.

■ **Delibera 12 novembre 2015 533/2015/S/EFR** | "Avvio di un procedimento sanzionatorio per l'accertamento di violazione in materia di obbligo di acquisto di certificati verdi per l'anno di produzione 2013" | pubblicata il 19 novembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/533-15.pdf>

Con la deliberazione in oggetto l'AEEGSI, a seguito di segnalazione effettuata dal Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.A., ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti della Ilva S.p.A. per accertare la violazione dell'articolo 11 del decreto legislativo 79/99 ed irrogare la relativa sanzione amministrativa pecuniaria, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 481/95 e dell'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 387/03.

In materia di obbligo di acquisto dei certificati verdi si osserva che:

- l'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo 79/99, a decorrere dall'anno 2001, impone agli importatori e ai soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili;

- il comma 3 dello stesso articolo prevede che gli stessi soggetti possano adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale o dal gestore della rete di trasmissione nazionale (c.d. certificati verdi);

- l'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 387/03, impone Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. di verificare, relativamente all'anno precedente, l'adempimento dell'obbligo sopra richiamato e di comunicare all'AEEGSI i nominativi dei soggetti risultanti inadempienti, prevedendo, in tali casi di inadempimento, l'applicazione di sanzioni ai sensi della legge 481/95.

Vista pertanto la nota del GSE con la quale è stata segnalata all'Autorità che Ilva S.p.A. non ha adempiuto all'obbligo

di acquisto, per l'anno 2014, di 85 certificati verdi relativi all'energia prodotta nell'anno 2013, con il provvedimento de quo, l'AEEGSI ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti della predetta società. Nel fare ciò, il Regolatore ha inoltre deliberato:

- di fissare in 180 (centottanta) giorni, decorrenti dalla data di notifica del provvedimento in oggetto, il termine di durata dell'istruttoria;

- di fissare in 120 (centoventi) giorni, decorrenti dal termine dell'istruttoria, il termine per l'adozione del provvedimento finale;

- di avvisare che il destinatario della deliberazione de qua (i.e. Ilva S.p.A.), entro 30 (trenta) giorni dalla notifica della stessa, può presentare, al Responsabile del procedimento (individuato, ai sensi della deliberazione in oggetto, nella persona del Direttore della Direzione Sanzioni e Impegni), ai sensi dell'art. 45 del decreto legislativo 93/11 e dell'art. 16 della deliberazione 243/2012/E/com, impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle disposizioni che si assumono violate.

■ **Delibera 12 novembre 2015 531/2015/S/EFR** | "Avvio di un procedimento sanzionatorio per l'accertamento di violazione in materia di obbligo di acquisto di certificati verdi per l'anno di produzione 2013" | pubblicata il 18 novembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/531-15.pdf>

Con la deliberazione in oggetto l'AEEGSI, a seguito di segnalazione effettuata dal Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.A., ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti della Taranto Energia S.r.l. per accertare la violazione dell'articolo 11 del decreto legislativo 79/99 ed irrogare la relativa sanzione amministrativa pecuniaria, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 481/95 e dell'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 387/03.

In materia di obbligo di acquisto dei certificati verdi si osserva che:

- l'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo 79/99, a decorrere dall'anno 2001, impone agli importatori e ai soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili;

- il comma 3 dello stesso articolo prevede che gli stessi soggetti possano adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale o dal gestore della rete di trasmissione nazionale (c.d. certificati verdi);

- l'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 387/03, impone Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. di verificare,

Novità normative di settore

relativamente all'anno precedente, l'adempimento dell'obbligo sopra richiamato e di comunicare all'AEEGSI i nominativi dei soggetti risultanti inadempienti, prevedendo, in tali casi di inadempimento, l'applicazione di sanzioni ai sensi della legge 481/95.

