

APPROFONDIMENTI

LA RIFORMA DELLE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE GAS: I MOLTI PROBLEMI E LE PRIME INIZIATIVE

 di *Claudia Checchi – REF-E*

La riforma del regime di affidamento delle concessioni di distribuzione del gas naturale è destinata a (o sarebbe meglio dire ha l'obiettivo di) stravolgere la struttura del settore. La riforma prevede che le concessioni siano rilasciate non più a livello di municipalità ma a livello di ambito territoriale minimo (ATEM), indicativamente coincidente con le province. L'ente concessorio continua a essere il Comune, ma le gare per gli affidamenti, e conseguentemente i contratti di servizio, vengono gestiti da una stazione appaltante, nominata dai comuni stessi (normalmente il Comune capoluogo o la Provincia).

Ritardi di diritto e di fatto

Il completamento del quadro legislativo ha richiesto numerosi anni e diversi interventi, che hanno riguardato tutti i livelli normativi (leggi, decreti ministeriali, delibere e pareri dell'Autorità di regolazione e dell'autorità Antitrust, sentenze della giustizia amministrativa). L'elevata complessità della materia e la presenza di elementi critici che il quadro normativo nella sua complessità non è riuscito a risolvere ha portato ad un bassissimo livello di consenso e a un sistematico ritardo da parte delle stazioni appaltanti nella pubblicazione dei bandi. Dopo numerose richieste da parte degli operatori coinvolti e alla luce di una situazione quasi paradossale – a fine dicembre solamente 15 bandi, molti dei quali incompleti, erano stati pubblicati contro i 50 andati a scadenza – il legislatore è nuovamente intervenuto¹ rimandando di circa un anno le scadenze originariamente previste. La battuta di arresto del processo è stata rilevata sia dall'Autorità per l'energia

(segnalazione 86/2016//gas) sia dall'Autorità Antitrust (AS1262) che hanno ritenuto di segnalare al Governo e al Parlamento le diverse problematiche considerate di ostacolo alla piena realizzazione della riforma. Nelle rispettive segnalazioni è stato rilevato come la soppressione delle sanzioni in caso di non rispetto dei termini per la pubblicazione del bando, che finora si era mostrato l'unico strumento in grado di far effettivamente da stimolo all'effettuazione delle gare, possa rendere molto probabile un mancato rispetto anche dei nuovi termini per la pubblicazione dei bandi fissati per legge. Si propone quindi, in tali segnalazioni, di reintrodurre i meccanismi sanzionatori recentemente soppressi e di estenderli anche ai gestori che non forniscano i dati necessari alla predisposizione dei bandi e agli enti locali che non rispettano l'iter procedurale previsto dalla legge.

Inoltre entrambe le Autorità propongono di incentivare la partecipazione alle gare attraverso l'eliminazione delle restrizioni alla partecipazione in ATI. Infatti, la normativa vigente stabilisce che tutti gli aderenti a un ATI debbano dimostrare di possedere i requisiti attestanti l'esperienza e la capacità di operare nel settore della distribuzione. Tali previsioni impediscono a eventuali soggetti finanziatori di poter partecipare alle gare e di conseguenza limitano la possibilità di partecipare alle stesse anche alle imprese di distribuzione più piccole che non dispongono delle risorse finanziarie necessarie. Viene quindi suggerito di alleggerire i requisiti di partecipazione, stabilendo che basti che uno solo dei partecipanti all'ATI posseda i suddetti requisiti.

► continua a pagina 27

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ APRILE 2016

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

APPROFONDIMENTI

La riforma delle concessioni di distribuzione gas: i molti problemi e le prime iniziative
 di *Claudia Checchi – REF-E*

NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 37

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Anche ad aprile, il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) segna una flessione congiunturale, la quarta consecutiva del 2016, e rinnova, per il terzo mese di fila, il minimo storico a 31,99 €/MWh, in calo del 33,1% su base annua. In tutte le zone geografiche il prezzo di vendita scende ai livelli più bassi di sempre, oscillando tra 30,83 €/MWh del Nord e 36,70 €/MWh della Sicilia. Ancora piuttosto fiacchi gli acquisti nazionali nel Mercato del Giorno Prima, che segnano però un contenuto rialzo su base annua (+1,4%); anche le

vendite degli impianti nazionali danno deboli segni di ripresa (+1,0%), con gli impianti a gas ancora in evidenza (+18,7%) e le fonti rinnovabili ancora in calo (-3,4%) nonostante la crescita della fonte idraulica (+9,3%). La liquidità del mercato balza al 72,4% ai massimi da agosto 2013. Prezzi ai minimi storici anche nelle cinque sessioni del Mercato infragiornaliero. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, il prodotto *Maggio 2016 baseload* chiude il periodo di contrattazione a 32,63 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 3,23 €/MWh (-9,2%) su marzo e di 15,85 €/MWh (-33,1%) su base annua, si porta a 31,99 €/MWh e aggiorna, per il terzo mese consecutivo, il minimo storico dall'avvio del mercato organizzato. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo tendenziale di 16,24 €/

MWh (-33,2%) nelle *ore di picco* e di 15,62 €/MWh (-33,0%) nelle ore fuori picco con prezzi attestatisi rispettivamente a 32,69 €/MWh e 31,64 €/MWh entrambi ai livelli più bassi di sempre. Il rapporto *picco/baseload*, pari a 1,02, resta pertanto invariato rispetto ad un anno fa (Grafico 1 e Tabella 1).

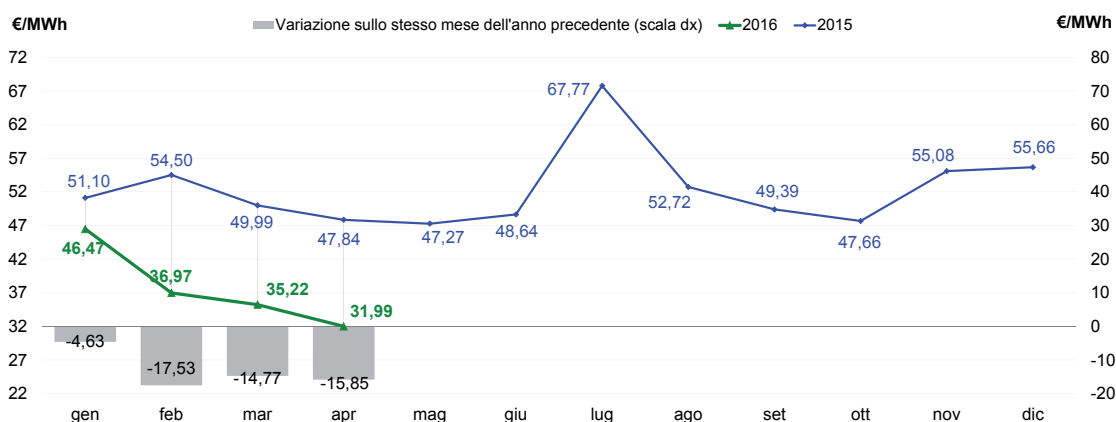
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	31,99	47,84	-15,85	-33,1%	22.696	+4,4%	31.350	+2,2%	72,4%	70,9%
<i>Picco</i>	32,69	48,93	-16,24	-33,2%	27.407	+1,8%	37.328	+0,9%	73,4%	72,8%
<i>Fuori picco</i>	31,64	47,26	-15,62	-33,0%	20.341	+7,3%	28.362	+4,0%	71,7%	69,5%
<i>Minimo orario</i>	17,20	5,87			14.555		21.377		64,4%	56,8%
<i>Massimo orario</i>	66,36	94,99			30.420		41.291		79,1%	82,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



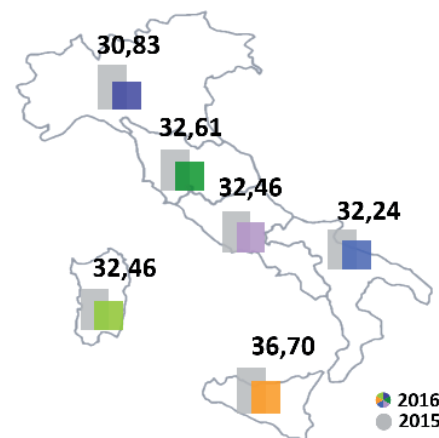
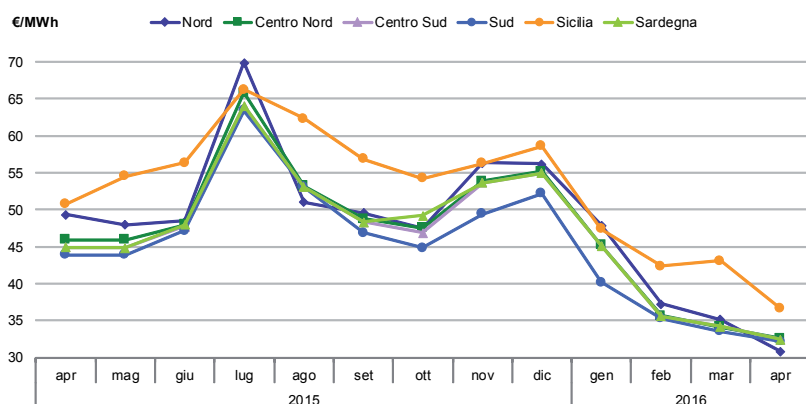
(continua)

I prezzi di vendita registrano consistenti ribassi sia rispetto al mese precedente che su base annua, attestandosi ovunque sui rispettivi minimi storici. Il Nord, favorito da un'ampia disponibilità di produzione idroelettrica e dalle maggiori importazioni, registra la flessione più consistente (-37,5% su anno; -8,2% su mese) e torna,

dopo otto mesi, a segnare il prezzo zonale più basso pari a 30,83 €/MWh. La Sicilia, per la prima volta sotto i 40 €/MWh, segna ancora il prezzo più alto con 36,70 €/MWh. Nelle altre zone i prezzi di vendita convergono poco sopra i 32 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 22,6 milioni di MWh, crescono del 2,2% su base annua. Nel dettaglio gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,3 milioni di MWh, aumentano del 4,4%, mentre i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP scendendo

a 6,2 milioni di MWh (-3,0%), minimo da luglio 2013 (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, guadagna 1,5 punti percentuali su base annua e si porta, con 72,4%, ai massimi da agosto 2013 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.341.456	+4,4%	72,4%
Operatori	9.379.356	+13,3%	41,6%
GSE	3.359.404	-17,9%	14,9%
Zone estere	3.602.696	+9,5%	16,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.230.896	-3,0%	27,6%
Zone estere	519.165	-0,1%	2,3%
Zone nazionali	5.711.731	-3,3%	25,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.572.352	+2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.573.275	-2,8%	
OFFERTA TOTALE	40.145.627	-0,0%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

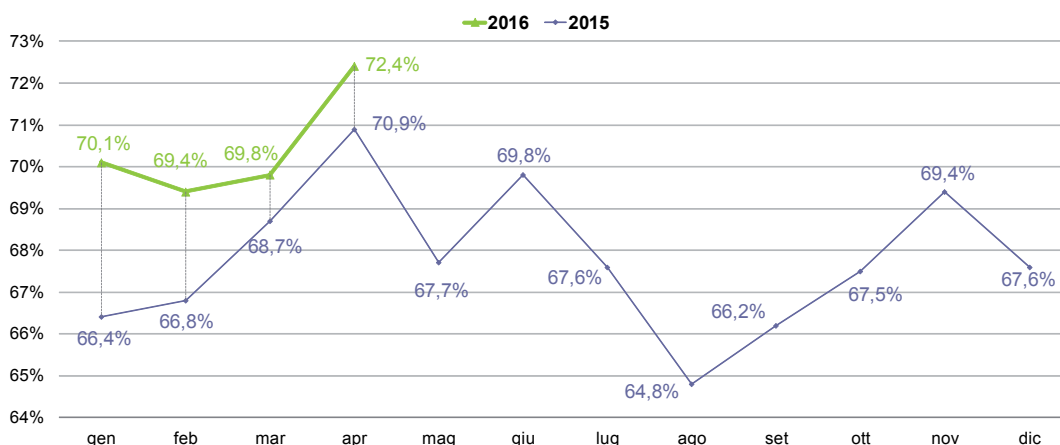
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.341.456	+4,4%	72,4%
Acquirente Unico	2.964.921	+32,8%	13,1%
Altri operatori	8.555.729	+2,2%	37,9%
Pompaggi	17.293	-	0,1%
Zone estere	496.273	+55,2%	2,2%
Saldo programmi PCE	4.307.240	-8,7%	19,1%
PCE (incluso MTE)	6.230.896	-3,0%	27,6%
Zone estere	12.879	+43,1%	0,1%
Zone nazionali AU	1.442.160	-39,7%	6,4%
Zone nazionali altri operatori	9.083.096	+3,9%	40,2%
Saldo programmi PCE	-4.307.240	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.572.352	+2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.368.488	+42,3%	
DOMANDA TOTALE	23.940.840	+3,9%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, fiacchi e poco mossi negli ultimi tre mesi, mostrano un modesto incremento su base annua salendo a 22,0 milioni di MWh (+1,4%). A livello zonale, acquisti ovunque in aumento, stabili in *Sardegna*, in calo al *Nord* (-3,0%). In crescita anche gli acquisti sulle zone estere attestatisi a 509 mila MWh (+54,9%) (Tabella 4).