Vista pertanto la nota del GSE con la quale è stata segnalata all'Autorità che Taranto Energia S.r.l. non ha adempiuto all'obbligo di acquisto, per l'anno 2014, di 142.101 certificati verdi relativi all'energia prodotta nell'anno 2013, con il provvedimento de quo, l'AEEGSI ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti della predetta società. Nel fare ciò, il Regolatore ha inoltre deliberato:

- di fissare in 180 (centottanta) giorni, decorrenti dalla data di notifica del provvedimento in oggetto, il termine di durata dell'istruttoria;
- di fissare in 120 (centoventi) giorni, decorrenti dal termine dell'istruttoria, il termine per l'adozione del provvedimento finale;
- di avvisare che il destinatario della deliberazione de qua (i.e. Taranto Energia S.r.l.), entro 30 (trenta) giorni dalla notifica della stessa, può presentare, al Responsabile del procedimento (individuato, ai sensi della deliberazione in oggetto, nella persona del Direttore della Direzione Sanzioni e Impegni), ai sensi dell'art. 45 del decreto legislativo 93/11 e dell'art. 16 della deliberazione 243/2012/E/com, impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle disposizioni che si assumono violate.

■ **Delibera 12 novembre 2015 532/2015/S/EFR** | "Avvio di un procedimento sanzionatorio per l'accertamento di violazione in materia di obbligo di acquisto di certificati verdi per l'anno di importazione 2013" | pubblicata il 18 novembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/532-15.pdf>

Con la deliberazione in oggetto l'AEEGSI, a seguito di segnalazione effettuata dal Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.A., ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti della Axpo Trading AG per accertare la violazione dell'articolo 11 del decreto legislativo 79/99 ed irrogare la relativa sanzione amministrativa pecuniaria, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 481/95 e dell'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 387/03.

In materia di obbligo di acquisto dei certificati verdi si osserva che:

- l'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo 79/99, a decorrere dall'anno 2001, impone agli importatori e ai soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili;
- il comma 3 dello stesso articolo prevede che gli stessi soggetti

possano adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale o dal gestore della rete di trasmissione nazionale (c.d. certificati verdi);

- l'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 387/03, impone Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. di verificare, relativamente all'anno precedente, l'adempimento dell'obbligo sopra richiamato e di comunicare all'AEEGSI i nominativi dei soggetti risultanti inadempienti, prevedendo, in tali casi di inadempimento, l'applicazione di sanzioni ai sensi della legge 481/95.

Vista pertanto la nota del GSE con la quale è stata segnalata all'Autorità che Axpo Trading AG non ha adempiuto all'obbligo di acquisto, per l'anno 2014, di 9.154 certificati verdi relativi all'energia importata nell'anno 2013, con il provvedimento de quo, l'AEEGSI ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti della predetta società. Nel fare ciò, il Regolatore ha inoltre deliberato:

- di fissare in 180 (centottanta) giorni, decorrenti dalla data di notifica del provvedimento in oggetto, il termine di durata dell'istruttoria;
- di fissare in 90 (novanta) giorni, decorrenti dal termine dell'istruttoria, il termine per l'adozione del provvedimento finale;
- di avvisare che il destinatario della deliberazione de qua (i.e. Axpo Trading AG), entro 30 (trenta) giorni dalla notifica della stessa, può presentare, al Responsabile del procedimento (individuato, ai sensi della deliberazione in oggetto, nella persona del Direttore della Direzione Sanzioni e Impegni), ai sensi dell'art. 45 del decreto legislativo 93/11 e dell'art. 16 della deliberazione 243/2012/E/com, impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle disposizioni che si assumono violate.

■ **Comunicato del GME** | "Prezzo medio Delibera AEEGSI n. 300/05" | pubblicato l'11 novembre 2015 | Download http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20151111indice5_2_deliberaaeeeg300_05ottobre2015.pdf

Con il comunicato in oggetto, il GME ha pubblicato per il mese di ottobre 2015 il valore del parametro PUNop, di cui all'Art. 5.2 della Delibera dell'AEEGSI n.300/05, il quale è risultato pari a 43,25 €/MWh.

■ **Delibera 20 novembre 2015 549/2015/R/EEL** | "Disciplina degli bilanciamenti effettivi applicabile all'interconnessione Italia – Malta" | pubblicata il 27 novembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/549-15.pdf>

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEGSI ha definito le

Novità normative di settore

modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per gli scambi con la rete Maltese. In particolare, facendo seguito al processo consultivo di cui al DCO 394/2015/R/EEL - recante "Orientamenti per la disciplina del dispacciamento applicabile alla interconnessione Italia-Malta e alle altre reti di interconnessione senza controllo degli scambi programmati" – il Regolatore, nel ritenere opportuno perseguire il criterio dell'efficienza allocativa dei costi, ha disposto che la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per i punti di dispacciamento di esportazione e importazione corrispondenti alla rete di interconnessione Italia-Malta avvenga secondo quanto previsto per le unità non abilitate, ai sensi dell'articolo 40, comma 3, della deliberazione AEEGSI n. 111/06 e, in particolare, che:

- il nuovo regime di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi trovi applicazione dal 1 gennaio 2016;

- in ottica di gradualità, sia introdotta, in via transitoria per il solo anno 2016, una banda pari a 1 MWh per ciascuna ora all'interno della quale la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi avvenga al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;

- il nuovo regime di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi non trovi applicazione nei casi nei quali Terna, per ragioni di sicurezza operativa del sistema elettrico italiano, dovesse, in coordinamento con il gestore della rete maltese o unilateralmente, limitare la Net Transfer Capacity ai sensi dell'accordo tra Terna e Enemalta per la gestione commerciale dell'interconnessione. In tale caso è previsto che:

- o Terna provveda a darne tempestivamente evidenza all'Autorità;

- o la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi avvenga al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

Con il medesimo provvedimento, l'AEEGSI ha previsto:

- che Terna sottoponga all'Autorità, entro il 30 aprile 2016, uno studio da svolgersi anche in coordinamento con i relativi gestori di rete confinanti, in merito agli impatti che, caso per caso, le interconnessioni senza il controllo degli scambi programmati possono avere sul dispacciamento del sistema italiano;

- di rimandare a successivo provvedimento l'eventuale completamento della revisione della disciplina del dispacciamento applicabile all'interconnessione Italia –Malta, una volta acquisiti gli esiti del predetto studio;

- di sottoporre ad una consultazione, da svolgersi nel corso del 2016, gli orientamenti dell'Autorità in merito alla possibile revisione della disciplina del dispacciamento per le altre reti di interconnessione con l'estero attualmente in esercizio, per le quali non viene attuato il controllo degli scambi programmati;

- di avviare un procedimento ai sensi dell'articolo 3, comma 2 del decreto ministeriale 16 gennaio 2015 (decreto recante modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2015), volto alla definizione di criteri sulla base dei quali Terna deve verificare, con cadenza mensile, il rispetto della condizione prevista dal medesimo articolo, anche avvalendosi delle imprese distributrici stabilite sul territorio nazionale.

Delibera 26 novembre 2015 573/2015/R/EEL | "Disposizioni in tema di impianti essenziali nelle macrozone continente e Sardegna, per l'anno 2016. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 111/06" | pubblicata il 27 novembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/573-15.pdf>

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEGSI ha approvato, con efficacia limitata all'anno 2016, e nei termini esplicitati nelle premesse della stessa deliberazione, le proposte e le istanze, di cui alle lettere a) e b), del comma 64.31, della deliberazione n. 111/06 (i.e. dati e informazioni di cui al comma 64.29 della del. n. 111/06 e istanze avanzate ai sensi del comma 64.30 della del. n. 111/06), che Terna ha presentato all'Autorità con riferimento alle unità di produzione degli impianti rilevanti nelle macrozone Continente e Sardegna.

Con il medesimo provvedimento, il Regolatore ha altresì disposto interventi di modifica ed integrazione della del. n. 111/06 – nei termini espressamente riportati nel testo del deliberato – allo scopo:

- di prorogare i termini per la presentazione di istanze relative ai parametri tipici, di cui al comma 65.3.7 della del. n. 111/06, e ai valori degli elementi che contribuiscono a determinare il costo variabile riconosciuto, di cui al comma 64.8 della del. n. 111/06, per consentire agli utenti del dispacciamento interessati di poter disporre di un lasso temporale più ampio per la predisposizione e l'invio degli elementi a supporto di dette istanze;

- di estendere all'anno 2016 le disposizioni in tema di valorizzazione delle quote e dei titoli utilizzabili per adempiere agli obblighi Emissions Trading, la cui validità è attualmente limitata all'anno 2015, onde definire il quadro regolatorio generale per l'anno 2016 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali.