In lieve ripresa anche le vendite di energia elettrica delle

unità di produzione nazionale che si attestano a 18,5 milioni di MWh (+1,0%). In evidenza le vendite del *Nord* (+13,8%) e della *Sicilia* (+12,6%), in controtendenza le restanti zone. Ancora in aumento anche le importazioni di energia elettrica che si portano a 4,1 milioni di MWh (+8,2%), livello più alto degli ultimi sette anni nel mese di aprile (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	19.157.746	26.608	+6,5%	9.023.400	12.532	+13,8%	11.827.124	16.427	-3,0%
Centro Nord	2.356.786	3.273	-10,8%	1.443.302	2.005	-7,9%	2.379.680	3.305	+8,2%
Centro Sud	4.274.196	5.936	-14,0%	2.328.460	3.234	-5,1%	3.607.612	5.011	+6,7%
Sud	5.464.707	7.590	-14,2%	3.618.015	5.025	-16,2%	2.282.830	3.171	+8,2%
Sicilia	3.095.802	4.300	+13,0%	1.323.445	1.838	+12,6%	1.264.676	1.756	+7,9%
Sardegna	1.633.230	2.268	+4,6%	713.868	991	-13,8%	701.277	974	-0,5%
Totale nazionale	35.982.467	49.976	-0,8%	18.450.491	25.626	+1,0%	22.063.200	30.643	+1,4%
Estero	4.163.160	5.782	+7,1%	4.121.861	5.725	+8,2%	509.152	707	+54,9%
Sistema Italia	40.145.627	55.758	-0,0%	22.572.352	31.350	+2,2%	22.572.352	31.350	+2,2%

Ancora in flessione su base annua le vendite da impianti a fonte rinnovabile, ininterrotta nell'ultimo semestre, che scendono a 8,1 milioni di MWh (-3,4%). Nel dettaglio si riducono le vendite da fonte eolica (-11,3%) e da 'solare e altre' (-16,6%), mentre si conferma la crescita della fonte idraulica (+9,3%); stabile la geotermica (+0,1%). Tra gli impianti a fonti tradizionali, che invece aumentano

del 2,9% su base annua, in evidenza gli impianti a gas (+18,7%), mentre si riducono ancora quelli a carbone (-14,7%) e ad altre fonti termiche (-22,0%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili, pari al 43,8%, cede quasi 2 punti percentuali rispetto ad un anno fa, mentre quella degli impianti a gas ne guadagna oltre 5 salendo al 36,3% (Grafico 4).

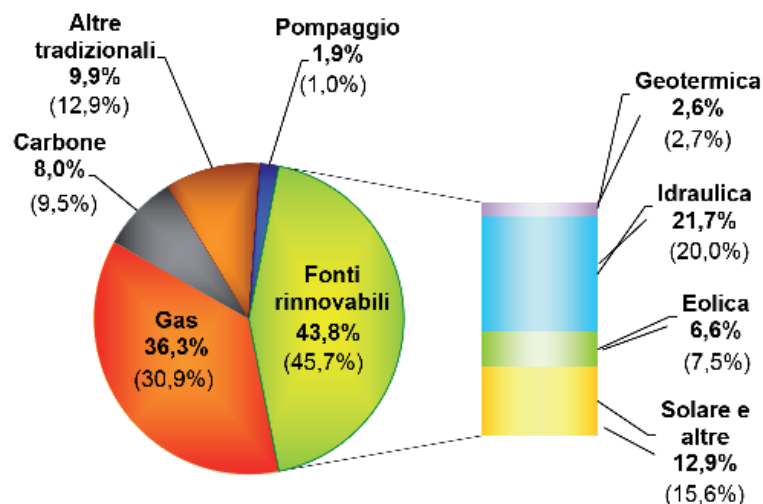
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

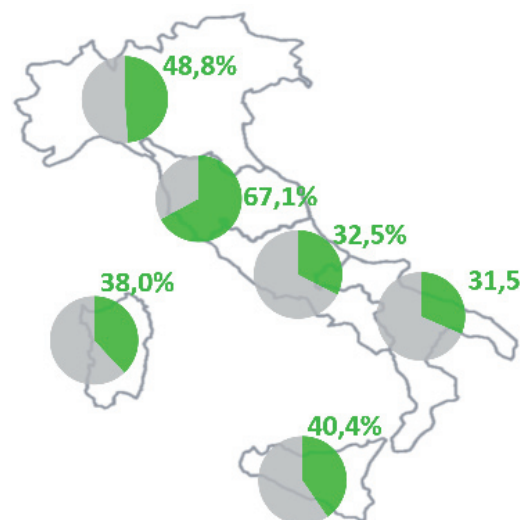
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	5.963	+9,2%	660	+5,9%	2.141	+17,0%	3.442	-14,0%	1.096	+32,0%	614	-21,0%	13.916	+2,9%
Gas	4.158	+24,7%	554	+2,8%	608	+36,5%	2.410	+9,0%	1.008	+38,3%	569	-2,0%	9.307	+18,7%
Carbone	710	-33,4%	-	-100,0%	1.351	+14,6%	-	-	-	-	0	-100,0%	2.061	-14,7%
Altre	1.095	+3,1%	105	+26,7%	182	-11,8%	1.032	-42,4%	88	-13,0%	45	+87,8%	2.548	-22,0%
Fonti rinnovabili	6.117	+13,2%	1.345	-13,4%	1.053	-28,8%	1.583	-20,8%	742	-7,5%	377	+1,3%	11.217	-3,4%
Idrraulica	4.129	+23,1%	348	-17,7%	438	-35,0%	395	+4,2%	164	-13,6%	87	+32,8%	5.561	+9,3%
Geotermica	-	-	675	+0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	675	+0,1%
Eolica	11	-14,3%	19	+46,5%	294	-10,0%	734	-22,8%	429	+2,2%	200	+11,8%	1.687	-11,3%
Solare e altre	1.977	-3,0%	303	-31,5%	320	-33,0%	455	-32,1%	149	-22,6%	90	-29,7%	3.294	-16,6%
Pompaggio	452	+201,2%	-	-100,0%	40	-58,9%	-	-	0,23	-	1	-13,5%	493	+97,6%
Totale	12.532	+13,8%	2.005	-7,9%	3.234	-5,1%	5.025	-16,2%	1.838	+12,6%	991	-13,8%	25.626	+1,0%

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



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING

Ad aprile sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.573 MWh, di cui 1.977 MWh sul confine francese (77,9% del totale), 184 MWh su quello austriaco e 376 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia in import nel 98% delle ore nei primi due confini e nell'80% in quello sloveno (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) aumenta su tutte le

frontiere rispetto ad aprile 2015 (+3/8%). Il market coupling alloca oltre il 70% della capacità disponibile sulla frontiera francese ed austriaca, e poco più del 50% in quella slovena. Dopo le allocazioni con aste esplicite, solo sulla frontiera slovena resta inutilizzata una quota consistente di NTC (45,4%) (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	2.151 (2.159)	1.998 (1.785)	97,9% (89,7%)	78,1% (66,0%)	1.406 (1.376)	1.011 (485)	2,1% (4,6%)	1,3% (0,4%)
Italia - Austria	186 (226)	186 (226)	97,9% (92,8%)	96,7% (99,7%)	181 (141)	144 (134)	1,5% (0,6%)	1,4% (0,4%)
Italia - Slovenia	560 (554)	384 (517)	79,6% (92,6%)	33,2% (76,2%)	669 (675)	342 (49)	20,4% (0,7%)	3,3% (-)

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

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

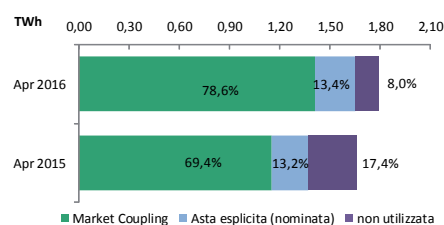
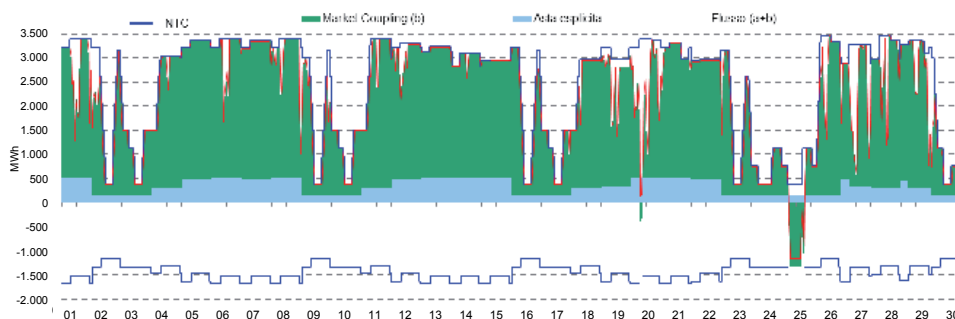


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

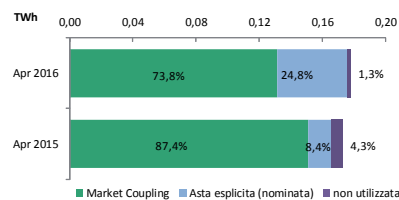
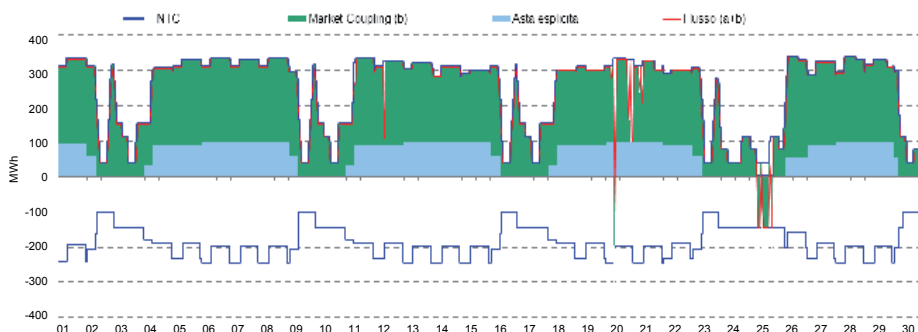
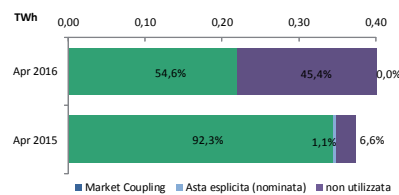
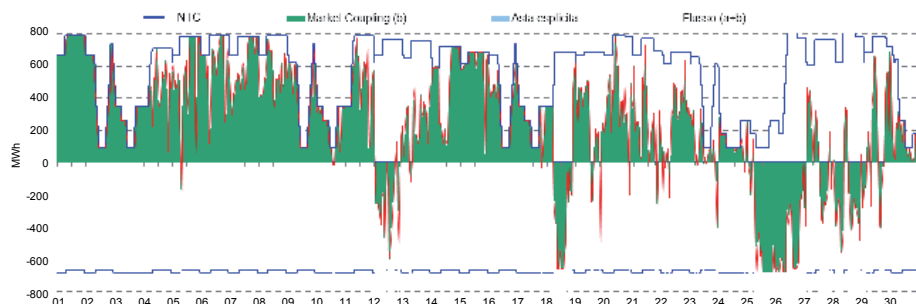


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

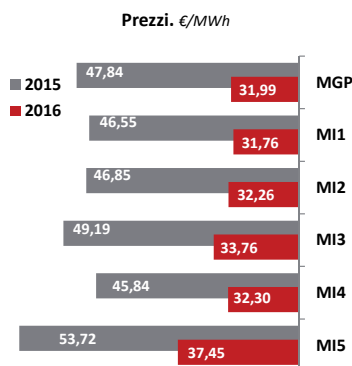
Ad aprile i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) segnano la quarta flessione congiunturale consecutiva aggiornando nuovamente i minimi storici in tutte le sessioni con prezzi oscillati tra 31,76 €/MWh di MI1 e 37,45 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12

e 8 ore). Su base annua, i prezzi di acquisto si riducono di circa il 30% in tutte le cinque sessioni di MI rilevando prezzi mediamente significativamente superiori a quelli di MGP, a parità di ore, solo nella sessione MI5 (Tabella 7 e Grafico 9). I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero segnano un nuovo deciso incremento su base annua (+28,8%) attestandosi a quota 2,5 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

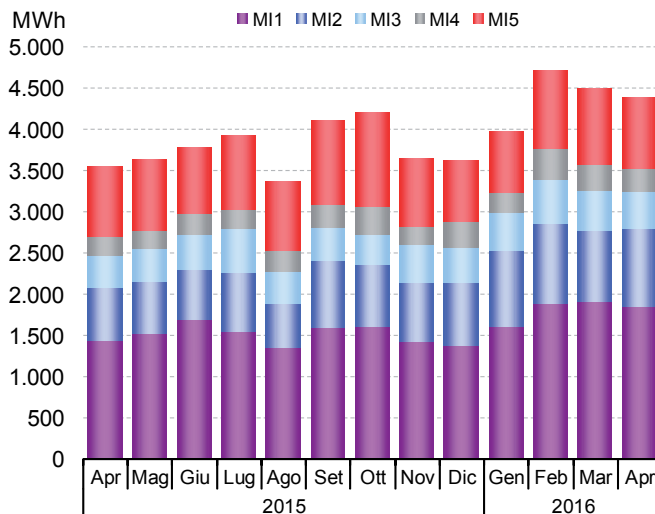
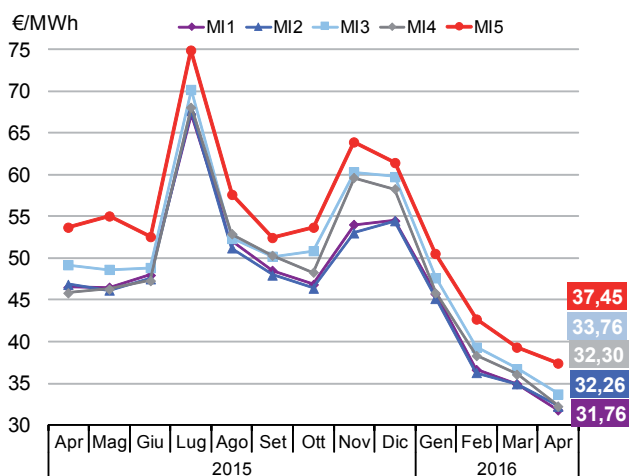
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	31,99	-33,1%	22.572.352	31.350	+2,2%
MI1 (1-24 h)	31,76 (-0,7%)	-31,8%	1.333.807	1.853	+28,9%
MI2 (1-24 h)	32,26 (+0,8%)	-31,2%	681.638	947	+48,8%
MI3 (9-24 h)	33,76 (+0,9%)	-31,4%	212.016	442	+13,4%
MI4 (13-24 h)	32,30 (-1,1%)	-29,5%	99.999	278	+17,2%
MI5 (17-24 h)	37,45 (+6,2%)	-30,3%	207.153	863	+2,5%



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



(continua)