Delibera 26 novembre 2015 574/2015/R/EEL | "Disposizioni in tema di impianti essenziali nella macrozona Sicilia" | pubblicata il 27 novembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/574-15.pdf>

Con il provvedimento in oggetto, l'Autorità ha determinato, con riferimento alla macrozona Sicilia, i valori di alcuni parametri rilevanti per l'applicazione dei regimi tipici (ex del. AEEGSI n. 111/06) e del regime 91/14 (ex articolo 23, comma 3bis, del

Novità normative di settore

decreto-legge 91/14) agli impianti di produzione essenziali.

In particolare, tra le disposizioni adottate con la delibera de qua - per il cui dettaglio si rinvia al testo del provvedimento - si rappresenta che il Regolatore ha deliberato:

a) di approvare, nei termini esplicitati nella premesse del medesimo provvedimento, le proposte e le istanze, di cui alle lettere a) e b), del comma 64.31, della deliberazione 111/06 (i.e. dati e informazioni di cui al comma 64.29 della del. n. 111/06 e istanze avanzate ai sensi del comma 64.30 della del. n. 111/06), che Terna ha presentato all'Autorità, con riferimento alle unità degli impianti rilevanti nella macrozona Sicilia, eccezion fatta per gli standard di consumo ed emissione dell'impianto Milazzo;

b) di confermare con riferimento all'impianto Milazzo - in ragione di quanto argomentato nelle premesse del provvedimento de quo - gli standard di consumo e di emissione validi per l'anno 2015;

c) di prevedere che, con riferimento a ciascun impianto essenziale ex del. n. 111/06 soggetto ai regimi tipici, le disposizioni di cui alle precedenti lettere a) e b) rilevino tanto per l'implementazione dei regimi tipici che per quella del regime 91/14, nei rispettivi periodi dell'anno 2016 in cui saranno applicati;

Con il medesimo provvedimento, l'AEEGSI ha definito gli standard per l'impianto Isab Energy che nel corso del 2015 ha assunto una nuova configurazione con due unità di produzione, invece che una soltanto, in esito a modifiche impiantistiche. In particolare, è stato previsto che relativamente a tale impianto, per l'anno 2015:

- gli standard proposti da Terna ai sensi dell'art. 64.31 della del. n. 111/06 siano applicati sino al 30 novembre 2015, ai fini della determinazione del costo variabile riconosciuto per la formulazione delle offerte;

- gli standard, di cui al precedente alinea, come modificati dall'istanza avanzata dall'utente ai sensi del comma 64.30 della del. n. 111/06, e il criterio di valorizzazione del combustibile, indicato nella medesima istanza, siano applicati per la determinazione del costo variabile riconosciuto per la formulazione delle offerte con riferimento al mese di dicembre 2015 e del costo variabile riconosciuto per la reintegrazione in relazione al periodo dal termine delle modifiche impiantistiche che hanno condotto alla nuova configurazione dell'impianto sino al 31 dicembre 2015.

GAS

DCO GME | “DCO 04/2015 Proposta di modifica delle tempistiche di fatturazione e pagamento sul mercato del gas” | pubblicato il 19 novembre 2015 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=235>

Con il documento di consultazione (DCO) in oggetto, il GME - facendo seguito al precedente DCO n. 01/2015, con il quale

era stata sottoposta alle valutazioni dei soggetti interessati una prima proposta di modifica delle regole di settlement del mercato del gas (MGAS) - ha pubblicato una versione aggiornata della suddetta proposta di modifica che, oltre a tener conto delle osservazioni formulate dagli operatori in esito al predetto procedimento consultivo, mira ad armonizzare il ciclo di fatturazione e pagamento del MGAS con le tempistiche e le modalità previste per il Mercato Elettrico (ME) e la Piattaforma dei conti energia a termine (PCE) illustrate, queste ultime, nell'ambito del DCO del GME n. 07/2014.

Nel presentare la versione aggiornata della proposta di modifica in oggetto, il GME evidenzia come l'introduzione di un ciclo di settlement su base settimanale, nell'ambito del MGAS, comporterebbe un significativo beneficio per gli operatori in termini di minori oneri complessivi connessi alla partecipazione al mercato, riducendo l'esposizione di ciascuno di essi nei confronti del GME in termini di garanzie e, ciò, anche nell'ottica di avvio del nuovo meccanismo di bilanciamento di cui al Regolamento europeo 312/2014.

Inoltre, il GME rappresenta che sebbene le considerazioni svolte relativamente alla proposta di modifica de quo si riferiscano al sistema di garanzia attualmente vigente, le stesse restano comunque valide, con gli opportuni adattamenti, anche in presenza del futuro sistema di garanzie integrato, sottoposto alla consultazione degli operatori con DCO 05/2014.

I soggetti interessati a formulare le proprie osservazioni con riferimento al documento de quo, sono invitati a farle pervenire, per iscritto, al GME - entro e non oltre il termine di chiusura della consultazione, fissato al venerdì 11 dicembre 2015 - secondo le modalità indicate nel medesimo DCO.

Al riguardo, il GME evidenzia che i soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

Comunicato del GME | “Comunicazione ai sensi dell'Art. 3, c. 1, lettera b), del Decreto interministeriale 5 dicembre 2013 recante “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale” | pubblicato l'11 novembre 2015 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20151111prezzomediobiometanoottobre2015.pdf>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto, ai sensi dell'Art. 3, c. 1, lettera b), del Decreto interministeriale 5 dicembre 2013 recante “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale” che, per il mese di ottobre 2015, il prezzo medio mensile del gas naturale riscontrato nel comparto G+1 del mercato di bilanciamento del gas naturale, di cui alla Del. ARG/gas 45/11, è risultato pari a 20,337 €/MWh.

Novità normative di settore

Delibera 20 novembre 2015 555/2015/R/gas | "Disposizioni in materia di rilascio della capacità presso i punti della rete nazionale di trasporto di gas interconnessi con l'estero" | pubblicata il 23 novembre 2015 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/555-15.pdf>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha deliberato l'aggiornamento delle attuali disposizioni vigenti in materia di rilascio della capacità presso i punti della rete di trasporto gas interconnessi con l'estero.

L'obiettivo perseguito con la delibera *de qua* è quello di favorire l'armonizzazione sia dei processi di gestione delle allocazioni di capacità tra sistemi di trasporto interconnessi, che dei processi di conferimento dei prodotti *bundled* (prodotti che permettono di ottenere la capacità per transitare direttamente da un sistema a un altro senza dover acquisire la capacità in uscita da un sistema e quella di ingresso nel sistema confinante) e *un-bundled*.

In tema di gestione della congestione contrattuale presso i punti interconnessi con l'estero, si ricorda che il Regolatore è già intervenuto con Deliberazione 411/2013/R/GAS, con la quale, recependo nella regolazione nazionale la legislazione europea (Allegato I al Regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio CE n. 715/2009, come emendato dalla Decisione della Commissione del 24 agosto 2012 – Regolamento *Congestion Management Procedures*) dettata in materia, ha introdotto la possibilità per gli utenti di mettere a disposizione, per il conferimento a terzi, la capacità continua di cui dispongono presso i punti della rete di trasporto nazionale interconnessi con l'estero. Con la medesima deliberazione - il cui disposto veniva recepito da Snam Rete Gas nell'ambito del proprio codice di rete, mediante relativa modifica approvata dall'AEEGSI con deliberazione 419/2014/R/gas - l'Autorità rinviava tuttavia ad un successivo provvedimento, da assumere previo coordinamento con le Autorità dei paesi confinanti, le necessarie integrazioni per la gestione dei prodotti di capacità *bundled*.

La deliberazione in oggetto consegue pertanto all'attività di coordinamento con le Autorità dei paesi confinanti in seno alla quale, a seguito della pubblicazione, da parte della Commissione Europea, della "Guidance on best practices for congestion management procedures in natural gas transmission networks", sono state individuate le modalità operative, per il rilascio e la riallocazione dei cosiddetti prodotti di capacità *bundled* transfrontalieri, ritenute più efficaci nel perseguimento degli obiettivi del Regolamento *Congestion Management Procedures*, le quali prevedono di:

- consentire agli utenti di rientrare nella disponibilità della capacità rilasciata, solo dopo la conclusione di ciascuna procedura di conferimento, ove la capacità stessa non sia stata allocata;