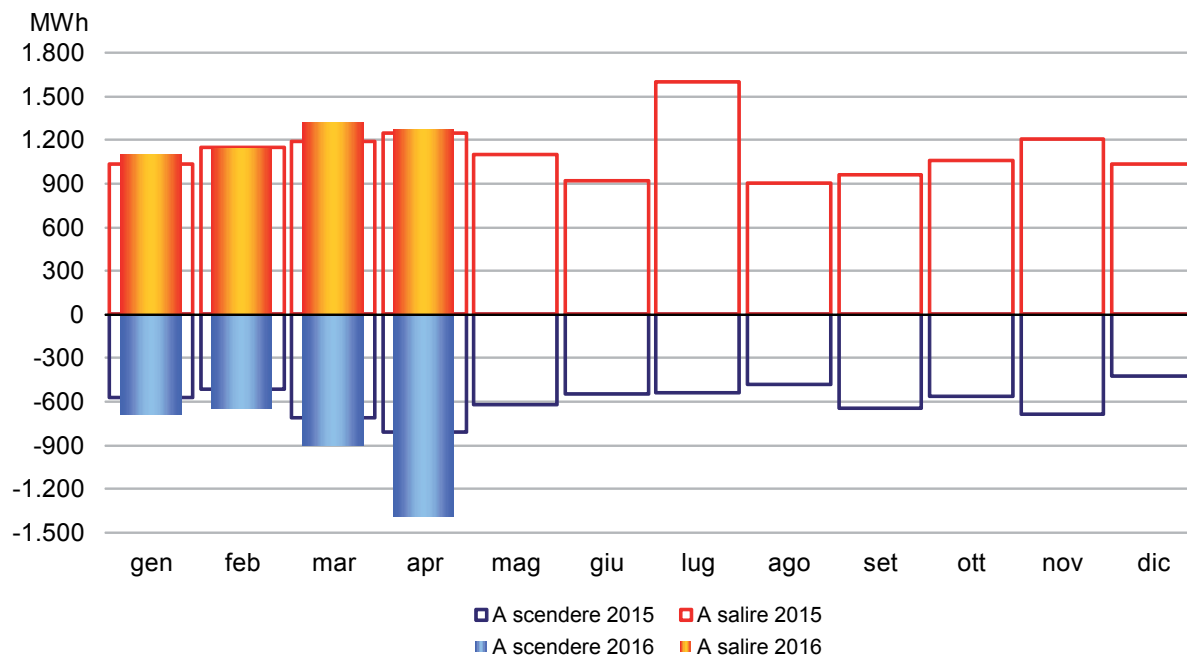
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ad aprile gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante in crescita del 2,5% su base annua si portano a 920 mila MWh. Più marcato l'aumento

delle vendite di Terna sul mercato a scendere che salgono a 1,0 milioni di MWh (+76,2%), ai massimi degli ultimi 5 anni (Grafico 10).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra solo 6 negoziazioni, tutte su prodotti baseload, per complessivi 45 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 2,7 milioni di MWh, in flessione del 10,9% rispetto al mese precedente. I prodotti contrattati evidenziano dinamiche di prezzo opposte (in calo il mensile, in aumento il trimestrale

e l'annuale) (Tabella 8 e Grafico 11). Il prodotto Maggio 2016 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 32,63 €/MWh sul baseload e 37,18 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 504 e 10 MW, per complessivi 378 mila MWh.

(continua)

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Maggio 2016	32,63	+0,0%	-	-	-	-	-	504	374.976
Giugno 2016	34,30	-4,7%	2	10	-	10	-	514	370.080
Luglio 2016	42,74	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2016	38,06	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	39,64	+2,0%	1	5	-	5	0,0%	489	1.079.712
IV Trimestre 2016	39,80	+0,0%	-	-	-	-	-	474	1.047.066
I Trimestre 2017	39,93	-0,2%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	35,10	-5,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	39,38	+4,0%	3	3	-	3	-	23	201.480
Totale			6	18	-	18			2.698.338

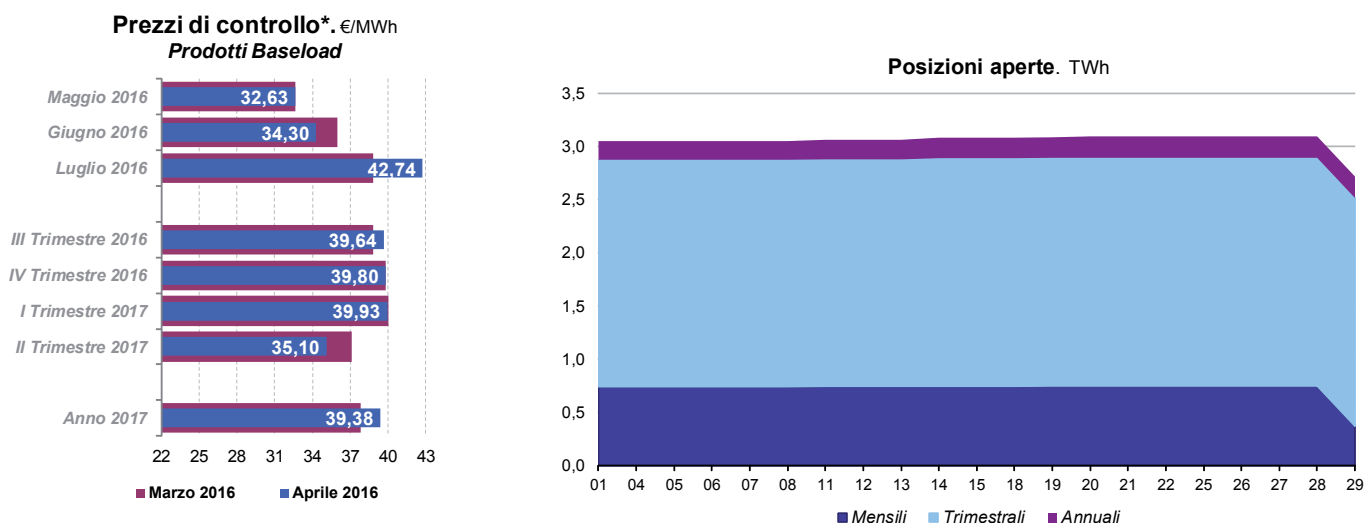
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Maggio 2016	37,18	+0,1%	-	-	-	-	-	10	2.640
Giugno 2016	37,41	-6,4%	-	-	-	-	-	10	2.640
Luglio 2016	50,13	+8,1%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2016	39,74	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	44,75	+0,2%	-	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2016	49,09	-1,8%	-	-	-	-	-	10	7.800
I Trimestre 2017	46,82	-3,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	38,24	-6,1%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	44,43	+4,1%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			18.360
TOTALE			6	18	-	18			2.716.698

* 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 ad aprile 2016, pari a 26,8 milioni di MWh, registrano una flessione tendenziale del 3,7% determinata ancora dalla pesante contrazione (-84,8%) delle negoziazioni concluse su MTE che scendono a 370 mila MWh, livello tra i più bassi da oltre cinque anni. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali crescono invece del 4,1% e si attestano a 26,4 milioni di MWh (Tabella 9).

Prosegue la flessione tendenziale, in atto da inizio 2015, della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che scende a 13,2 milioni di MWh (-5,0%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, ripiega dai valori molto alti dei mesi precedenti a quota 2,03 livello comunque superiore (+0,03 punti) rispetto ad un anno fa (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,2 milioni di MWh, si riducono del 3,0% su base annua, così come i relativi sbilanciamenti a programma scesi a 7,0 milioni di MWh (-6,7%). Si confermano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 10,5 milioni di MWh (-5,4%) e i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 2,7 milioni di MWh (-3,4%).

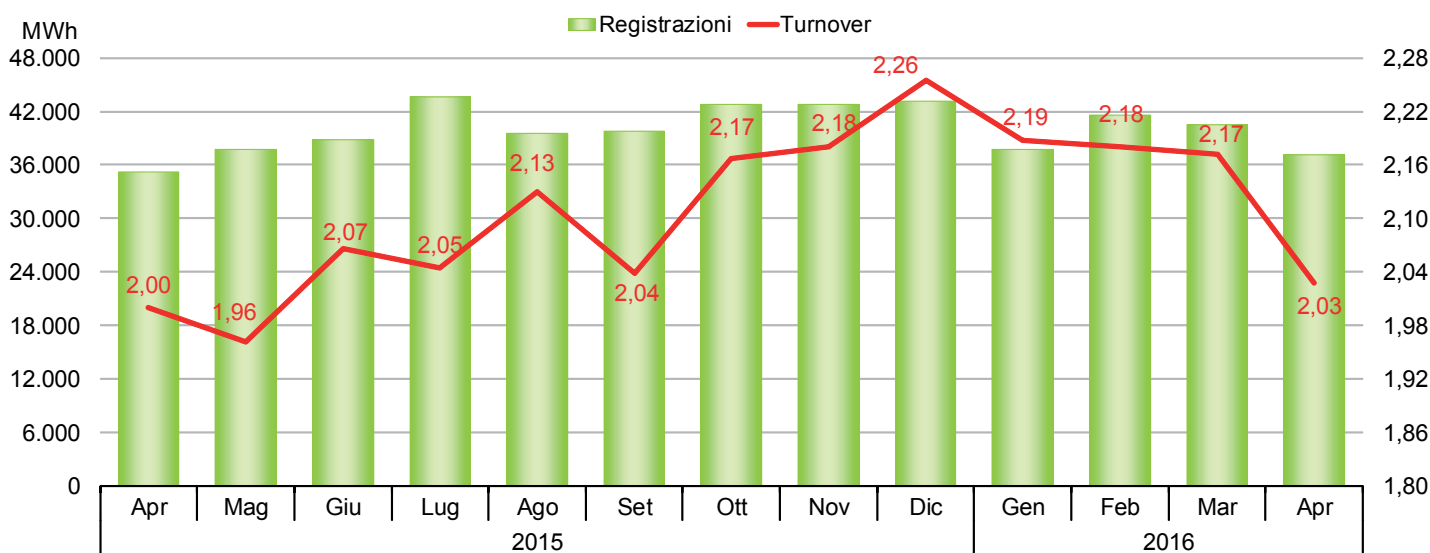
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a aprile e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.125.614	- 9,2%	26,6%	Richiesti	8.254.922	+9,2%	100,0%	10.538.302	-5,4%	100,0%
Off Peak	257.802	- 58,6%	1,0%	di cui con indicazione di prezzo	3.675.342	+72,6%	44,5%	2.593	+129548,0%	0,0%
Peak	550.942	+1,0%	2,1%	Rifiutati	2.024.027	+78,2%	24,5%	166	-	0,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.013.368	+80,2%	24,4%	166	100%	0,0%
Totale Standard	7.934.358	- 12,0%	29,6%							
Totale Non standard	18.455.318	+13,0%	69,0%	Registrati	6.230.896	-3,0%	75,5%	10.538.135	-5,4%	100,0%
PCE bilaterali	26.389.676	+4,1%	98,6%	di cui con indicazione di prezzo	1.661.974	+64,3%	20,1%	2.426,82	+121241,1%	0,0%
MTE	370.440	- 84,8%	1,4%	Sbilanciamenti a programma	6.968.988	-6,7%		2.661.748	-3,4%	
TOTALE PCE	26.760.116	- 3,7%	100,0%	Saldo programmi	-	-		4.307.240	-8,7%	
POSIZIONE NETTA	13.199.883	- 5,0%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia evidenziano una sostanziale stabilità (-0,2%) che sconta la sensibile contrazione dei consumi del settore civile (-10,2%), quasi completamente compensata dalla crescita del settore termoelettrico ed industriale. Sul lato offerta, cala ancora la produzione nazionale (-20,1%), mentre le importazioni di gas naturale restano pressoché invariate su base annua. Ripartono le iniezioni nei

sistemi di stoccaggio, sebbene inferiori rispetto ad un anno fa (-12,1%), con la giacenza di gas naturale a fine mese in crescita del 26,8%. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato l'8,4% della domanda complessiva di gas naturale (3,9 milioni di MWh), quasi tutto nella Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con il prezzo del comparto G+1 (13,95 €/MWh) poco sopra le quotazioni al PSV (13,77 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel mese di aprile i consumi di gas naturale in Italia, con una flessione su base annua dello 0,2%, si attestano a 4.395 milioni di mc. In calo i consumi del settore civile che, in corrispondenza di temperature sopra la media stagionale, scendono a quota 1.757 milioni di mc (-10,2%); si conferma, invece, la ripresa del settore termoelettrico (+13,5%) che, beneficiando del calo della produzione da fonte rinnovabile, sale a 1.466 milioni di mc, livello più alto degli ultimi quattro anni per il mese di aprile. Dopo una lunga fase recessiva i consumi del settore industriale registrano un rialzo dell'8,3% portandosi a 1.112 milioni di mc (+8,3%). Più che dimezzate, infine, le esportazioni attestatesi a 61 milioni di mc (-52,6%), minimo da oltre dieci anni.

Dal lato offerta prosegue la flessione, ininterrotta da novembre 2012, della produzione nazionale scesa a 429 milioni di mc

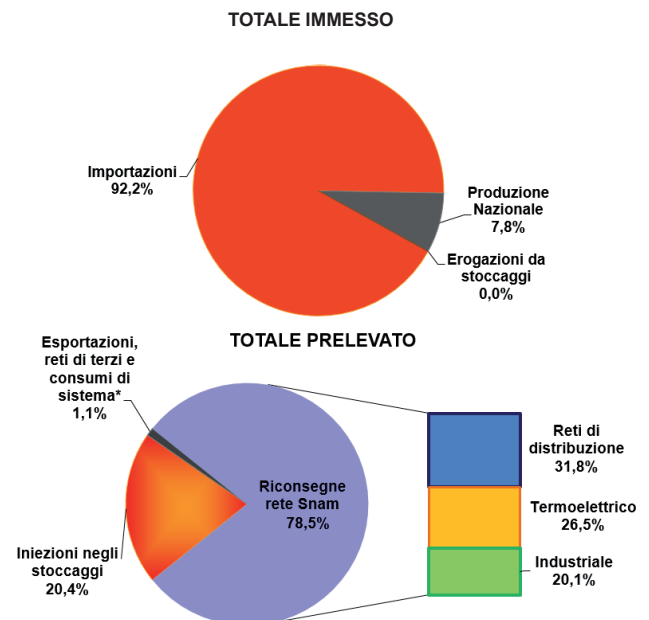
(-20,1%), valore più basso da oltre un decennio; mentre si confermano sul livello di un anno fa le importazioni di gas naturale che, interrompendo la lunga fase espansiva in atto dallo scorso luglio, si attestano a 5.094 milioni di mc (-0,2%). Tra i punti di entrata, prosegue la forte crescita delle importazioni di gas algerino a Mazara i cui volumi sono quasi triplicati rispetto ad un anno fa (1.898 mln mc, +182,4%). In significativa flessione, invece, le importazioni dalla Russia a Tarvisio (1.950 mln mc, -24,5%) e dal Nord Europa a Passo Gries (273 mln mc, -54,3%), così come quelle del gas libico a Gela (410 mln mc; -40,7%). Tra i terminali GNL in aumento Cavarzere (526 mln mc, +1,6%) e Livorno (32 mln mc; +18,0%). Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.127 milioni di mc, in calo del 12,1% rispetto ad aprile 2015; nulle le erogazioni che erano 47 milioni di mc un anno fa.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.094	53,9	-0,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.898	20,1	+182,4%
Tarvisio	1.950	20,6	-24,5%
Passo Gries	273	2,9	-54,3%
Gela	410	4,3	-40,7%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	5	0,1	-69,0%
Cavarzere (GNL)	526	5,6	+1,6%
Livorno (GNL)	32	0,3	+18,0%
Produzione Nazionale	429	4,5	-20,1%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-100,0%
TOTALE IMMESSO	5.522	58,4	-2,9%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>4.335</i>	<i>45,9</i>	<i>+1,4%</i>
Industriale	1.112	11,8	+8,3%
Termoelettrico	1.466	15,5	+13,5%
Reti di distribuzione	1.757	18,6	-10,2%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>61</i>	<i>0,6</i>	<i>-52,6%</i>
TOTALE CONSUMATO	4.395	46,5	-0,2%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>1.127</i>	<i>12</i>	<i>-12,1%</i>
TOTALE PRELEVATO	5.522	58,4	-2,9%

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



Nell'ultimo giorno del mese di aprile la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 3.024 milioni di mc, in aumento del 26,8% rispetto allo stesso giorno del 2015. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 25,0%, anch'esso in crescita rispetto ad un anno fa (+5,1 p.p.).