- coerentemente col suddetto punto, nel caso in cui sia stata messa a disposizione capacità da parte di più utenti e la capacità complessiva non risulti completamente conferita a terzi, individuare la quota di capacità allocata di competenza di ciascun utente seguendo il criterio dell'ordine temporale di rilascio;

In linea con quanto richiamato, l'AEEGSI con la deliberazione de qua ha disposto la modifica dei commi 14bis.2 e 14ter.3 dell'articolo 14 della deliberazione 137/02 rispettivamente come segue:

- "14bis.2: L'utente della rete conserva i diritti e gli obblighi connessi con il contratto di trasporto relativamente alla capacità resa disponibile ai sensi del comma precedente nella misura in cui la capacità non sia conferita a terzi. Al termine di ogni processo di allocazione l'eventuale capacità messa a disposizione dall'utente, o parte di essa, ove non allocata, ritorna nella disponibilità dell'utente che l'ha messa a disposizione".

- "14bis.3 Nel caso in cui sia stata messa a disposizione capacità da parte di più utenti e la capacità complessiva non risulti completamente conferita a terzi, l'impresa maggiore di trasporto individua la quota di capacità conferita di competenza di ciascun utente sulla base dell'ordine temporale di rilascio".

Con il medesimo provvedimento, l'AEEGSI ha inoltre deliberato che:

- le disposizioni ivi contenute si applicano con riferimento sia ai prodotti di capacità *bundled* che a quelli non *bundled* conferiti presso i punti della rete nazionale di trasporto di gas interconnessi con l'estero;

- Snam Rete Gas predisponga una proposta di aggiornamento del proprio codice di trasporto finalizzata al recepimento delle disposizioni di cui alla deliberazione de qua e la trasmetta all'Autorità entro il 15 gennaio 2016;

- nelle more del processo di aggiornamento del codice di cui al punto precedente, Snam Rete Gas, al termine di ciascun processo di conferimento, consenta agli utenti che ne abbiano fatto esplicita richiesta entro il mese m-1, precedente al mese m in cui si svolge il medesimo processo, di poter disporre, a partire dal primo giorno del mese m+1, dell'intera capacità inizialmente messa a disposizione, al netto della quota di capacità eventualmente allocata. Snam Rete Gas pubblica sul proprio sito internet le modalità per la gestione delle richieste pervenute.

Novità normative di settore

Delibera 20 novembre 2015 556/2015/R/gas | "Meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale. Aggiornamento degli importi spettanti e altri adempimenti" | pubblicata il 23 novembre 2015 | Download
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/556-15.pdf>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha aggiornato gli importi spettanti alle imprese ammesse al meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo termine disciplinato dalla deliberazione 447/2013/R/gas (nel seguito: Meccanismo).

Con la richiamata deliberazione 447/2013/R/gas, l'Autorità, infatti, nel definire le procedure operative per l'implementazione del Meccanismo, ha previsto, tra l'altro, l'aggiornamento annuale - entro il mese di novembre, per tre anni a partire dal 2014 - dell'elemento A_{PR} , ovvero dell'elemento per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento.

Pertanto, con la deliberazione in oggetto il Regolatore ha determinato il valore unitario dell'elemento A_{PR}^{15} , pari a 0,856801 €/GJ, - confermando, per l'anno 2015, il valore di cui al comma 10.5 della del. 447/2013/R/GAS - e, contestualmente deliberato, *inter alia*:

- di aggiornare, ai fini del calcolo dell'Indice P_{TOP}^{15} (Indice di costo medio efficiente di approvvigionamento di lungo periodo in Italia), riportato al PSV:

a) i valori dei parametri k e q di cui al punto 4 dell'Allegato A alla del. 447/2013/R/GAS (nel seguito: Allegato A), pari a $k = +3,759919$ e $q = +2,259031$;

b) il valore di cui al punto 6, lettera a), dell'Allegato A pari a 0,489960 €/GJ;

c) il valore di cui al punto 6, lettera b), dell'Allegato A pari a 0,401197 €/GJ;

- di determinare, tenuto conto di quanto riportato nelle motivazioni della medesima deliberazione:

o il valore degli importi $A_{PR,i}^{15}$ spettanti alle imprese ammesse al Meccanismo;

o il valore degli importi G_i^{15} delle garanzie che le imprese ammesse al Meccanismo devono versare a Cassa Conguaglio per il settore elettrico (nel seguito: Cassa) a copertura delle obbligazioni insorgenti dall'ammissione al predetto Meccanismo;

- di dichiarare decaduta l'ammissione al Meccanismo e, pertanto, escludere dallo stesso ab origine, ai sensi del comma 7.3 della deliberazione 447/2013/R/gas, le imprese che non hanno versato gli importi G_i^{14} ;

- di dare disposizioni a Cassa affinché proceda alla regolazione degli importi $A_{PR,i}^{15}$, secondo quanto previsto dai commi 6.2 e 6.3 della deliberazione 447/2013/R/gas, utilizzando il criterio pro-quota in caso di insufficiente capienza del conto CPR (Conto per la copertura del meccanismo per la rinegoziazione

dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale) e completando l'erogazione non appena possibile;

- di posticipare il termine del 20 novembre 2015 per l'aggiornamento delle garanzie - di cui all'art. 3.5 del Regolamento del sistema di garanzie di cui alla delibera AEEG 447/2013/R/gas - al 30 novembre 2015.

DCO AEEGSI 20 novembre 2015 559/2015/R/gas | "Implementazione del processo di voltura contrattuale nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII) per il settore del gas naturale" | pubblicato il 20 novembre 2015 | Download
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/559-15.pdf>

Con l'obiettivo di estendere anche al settore gas l'implementazione del processo di voltura contrattuale nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII), l'AEEGSI con il presente DCO ha avviato un apposito processo consultivo al fine di raccogliere, presso i soggetti interessati, osservazioni sulle soluzioni proposte.

Segnatamente, l'Autorità, partendo da quanto stabilito in tema di voltura per il settore elettrico con deliberazione 398/2014/R/eel, facendo comunque salve le peculiarità specifiche del settore gas, illustra i propri orientamenti su:

- quale debba essere il contenuto dei flussi informativi, in particolare richiamando i dati che la comunicazione di voltura, trasmessa dalla controparte commerciale al SII, deve contenere;

- le modalità di rilevazione del dato di misura;

- le conseguenze su *settlement* gas e bilanci provvisori.

In relazione alle tempistiche di avvio della nuova regolazione della voltura gas, l'Autorità ritiene opportuno realizzare delle verifiche di funzionamento per:

- verificare la corretta esecuzione delle richieste di voltura gas da parte del SII e lo scambio di informazioni con i diversi soggetti coinvolti, risolvendo eventuali anomalie che dovessero emergere;

- consentire agli utenti coinvolti nel processo di verificare i propri sistemi informativi e la propria capacità di gestione dei flussi in coerenza con le specifiche del Gestore del SII e le disposizioni dell'Autorità.

Sulla base di ciò, ritiene pertanto possibile prevedere l'entrata in vigore della nuova regolazione della voltura gas, per il tramite del SII, a partire dal mese di luglio 2016, a seguito della pubblicazione del provvedimento per il prossimo mese di gennaio 2016.

I soggetti interessati a formulare osservazioni in merito al DCO de quo potranno farle pervenire all'Autorità, secondo le modalità dalla stessa indicate nel documento, **entro e non oltre** il 18 dicembre 2015.

L'AEEGSI, al riguardo, ricorda che i soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in

Novità normative di settore

parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

REMIT

Comunicato del GME | “REMIT data reporting: da oggi disponibile on-line il nuovo Manuale Utente PDR” | pubblicato l'1 dicembre 2015 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=236>

Con il presente comunicato il GME ha reso noto che è disponibile all'indirizzo internet <http://www.mercatoelettrico.org/it/Monitoraggio/ComePartecipare.aspx> la versione aggiornata del Manuale Utente PDR, integrata in particolare con le indicazioni per la gestione dei file di *backloading* da

parte degli operatori.