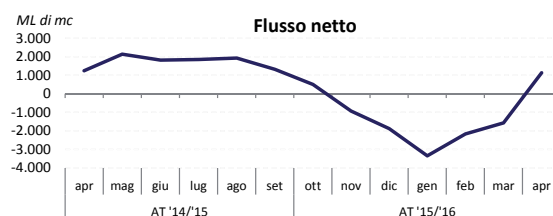
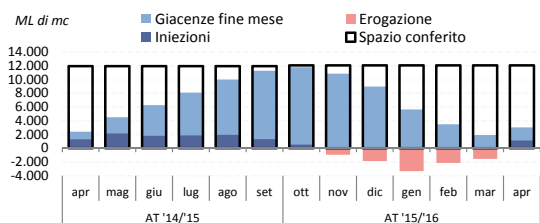
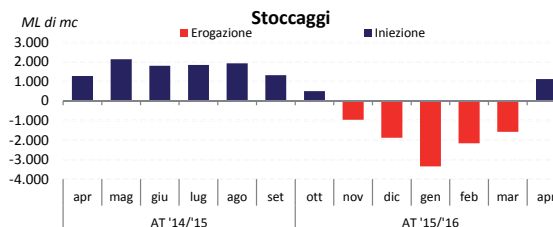
La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) permane su livelli molto bassi, e con un calo sia sul mese precedente (-0,26 €/MWh, -1,9%), ma soprattutto rispetto ad un anno fa (-9,52 €/MWh, -40,9%), si attesta a 13,77 €/MWh.

(continua)

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Ml di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2016)	3.024	+26,8%
Erogazione (flusso out)	-	-100,0%
Iniezione (flusso in)	1.127	-12,1%
Flusso netto	1.127	-8,8%
Spazio conferito	12.077	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	25,0%	+5,1 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

Ad aprile nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,9 milioni di MWh, pari all' 8,4% della domanda complessiva di gas naturale (7,2% ad aprile 2015),

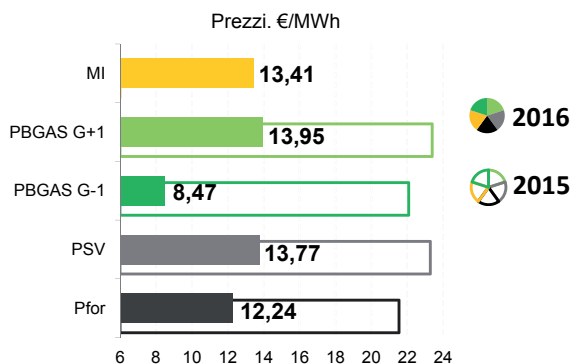
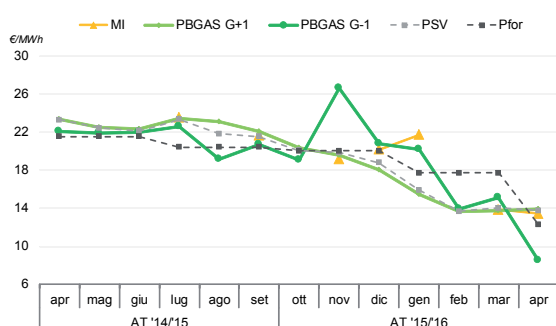
la quasi totalità (96,1%) nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	13,41	13,38	13,43	5.000	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	8,47 (22,09)	0,00	13,70	146.870	(62.194)
Comparto G+1	13,95 (23,39)	13,23	16,15	3.753.125	(3.288.663)
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori dell'anno precedente



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

(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-2016-04	-	-	14,163	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2016-05	-	-	50,563	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-05	-	-	49,392	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-06	-	-	88,166	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-07	-	-	42,688	5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-08	-	-	41,803	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	-	-	62,208	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-04	-	-	65,902	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-01	-	-	71,326	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-02	-	-	61,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2017	-	-	66,913	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2016/2017	-	-	68,584	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2017	-	-	67,520	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2016/2017	-	-	67,746	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

LA PIATTAFORMA DI BILANCIAMENTO (PB-Gas)

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), prosegue la crescita dei volumi scambiati che, con un rialzo del 14,1%, si portano a 3,8 milioni di MWh. Ancora in consistente flessione, invece, il prezzo medio attestatosi a 13,95 €/MWh (-40,4%), appena sopra (+18 cent. di €/MWh) la quotazione al PSV.

Nei 14 giorni, sui 30 di aprile, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,6 milioni di MWh, di cui il 50,6%, pari a 785

mila MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 13,65 €/MWh (-41,1% su base annua). Nei restanti 16 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 2,2 milioni di MWh, di cui il 70,5%, pari a 1,6 milioni di MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 14,22 €/MWh (-39,8%).

Complessivamente il 62,2% dei volumi scambiati (2,3 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 37,8% da scambi tra operatori, pari 1,4 milioni di MWh.

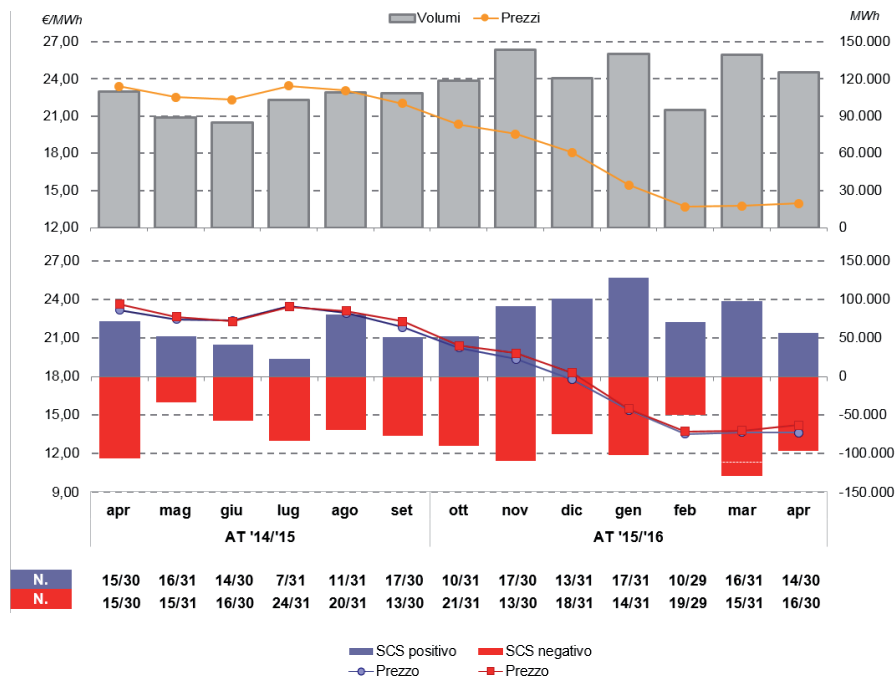
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G+1

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo medio. €/MWh		positivo	negativo
			n.giorni 14/30	n.giorni 16/30
Prezzo medio. €/MWh	13,95	(-40,4%)	13,65	14,22
Acquisti. MWh	3.753.125	(+14,1%)	1.552.384	2.200.741
RdB	1.550.848	(-2,3%)		1.550.848
Operatori	2.202.277	(+29,4%)	1.552.384	649.893
Vendite. MWh	3.753.125	(+14,1%)	1.552.384	2.200.741
RdB	784.760	(-26,7%)	784.760	
Operatori	2.968.365	(+33,9%)	767.624	2.200.741
Partecipazione al mercato				
	Totale		lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	46		35	39

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

(continua)



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, ad aprile sono stati scambiati 147 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 8,47 €/MWh. Si segnala che nella sessione del 17 aprile, l'offerta in vendita del Responsabile del Bilanciamento è stata soddisfatta solo parzialmente dalle offerte di acquisto degli operatori inducendo la chiusura del mercato a prezzo regolato pari a 0 €/MWh.

Complessivamente, nelle tre sessioni con scambi nel mese, il Responsabile del Bilanciamento ha sempre presentato un'offerta di vendita soddisfatta da acquisti degli operatori prevalentemente nella zona Import (67,8%), con prezzi variati tra i 5,85 €/MWh di quest'ultima e i 14,21 €/MWh della zona Stogit.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G-1

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo medio. €/MWh	5,85	8,47	-	14,21	-	-	8,47
Volumi. MWh	99.571	29.539	-	17.760	-	-	146.870
Operatori. N.	7	3	-	3	-	-	1

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Mentre il Brent riprende lentamente la sua prevista ascesa, gli hub del gas e le principali borse elettriche europee segnano diffusi cali mensili, in accordo con la stagionalità dei

fondamentali di mercato. In tale scenario, il PUN aggiorna il suo livello minimo dall'avvio del mercato libero.

Ad aprile, il valore a pronti del Brent segna il suo secondo rialzo mensile consecutivo, replicando lo sviluppo mostrato nello stesso periodo dello scorso anno (41 \$/bbl, +9%). In analogia al bene di riferimento, l'olio combustibile cresce dell'8% rispetto a marzo, mentre il gasolio segna un lieve decremento, interrompendo la dinamica crescente intrapresa a febbraio (olio 168 \$/MT, +8%; gasolio 341,5 \$/MT, -1%). Nel confronto annuo, tuttavia, sono ancora intense le variazioni con le equivalenti quotazioni spot, comprese questo mese tra -47/-31%. I mercati a termine, al contrario, mostrano tutti segnali positivi, con quotazioni su livelli più elevati di quelli attuali e rivalutate al rialzo rispetto allo scorso mese.

Il prezzo a pronti del carbone perde il vantaggio guadagnato a marzo e si attesta a 45 \$/MT, consolidando la dinamica ribassista che investe il riferimento europeo e in generale il mercato della commodity da oltre cinque anni (-2% su marzo, -24% su aprile 2015). Nella stessa direzione vanno le quotazioni future, sebbene siano visibili lievi segnali di ripresa (44/46 \$/MT).

Torna a crescere il cambio euro-dollaro, attestandosi a 1,13 \$/€ (+2/+5%), livello mai raggiunto da giugno 2015. Nella conversione in moneta europea, le variazioni al rialzo registrate dal cambio su entrambi i riferimenti temporali amplificano i ribassi mensili e annui delle commodity oggetto di analisi.

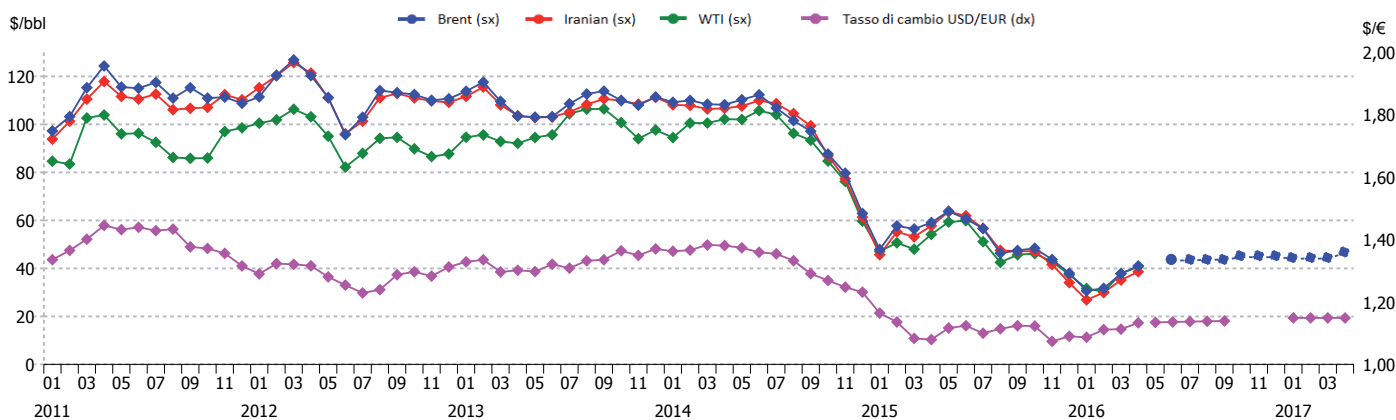
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Apr 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 16	Var M-1 (%)	Giu 16	Var M-1 (%)	Lug 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	41,05	+ 9 %	- 31 %	-	-	-	43,34	+ 7 %	43,29	-	-	-
	€/bbl	36,22	+ 7 %	- 34 %	-	-	-	38,16	-	38,07	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	167,69	+ 8 %	- 47 %	163,41	168,07	+ 0 %	171,89	- 0 %	175,76	-	208,38	- 2 %
	€/MT	147,98	+ 6 %	- 49 %	-	148,10	-	151,33	-	154,59	-	181,36	-
GASOLIO	\$/MT	341,45	- 1 %	- 37 %	355,00	372,00	+ 3 %	375,45	+ 3 %	379,75	-	-	+ 2 %
	€/MT	301,30	- 3 %	- 40 %	-	327,81	-	330,55	-	334,00	-	-	-
CARBONE	\$/MT	45,23	- 2 %	- 24 %	44,55	45,57	+ 3 %	45,47	+ 3 %	45,48	-	43,72	+ 7 %
	€/MT	39,91	- 3 %	- 27 %	-	40,16	-	40,03	-	40,00	-	38,05	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,13	+ 2 %	+ 5 %	-	1,13	+ 2 %	1,14	+ 2 %	1,14	-	1,15	+ 2 %

Fonte: Thomson-Reuters

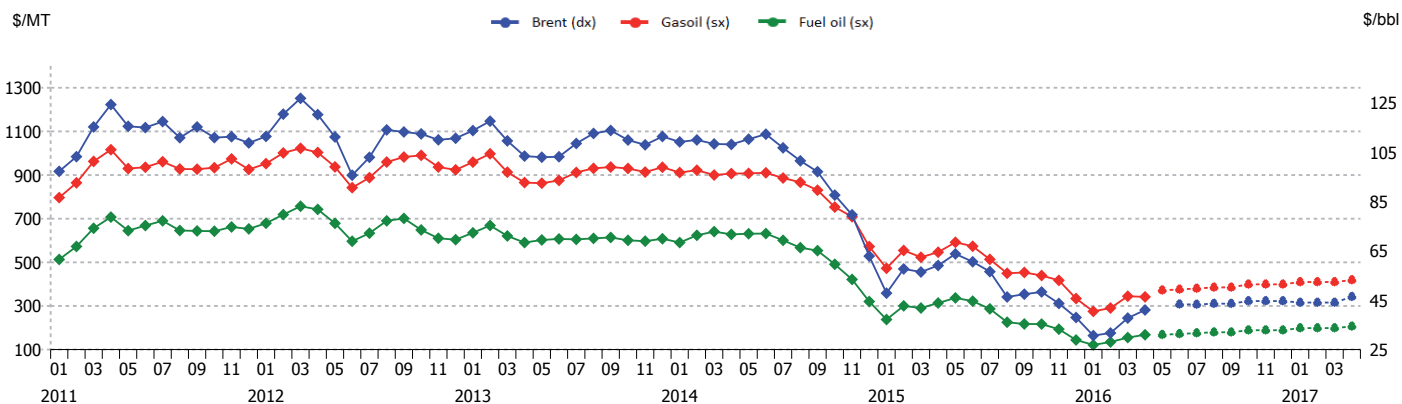
(continua)

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



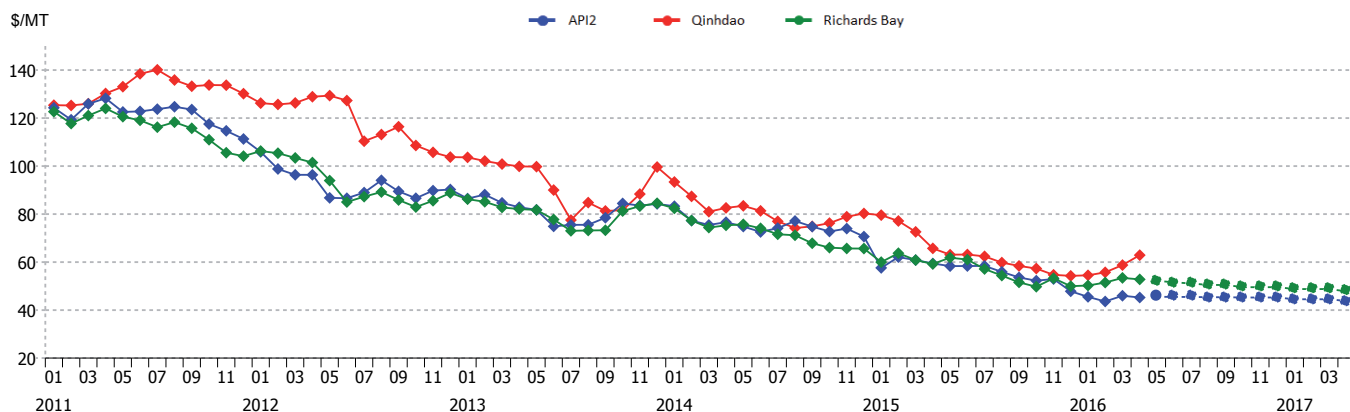
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

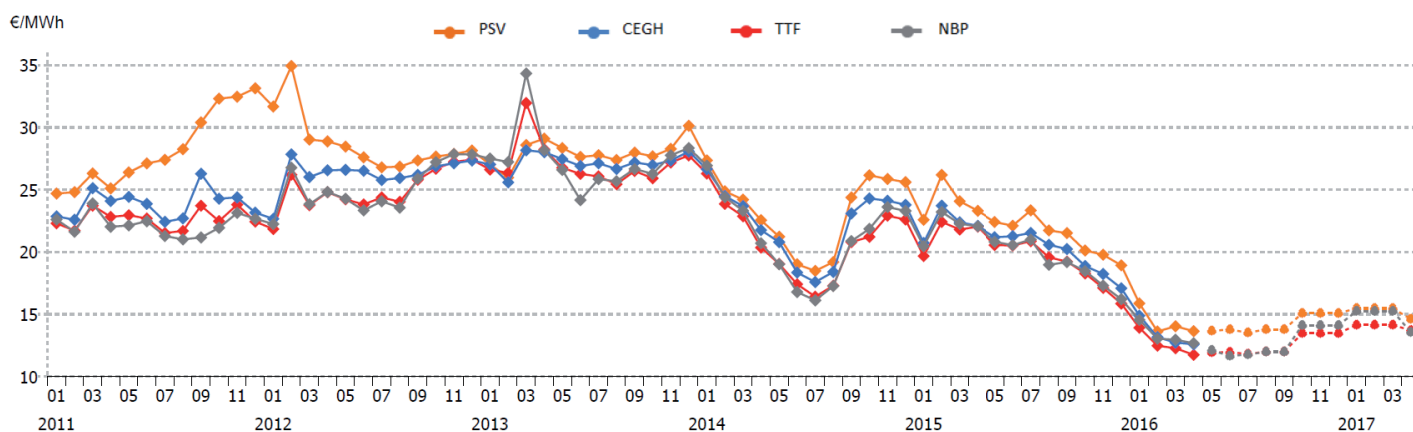
Di carattere stagionale appare il calo osservato contestualmente sugli hub europei del gas che, a metà dell'anno termico, nel primo mese di stoccaggio, registrano flessioni di lieve e media intensità rispetto al mese di marzo e più consistenti su base tendenziale, come ormai si osserva da oltre un anno continuativamente (13/14 €/MWh, -4/-2%; -47/-41%). In tale contesto, il valore italiano mantiene al solito la sua superiorità

rispetto alle altre quotazioni europee, definendo tuttavia uno spread relativamente limitato dal livello del più liquido punto di scambio olandese (PSV/TTF 14/12 €/MWh). Sui mercati a termine, si osservano valori leggermente più elevati di quelli attuali esclusivamente per i prodotti di maggio e giugno 2016 (13/14 €/MWh).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Apr 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 16	Var M-1 (%)	Giu 16	Var M-1 (%)	Lug 16	Var M-1 (%)	GY 2016/17	Var M-1 (%)
PSV	IT	13,76	- 3 %	- 41 %	13,90	13,45	- 2 %	13,77	+ 1 %	13,51	-	-	-
TTF	NL	12,07	- 4 %	- 47 %	12,13	13,54	+ 13 %	13,43	+ 12 %	11,81	-	12,78	- 5 %
CEGH	AT	12,69	- 2 %	- 43 %	12,76	13,88	+ 9 %	12,74	+ 0 %	12,72	-	-	-
NBP	UK	12,67	- 2 %	- 43 %	12,75								



Fonte: Thomson-Reuters

In corrispondenza del cambio di stagione, si riducono i prezzi sulle principali borse elettriche europee, che oscillano in questo mese tra i 22 €/MWh scandinavi ai 32 €/MWh italiani. Proprio l'exchange nostrano aggiorna il minimo dalla sua partenza, sviluppo allineato all'andamento al ribasso del costo del combustibile e all'evoluzione dei consumi. In ambito coupling, il prezzo della zona Nord si attesta a 31 €/

MWh, replicando l'andamento del Prezzo Unico Nazionale e registrando un'impennata di convergenza oraria ai prezzi delle altre zone dell'area IBMC, dalle quali definisce differenziali compresi tra +2/+7 €/MWh, in deciso calo rispetto allo scorso mese (IT-FR 21%, +9 p.p.; IT-AT 9%, +7 p.p.; IT-SI 64%, +44 p.p.).

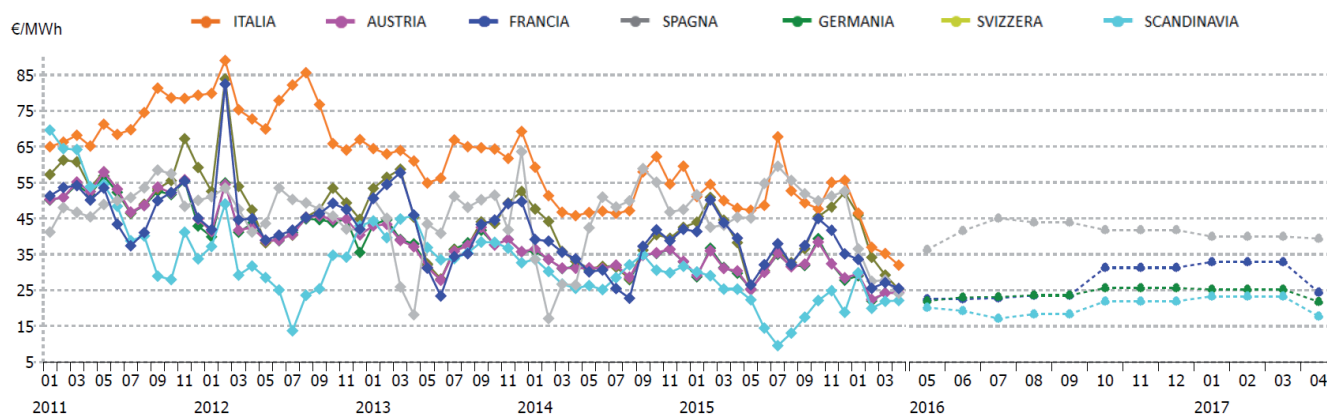
¹ Italian Borders Market Coupling

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Apr 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 16	Var M-1 (%)	Giu 16	Var M-1 (%)	Lug 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	31,99	- 9 %	- 33 %	32,63	32,63	- 2 %	35,08	- 6 %	39,63	-	37,52	- 1 %
FRANCIA	25,48	- 6 %	- 36 %	26,16	22,56	+ 5 %	22,56	+ 1 %	22,83	-	28,30	-
GERMANIA	24,21	- 0 %	- 19 %	24,88	22,03	+ 4 %	23,04	+ 2 %	23,13	-	23,50	-
SPAGNA	24,11	- 13 %	- 47 %	29,00	36,32	- 3 %	41,56	- 2 %	45,05	-	41,32	-
AREA SCANDINAVA	22,12	+ 1 %	- 13 %	21,15	20,22	+ 14 %	19,28	+ 12 %	17,16	-	19,40	-
AUSTRIA	24,29	+ 1 %	- 20 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	25,26	- 14 %	- 34 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



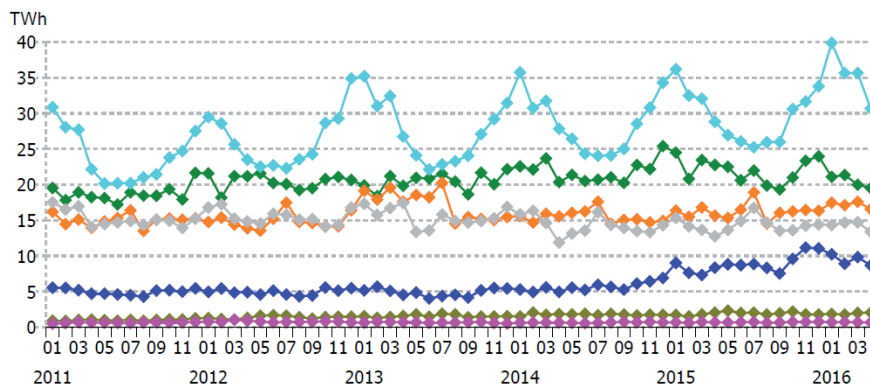
I volumi europei scambiati su borsa giungono questo mese a un totale di circa 92 TWh, gestiti come consuetudine per gran parte dal gruppo Epex e da Nord Pool, complessivamente in lieve aumento rispetto ad aprile dello scorso anno (+1%). Tale

dinamica sintetizza i rialzi osservati in Italia, Francia, Spagna e Scandinavia e l'ampio decremento descritto da Epex DE, il cui effetto seppur non prevalente risulta rilevante (IT/FR/NP 17/9/31 TWh, +6/+4/+6%; DE 19,5 TWh, -14%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Apr 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,6	- 6 %	+ 6 %
FRANCIA	8,7	- 12 %	+ 4 %
GERMANIA	19,5	- 2 %	- 14 %
SPAGNA	13,4	- 9 %	+ 5 %
AREA SCANDINAVA	30,7	- 14 %	+ 6 %
AUSTRIA	0,7	- 3 %	- 3 %
SVIZZERA	2,1	+ 4 %	+ 1 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di aprile 2016, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 562.982 TEE, in diminuzione rispetto ai 609.112 TEE scambiati a marzo.

Dei 562.982 TEE sono stati scambiati 215.490 TEE di Tipo I e 312.261 TEE di Tipo II, 3.802 TEE di Tipo II-CAR e 31.429 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 126,73 €/tep (132,30 €/tep a marzo), i TEE di Tipo II, ad una media pari a 126,93 €/tep (133,68 €/tep a marzo), i TEE di Tipo II-CAR ad una media di 129,33 €/tep (129,47 €/tep a marzo) e infine i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una media pari a

125,35 €/tep (134,20 €/tep a marzo).

Nel dettaglio, la diminuzione dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari al 4,21 % per i TEE di Tipo I, al 5,05 % per i TEE di Tipo II, di 0,11 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 6,60 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 1.868.418 TEE (601.931 TEE di Tipo I, 1.077.231 TEE di Tipo II, 55.178 TEE di Tipo II CAR, 134.078 TEE di Tipo III e 0 TEE di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 39.601.691 TEE.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni, relativa al mese di aprile 2016.