Il GME informa inoltre che:

- a decorrere dal 09 dicembre 2015 e fino all'11 dicembre 2015 gli operatori interessati potranno effettuare dei test di caricamento e invio dei propri Report di backloading attraverso la Piattaforma Data Reporting di test (PDR test) disponibile al link <https://provepdr.ipex.it>;

- a decorrere dal 14 dicembre 2015, per coloro che abbiano attivato il servizio di backloading attraverso la PDR, verranno predisposti e, ove previsto, inviati ad ACER i Report inerenti le transazioni eseguite sui mercati del GME in data antecedente il 07 ottobre 2015 ma con consegna successiva a tale data.

Il GME, infine, ricorda che per quanto attiene il backloading dei contratti standard eseguiti sui mercati organizzati, ai sensi dell'art.7 degli *Implementing Acts* il termine finale per l'invio dei relativi Report ad ACER è il 05 gennaio 2016.

Gli appuntamenti

16 dicembre

La trasformazione del sistema elettrico. Le nuove esigenze di gestione e gli strumenti per farvi fronte

Milano, Italia

Organizzatore: Ordine degli ingegneri della Provincia di Milano
www.ordineingegneri.milano.it

16 dicembre

Il Mercato Elettro Energetico tra Tutela e Liberalizzazione

Roma, Italia

Organizzatore: Fare Ambiente
www.fareambiente.it

17 dicembre

La nuova disciplina dei contratti pubblici: le regole, i controlli, il processo

Roma, Italia

Organizzatore: Astrid
www.astrid-online.it

17 dicembre

Workshop del progetto CREEM (Control Room Efficienza Energetica e Manutentiva) Progetto

Palermo, Italia

Sede: Hotel Politeama Palace
 Organizzatore: Consorzio Train e ENEA
www.consorziostrain.org

18 dicembre

La riforma dei servizi pubblici locali e delle società partecipate dalle regioni e dagli enti locali

Roma, Italia

Organizzatore: ASTRID
www.astrid-online.it

23-25 dicembre

International conference on energy systems

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Journal of Thermal Engineering
<http://www.ices2015conference.com/index.php>

21 Gennaio 2016

Master EFER "Efficienza Energetica e Fonti Energetiche Rinnovabili"

Roma, Italia

Organizzatore: Università La Sapienza e AssoRinnovabili
<https://web.uniroma1.it>

12-13 gennaio 2016

3rd International Conference on Petroleum and Petrochemical Engineering

Penang

Malesia

Organizzatore: CBEES
<http://www.icppe.org/>

18-19 gennaio 2016

2nd Annual International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Singapore

Organizzatore: GSTF
<http://peee-conf.org/>

22-23 gennaio 2016

International Conference on Power Crisis

Guangzhou, Cina

Organizzatore: Serendivus International
<http://conference.serendivus.com/index.php/main/internationalconferenceonpowercrisis>

25-28 gennaio 2016

Advanced Automotive & Industrial Battery Conference

Mainz, Germania

Organizzatore: Advanced Automotive Batteries, Part of Cambridge EnerTech
<http://www.advancedautobat.com/conferences/automotive-battery-conference-Europe-2016/index.html>

27-28 gennaio 2016

4th International Nuclear Decommissioning Summit

Berlino, Germania

Organizzatore: IQPC GmbH
<http://atnd.it/37463-0>

28-31 gennaio 2016

Klimahouse 2016

Bolzano

Organizzatore: Fiera Bolzano
<http://www.fierabolzano.it/klimahouse/>

1-2 febbraio 2016

1st Journal Conference on Clean Energy Technologies (JCET 2016 1st)

Roma, Italia

Organizzatore: CBEES
<http://www.jocet.org/jcet/1st/>

1-3 febbraio 2016

5th International Conference on Clean and Green Energy - ICCGE

Roma, Italia

Organizzatore: CBEES

<http://www.iccge.org/>

18-19 febbraio 2016

4th International Conference on Electrical Energy and Networks (ICEEN 2016)

Nizza, Francia

Organizzatore: IACSIT

<http://www.iceen.org/>

1-3 febbraio 2016

7th International Conference on Environmental Science and Development - ICESD

Roma, Italia

Organizzatore: CBEES

<http://www.icesd.org/>

24-25 febbraio 2016

2nd International Conference on Environment and Renewable Energy- ICERE

Ho Chi Minh, Vietnam

Organizzatore: CBEES

<http://www.icere.org/>



Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
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.