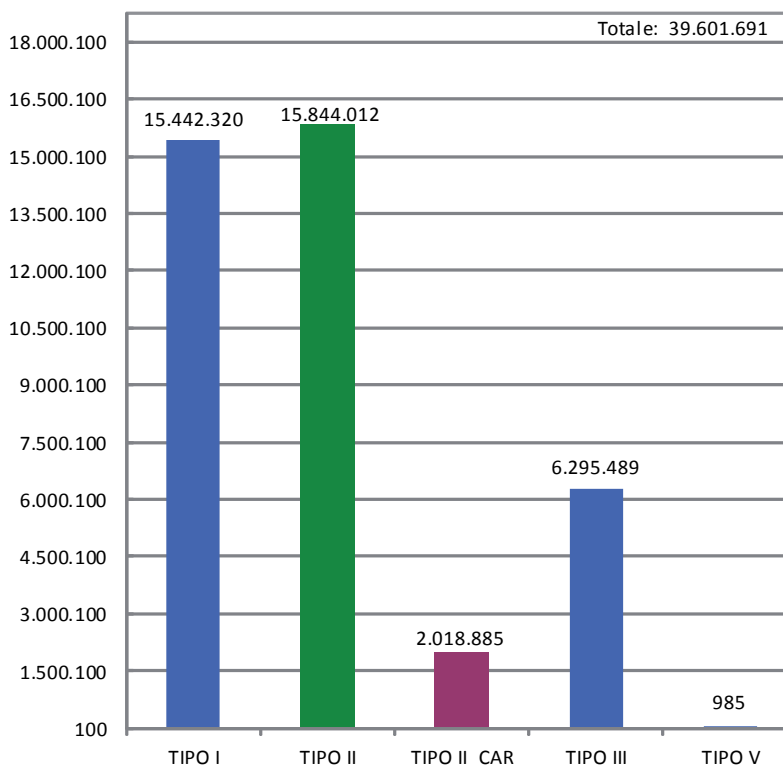
TEE risultati del mercato del GME - aprile 2016

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	215.490	312.261	3.802	31.429
Valore Totale (€)	27.308.030,99	39.634.130,03	491.725,00	3.939.730,45
Prezzo minimo (€/TEE)	105,00	105,00	124,00	113,00
Prezzo massimo (€/TEE)	140,00	139,00	131,00	135,00
Prezzo medio (€/TEE)	126,73	126,93	129,33	125,35

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

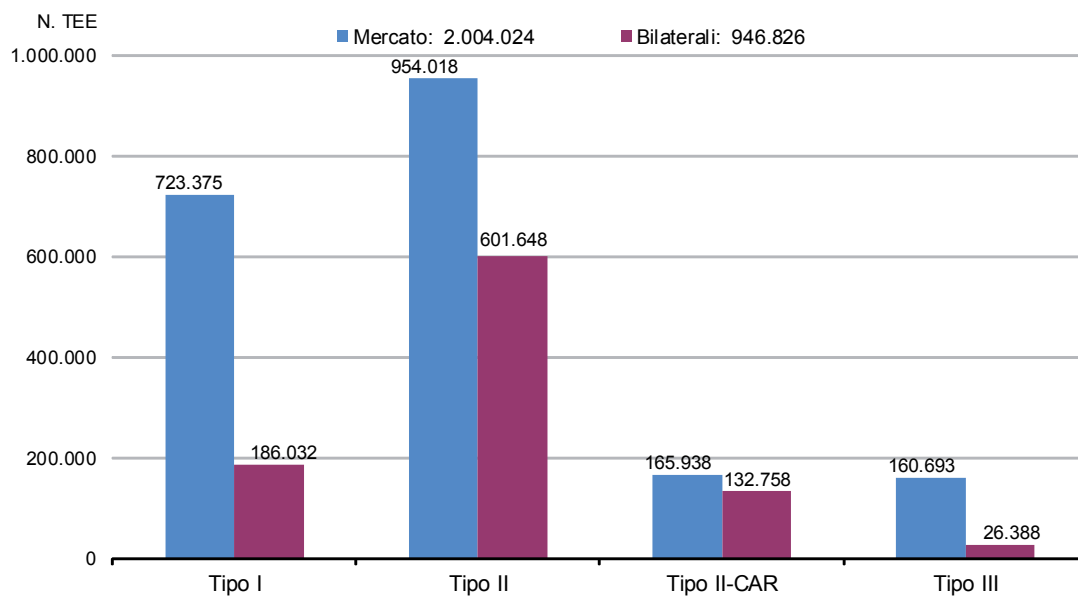
Fonte: GME



(continua)

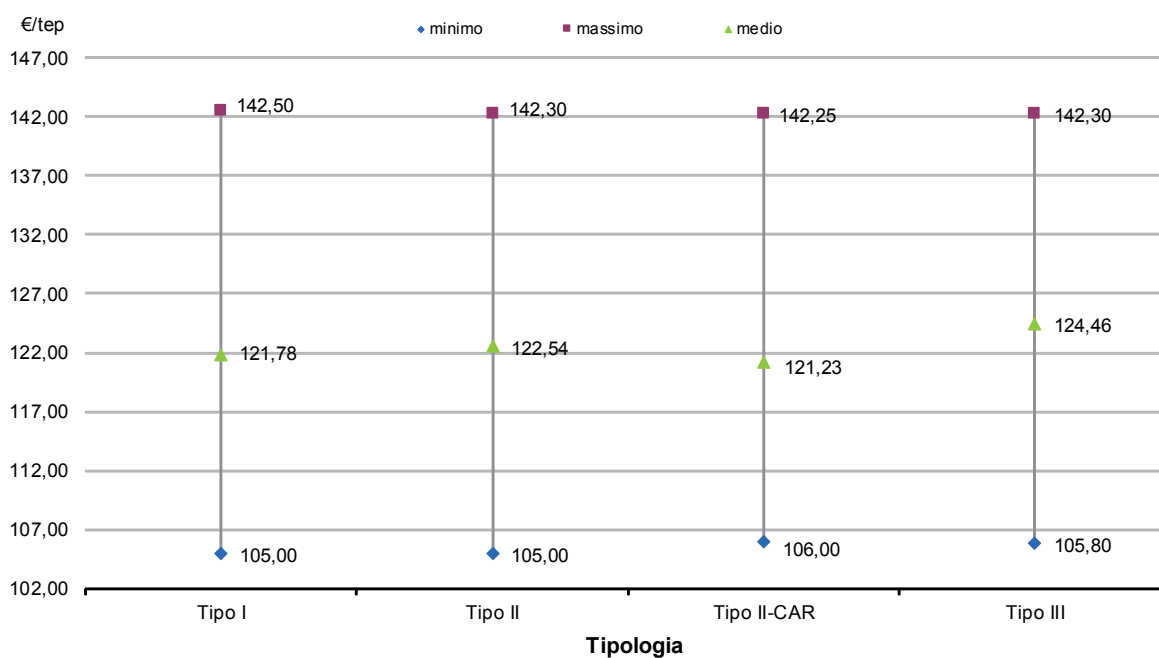
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



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

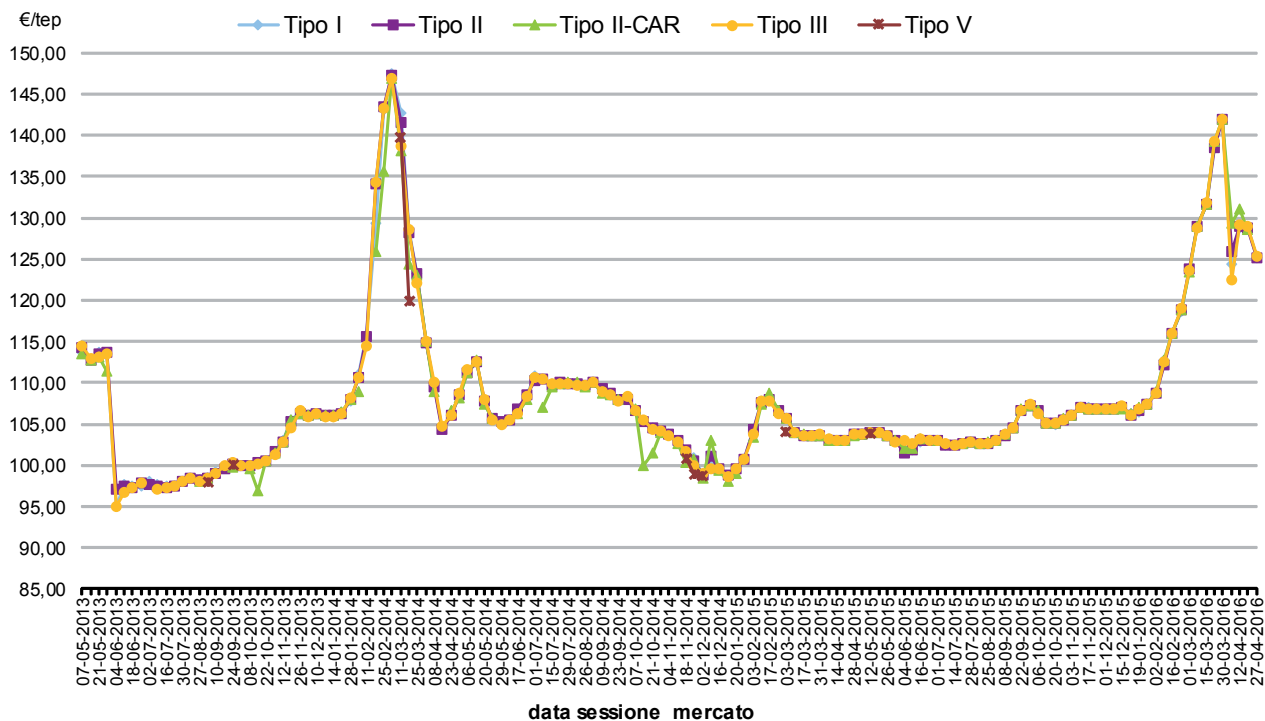
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013 ad aprile 2016)

Fonte: GME



Nel corso del mese di aprile 2016 sono stati scambiati 388.869 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni bilaterali, relativa al mese di aprile 2016.

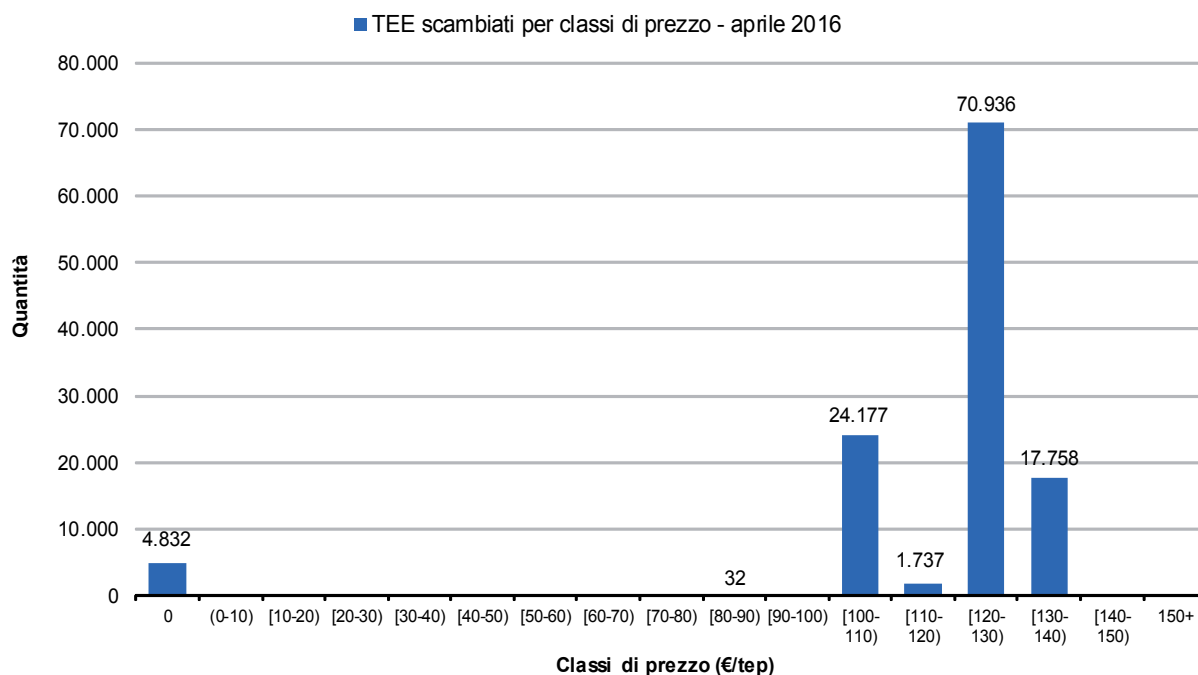
BILATERALI TEE - APRILE 2016				
	Volumi	p. medio	min.	max
Tipo I	83.752	124,14	0,00	140,00
Tipo II	240.967	119,85	0,00	142,00
Tipo II-CAR	57.887	127,44	0,00	128,81
Tipo III	6.263	113,28	0,00	140,00
totale	388.869			

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel mese di aprile 2016, è stata pari a 121,80 €/tep (116,81 €/tep la media registrata sulla piattaforma dei bilaterali nel mese di marzo 2016), minore di 4,98 €/tep rispetto alla

media registrata sul mercato organizzato (132,79 €/tep la media registrata sul mercato il mese scorso). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - aprile 2016

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di aprile 2016, sono stati scambiati 111.967 CV, in diminuzione, rispetto ai 417.556 CV scambiati nel mese di marzo 2015.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 IV Trim, con 106.008 certificati (219.853 CV 2015 IV Trim a marzo), dei CV 2015 III Trim con 4.021 CV (53.139 i CV 2015 III Trim a marzo), e dei CV 2015 II Trim, con un volume pari a 528 CV (3.705 CV 2015 II Trim, a marzo).

Seguono nell'ordine, i CV 2014 I Trim con 516 certificati (11.514 CV 2014 I Trim a marzo), i CV 2015 I Trim con 464 titoli (1.695 CV 2015 I Trim a marzo), e i CV 2014 IV Trim con 391 certificati (18.543 i CV 2014 IV Trim a marzo, sulla piattaforma di mercato).

Chiudono l'elenco dei volumi, i CV 2014 III Trim, con 39 certificati (17.000 CV 2014 III Trim, a marzo).

Riguardo l'andamento dei prezzi medi registrato sul mercato dei Certificati verdi, per anno di produzione, si segnala, rispetto al mese precedente, un aumento per i CV 2014 I Trim (97,49 €/MWh) pari a 0,41 €/MWh e una decrescita per i CV 2014 III Trim (97,00 €/MWh), e per i CV 2014 IV Trim (97,16 €/MWh) pari rispettivamente, a 0,09 €/MWh, e 0,02 €/MWh.

In diminuzione, anche i prezzi medi dei CV 2015, tranne che per i CV 2015 IV Trim (99,62 €/MWh) in aumento di 0,08 €/MWh, rispetto al mese di marzo. In particolare, i CV 2015 I Trim (99,65 €/MWh), risultano in diminuzione di 0,06 €/MWh, rispetto a marzo, i CV 2015 II Trim (99,59 €/MWh) decrescono di 0,13 €/MWh, mentre i CV 2015 III Trim, scambiati al prezzo medio di 99,64 €/MWh registrano un calo di 0,08 €/MWh.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di Aprile 2016.

CV, risultati del mercato GME aprile 2016

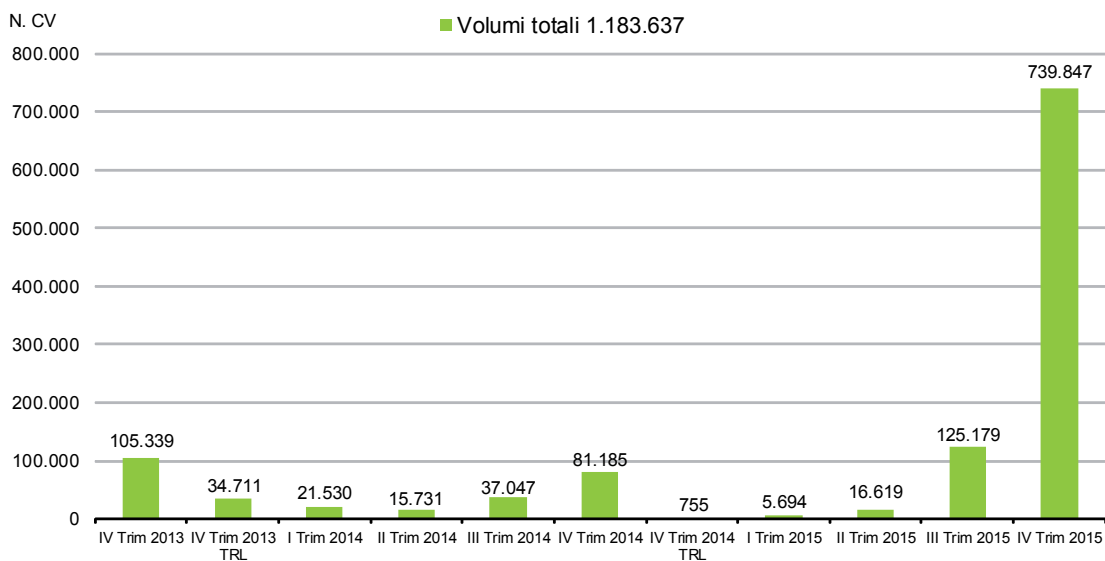
Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
I Trim 2014	516	50.303,25	97,05	97,50	97,49
III Trim 2014	39	3.783,00	97,00	97,00	97,00
IV Trim 2014	391	37.990,25	97,05	97,25	97,16
I Trim 2015	464	46.236,90	99,45	99,75	99,65
II Trim 2015	528	52.581,80	99,45	99,80	99,59
III Trim 2015	4.021	400.654,75	99,55	99,70	99,64
IV Trim 2015	106.008	10.560.776,73	99,18	99,75	99,62
TOTALE	111.967	11.152.326,68			

(continua)

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

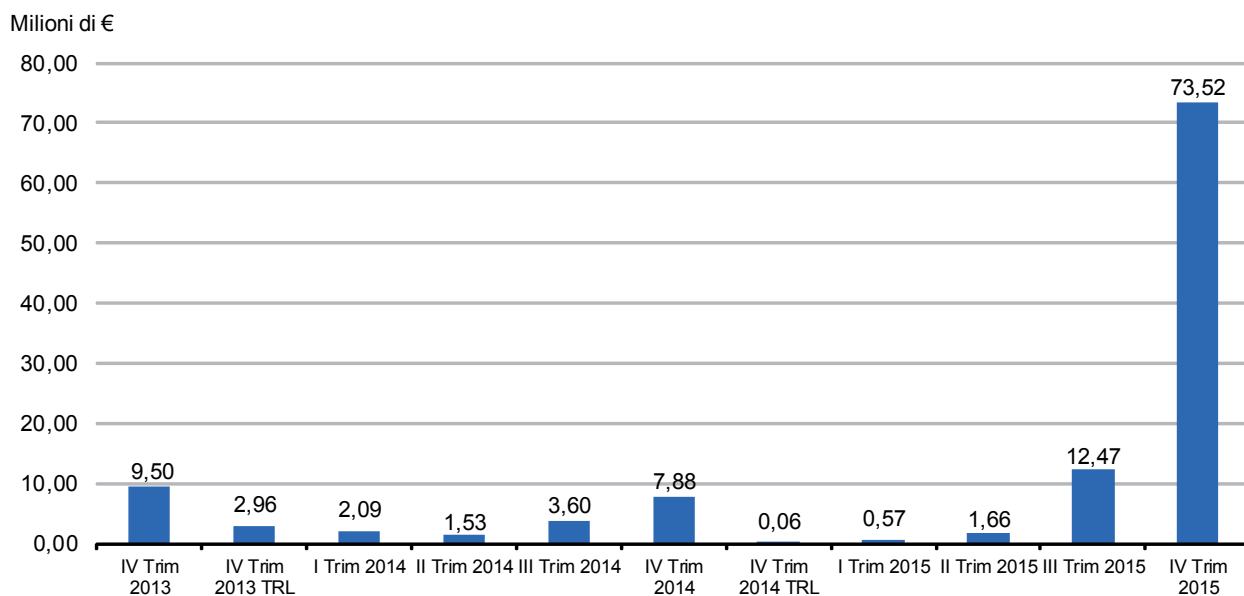
Fonte: GME



Tipologia

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME

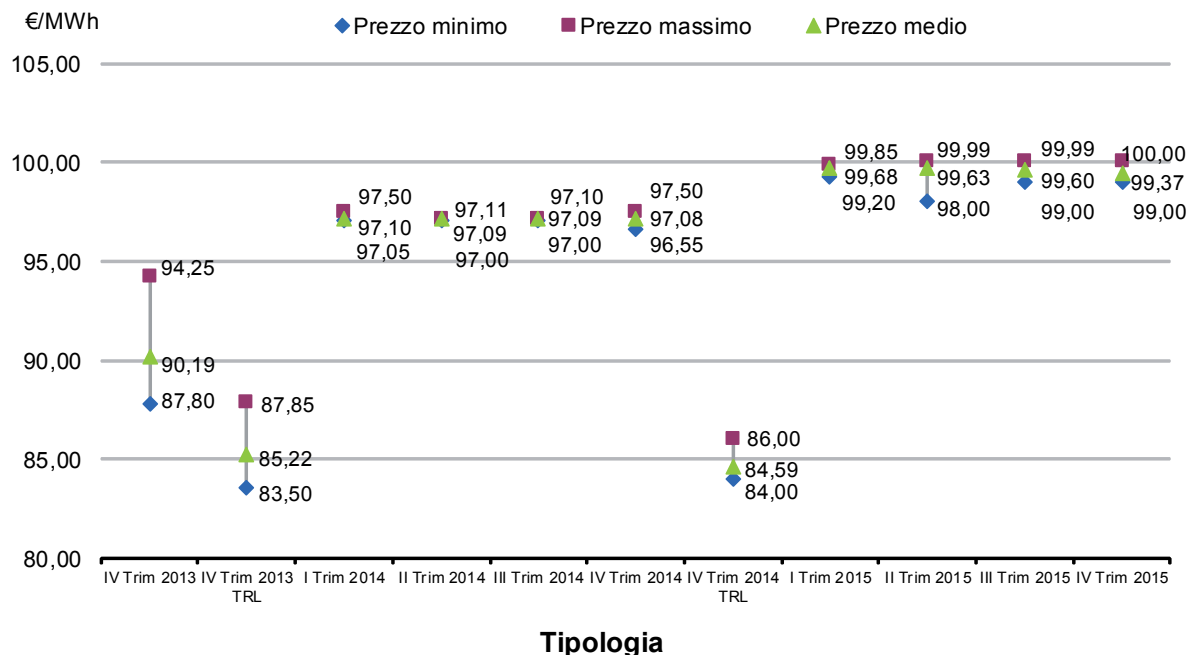


Tipologia

(continua)

CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



Tipologia

Nel corso del mese di aprile 2016 sono stati scambiati 332.938 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (3.314.729 CV nel mese di marzo 2016).

La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali,

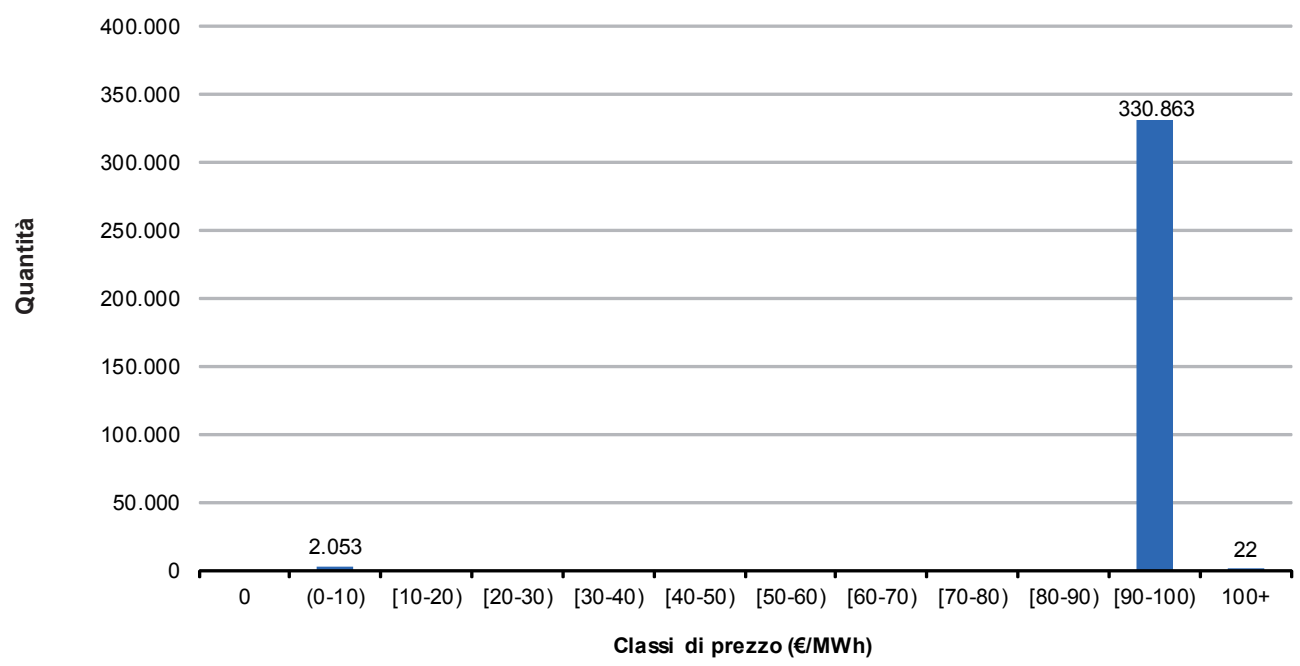
nel corso del mese di marzo, è stata pari a 97,78 €/MWh, minore di 1,82 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (99,60 €/MWh). Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni bilaterali, relativa al mese di aprile 2016.

APRILE 2016				
Tipologia	Prezzo medio ponderato (€/MWh)	minimo	massimo	CV scambiati (N.)
2014 Tipo CV Trim IV	97,08	96,90	97,60	14.593
2015 Tipo CV Trim I	99,06	96,00	99,45	1.622
2015 Tipo CV Trim II	99,16	96,00	99,45	2.403
2015 Tipo CV Trim III	99,15	96,00	99,45	1.732
2015 Tipo CV Trim IV	97,79	0,01	100,08	312.588
Totale				332.938

Infine, segue il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma, per fasce di prezzo.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - aprile 2016

Fonte: GME



Classi di prezzo (€/MWh)

LA RIFORMA DELLE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE GAS: I MOLTI PROBLEMI E LE PRIME INIZIATIVE

di Claudia Checchi – REF-E

(continua)

L'Autorità di regolazione riterrebbe utile anche una revisione delle scadenze per la pubblicazione dei bandi, in modo da evitare il concentrarsi di un numero eccessivo di gare in periodi di tempo ridotti e tal fine suggerisce di redistribuire almeno 40 ATEM, suddivisi in due raggruppamenti, in primo semestre del 2018. L'affollamento delle gare in un limitato arco temporale si tradurrebbe anche nella concentrazione dell'attività di analisi dei documenti di gara. Da qui la necessità, rilevata dall'Autorità stessa, di prevedere la semplificazione degli iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB e dei bandi di gara nel caso ricorrano specifiche condizioni.

In tema di delta valorizzazione delle reti, la proposta di semplificazione avanzata dall'Antitrust per superare la complessità del calcolo del valor di rimborso e il potenziale contenzioso a esso legato appare più radicale. L'Antitrust ipotizza infatti di eliminare il riconoscimento del premio al gestore uscente per il primo periodo di affidamento per ATEM che, in base alla regolazione vigente, corrisponde al riconoscimento di un valore di rimborso pari al VIR (Valore Industriale Residuo), nozione ancorata al concetto di costo di ricostruzione a nuovo di un impianto identico a quello esistente. L'idea è quindi quella di applicare fin dal primo periodo ciò che invece dovrebbe valere solo a regime, cioè che il rimborso ai gestori uscenti sia pari al valore del capitale netto investito riconosciuto a fini tariffari, la c.d. RAB. Secondo tale proposta, il valore di rimborso nel primo periodo sarebbe quindi pari al valore della RAB oggi valutata in base al metodo del costo storico rivalutato (valore tendenzialmente più basso del VIR) o comunque si dovrebbe introdurre una definizione standard del premio da riconoscere all'uscente, che sia parametrata alla RAB stessa.

Le proposte di nuovi interventi normativi mirano quindi a fare in modo che i nuovi termini stabiliti per la pubblicazione dei bandi siano rispettati e che gli iter procedurali siano condotti con regolarità, in modo anche da ridurre il rischio di contenzioso, rischio già in effetti realizzatosi visto che sono ancora pendenti giudizi del TAR su alcuni dei decreti e delle delibere fondanti tutta la riforma del settore, nonché su alcuni dei bandi pubblicati. D'altro canto un cambiamento radicale di approccio sulla questione VIR-RAB, uno dei principali ostacoli all'effettiva partenza delle gare su cui si è concentrato molto del lavoro normativo e regolatorio di questi anni, rischia di rallentare e complicare ulteriormente il processo anziché portare ad una sua effettiva semplificazione e accelerazione.

L'evoluzione del settore

Il settore della distribuzione del gas naturale è attualmente caratterizzato dalla presenza di circa 230 operatori che gestiscono il servizio di distribuzione in più di 7,400 località. Alla fine del processo i rapporti concessori saranno ridotti a 175 (uno per ogni ATEM) che faranno capo a un numero di operatori che si attesterà presumibilmente a meno di un terzo di quello attuale. La riduzione della frammentazione, e quindi l'aumento della dimensione media delle imprese, dovrebbe portare vantaggi economici e gestionali e favorire gli investimenti. Anche il meccanismo di gara dovrebbe contribuire alla riduzione dei costi, attraverso appunto la competizione per vincere l'affidamento. Ci si attende quindi dalla riforma un miglioramento dell'efficienza generale del settore.

Un certo grado di riorganizzazione ha in effetti avuto luogo, anche se il processo avviato negli anni immediatamente successivi al Decreto Letta non è stato poi completato, subendo nell'ultimo decennio un forte rallentamento.

A metà degli anni Novanta nel settore della distribuzione gas erano presenti circa 800 operatori, che grazie all'avvio della liberalizzazione del mercato del gas hanno iniziato progressivamente a ridursi passando a circa 250 nel 2007 (figura 1). I driver di tale processo sono stati molteplici:

- Gli obblighi di separazione societaria tra gli esercenti della vendita e i distributori e, soprattutto, gli incentivi all'aggregazione contenuti nel Decreto Letta, che prevedevano la possibilità di prolungare la scadenza della concessione in caso di aggregazione sono tra gli elementi che maggiormente hanno avviato il processo di ristrutturazione del settore.
- Alcuni nuovi entranti nel mercato gas post liberalizzazione, soprattutto di provenienza straniera, hanno puntato a guadagnare quote di mercato attraverso l'acquisizione della base clienti delle società di fornitura detenute da società di distribuzione.
- Strategie di sviluppo attraverso integrazioni orizzontali tra operatori medi e grandi attivi nel settore dell'elettricità e del gas si sono registrate in alcuni casi.
- Rilevanti, anche per descrivere il settore, le strategie di espansione e consolidamento degli operatori pubblici locali nelle aree di loro presenza (tipicamente regionali o sovra provinciali).

LA RIFORMA DELLE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE GAS: I MOLTI PROBLEMI E LE PRIME INIZIATIVE

(continua)

Figura 1. Operatori attivi nella distribuzione per classe dimensionale (numero)

Fonte: AEEGSI

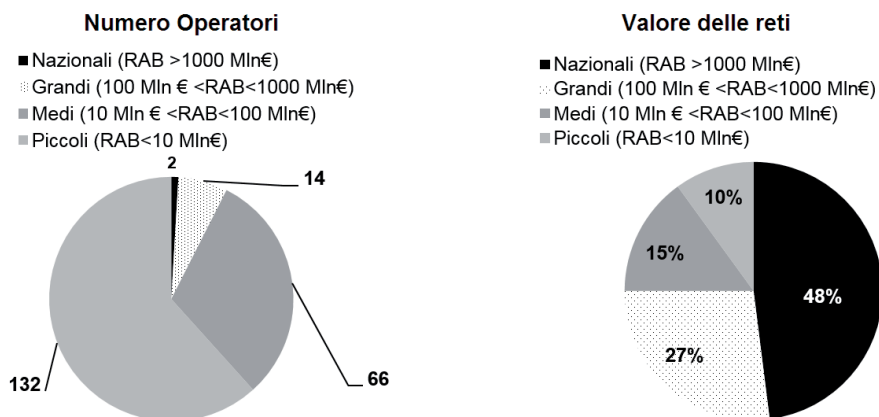
OPERATORI	1996	2007	2014
NUMERO	798	257	227
Molto grandi	2	8	8
Grandi	27	23	22
Medi	281	29	21
Piccoli	488	120	116
Piccolissimi		77	60
N. Concessioni	7.400	7.400	7.400

Le aggregazioni erano state promosse dal Decreto Letta prevedendo che in caso di fusioni, aggregazioni e creazioni di società miste pubblico-private fosse concessa una proroga di uno o due anni rispetto alla data di termine del periodo transitorio (fissata al 31/12/2005), cioè la data in cui dovevano cessare le gestioni affidate senza gara. Tale termine è stato successivamente più volte prorogato, proprio per favorire le attività mirate a ridurre il grado di frammentazione del settore e in particolare la Legge 222/2007 faceva esplicito riferimento alla concessioni di ulteriori proroghe per "incentivare le operazioni di aggregazione". Considerando la flessione del numero di operatori, sembra che tali incentivi abbiano effettivamente favorito la concentrazione delle gestioni. Invece, a partire dal 2007 a oggi, probabilmente complice l'incertezza normativa

e regolatoria circa le future gare per ATEM, il processo di riorganizzazione ha proceduto a un passo molto più lento, nonostante alcuni incentivi alle aggregazioni siano rimasti all'interno del sistema tariffario (come tariffe premianti in caso di crescita del numero dei clienti). Il grado di frammentazione è quindi ancora oggi molto alto: più di un terzo degli operatori gestisce il servizio in un'unica località e più di due terzi di essi lo gestisce in meno di dieci località. Le imprese piccole e piccolissime coprono ancora circa il 75% del totale mentre, se si considerano tutte quelle non soggette a unbundling, si sale all'85%. La frammentazione nasconde tuttavia un elevato grado di concentrazione: i primi 16 operatori detengono infatti circa il 75% del capitale investito (RAB), mentre 132 operatori di dimensioni minori si spartiscono il 10% (figura 2).

Figura 2. Numero di operatori e valore delle reti

Fonte: elaborazioni REF-E



Fonte: elaborazioni REF-E

LA RIFORMA DELLE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE GAS: I MOLTI PROBLEMI E LE PRIME INIZIATIVE (continua)

Anche la composizione societaria del capitale sociale dei distributori non si è modificata sostanzialmente: la proprietà pubblica del capitale rimane ancora la forma predominante, anche se è diminuita nel corso degli anni. Dei circa 800 operatori attivi a metà anni Novanta, poco meno della metà erano gestioni dirette comunali, circa un quinto era rappresentato da aziende pubbliche e società per azioni a

maggioranza pubblica locale e il restante 40% da società per azioni private e assimilabili. (figura 3). Nel 2014 la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da enti pubblici è scesa al 37%, a fronte del 43% nel 2008, mentre le quote detenute da imprese energetiche, pari nel 2014 al 25.6%, sono leggermente aumentate rispetto al 2008, quando contavano per il 20.7%.

Figura 3. Composizione societaria dei distributori

Fonte: AEEGSI

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	1996	2014
Enti pubblici	60%	37%
<i>Gestione comunale</i>	42%	
<i>Aziende pubbliche</i>	14%	
<i>S.P.A. locali</i>	4%	
Società diverse		23%
Imprese energetiche nazionali		14%
Imprese energetiche locali		14%
Persone fisiche		11%
Imprese energetiche estere		1%
Istituti finanziari nazionali		0,1%
TOTALE	100%	100%

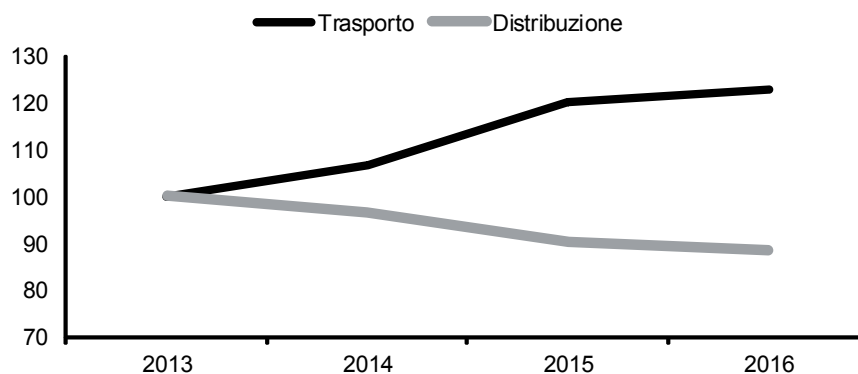
*Società private e assimilabili

Nelle more della attuazione della riforma, che avrebbe dovuto essere realizzata entro 10 anni dal decreto Letta ma che è stata più volte rimandata, la maggior parte delle concessioni è scaduta nel 2012. Fanno eccezione le concessioni affidate tramite gara nel periodo transitorio, la cui validità è confermata fino a scadenza e che quindi rappresenteranno delle enclave in caso in cui la gara di ATEM venga effettuata prima della scadenza (concessioni Post Letta). In questa situazione il primo impatto è senza dubbio quello di una limitazione agli investimenti. Il basso livello degli investimenti è evidenziato dall'andamento della tariffa di distribuzione pagata da un cliente finale tipo (figura 4), che negli ultimi anni risulta

negativo. Il confronto con lo stesso andamento relativo alle reti di trasporto (dove è invece positivo) consente di isolare l'effetto degli investimenti al netto dell'andamento delle variabili esogene (aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale, inflazione, ect). Al netto di queste variabili infatti, le tariffe sono aggiornate in base agli investimenti effettivamente realizzati dalle imprese, opportunamente rivalutati e ammortizzati². Ne deriva che quella che nel breve periodo sembra una buona notizia per i consumatori finali (una tariffa più bassa) potrebbe invece rivelare una situazione di sotto investimenti tali da portare in futuro a ondate di aumenti o a peggioramenti della qualità.

Figura 4. Tariffe di rete gas: andamento (2013=100)

Fonte: elaborazioni REF-E



LA RIFORMA DELLE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE GAS: I MOLTI PROBLEMI E LE PRIME INIZIATIVE (continua)

In questo contesto si è innescata la prima ondata di pubblicazione dei bandi: attorno alla fine del 2015, in coincidenza con la prima scadenza originariamente fissata per l'applicazione delle sanzioni ai comuni concessionari, sono stati infatti pubblicati 15 bandi. Di questi 7 sono in procedura ristretta, e dunque non è strettamente necessaria la pubblicazione di tutti i dati previsti dal bando tipo e la data di scadenza fa riferimento esclusivamente a una manifestazione di interesse non vincolante. In seguito poi alla pubblicazione delle nuove scadenze alcuni di questi bandi sono stati sospesi. Tra quelli pubblicati con procedura aperta, e quindi per i quali si dovrebbe essere effettivamente innescata la fase di gara vera e propria, solo 3 hanno a oggi ricevuto la validazione da parte dell'Autorità per l'energia. Questa è chiamata a verificare la congruità del bando con lo schema tipo pubblicato dal Ministero. Anche se il parere dell'Autorità non è strettamente vincolante a norma di legge per la stazione appaltante, tuttavia esistono una serie di meccanismi che lo rendono di fatto necessario. In primo luogo in assenza del vaglio dell'Autorità per l'energia è prevedibile un tasso di successo di eventuale contenziosi superiore a quello degli ATEM che invece si sono garantiti il benessere dell'Autorità di settore. Inoltre è l'Autorità di regolazione stessa ad aver rafforzato la sua posizione, chiarendo in un recente intervento che gli investimenti realizzati dai gestori vincitori di procedure non verificate dall'Autorità potrebbero non essere riconosciuti a fini tariffari. Infatti la verifica di congruità dovrebbe anche garantire che gli investimenti richiesti dalla stazione appaltante ai nuovi gestori siano stati sottoposti a preventiva analisi costi benefici. In altre parole l'Autorità si è eletta a organismo di controllo rispetto al rischio di sovra-investimenti a cui il meccanismo di gara competitiva potrebbe portare.

Alla luce di queste considerazioni dei 15 bandi pubblicati solo uno ha attualmente completato per intero l'iter procedurale, ed è quello per l'ATEM Milano 1, in relazione al quale tuttavia la scadenza per la presentazione delle offerte è stata recentemente rinviata da giugno a ottobre 2016. In molti casi la procedura è stata bloccata, mentre su molti si è aperto un contenzioso di fronte alla giustizia amministrativa, i cui termini non sono peraltro sempre noti. Per l'ATEM Udine 1 si è già conclusa la fase di manifestazione di interesse, mentre a fine maggio scade il termine per la presentazione delle offerte per l'ATEM Cremona 2 e 3, ma con molte incertezze per eventuali partecipanti: oltre a essere stato presentato ricorso alla giustizia amministrativa contro l'accorpamento in un'unica procedura di due concessioni, il bando non risulta ancora inviato all'Autorità per l'energia.

Le prime operazioni

L'analisi dei dati principali relativi ai bandi pubblicati rivela una situazione di elevata eterogeneità, con caratteristiche distintive molto diversificate, sia per quanto riguarda i dati che descrivono la struttura delle reti che si vanno a mettere a gara,

sia in relazione ai costi di partecipazione alle gare stesse.

Tra i principali parametri in grado di determinare l'appetibilità dei diversi ATEM se ne possono individuare almeno due.

- **Aspetti finanziari.** Sebbene sia previsto che il valore delle reti messe a gara, che dovrà essere rimborsato dal gestore aggiudicatario al gestore uscente, sarà poi riconosciuto nella base regolatoria per la definizione delle tariffe, esso (in termini assoluti e per punto di prelievo) è una misura dello sforzo finanziario che il gestore entrante deve supportare. Le barriere finanziarie sia esplicite (è richiesta comprovata capacità finanziaria per l'accesso alla gara attraverso il rilascio di opportune fidejussioni) sia implicite (effettiva capacità di accesso ai capitali necessari) sono considerate tra i maggiori ostacoli, laddove nel complesso le operazioni legate alle gare potrebbero comportare il passaggio di proprietà di un ammontare stimato tra i 5 e i 10 miliardi di Euro, a cui devono aggiungersi gli impegni per investimenti di entità ad oggi non calcolabile. Per poter aggiudicarsi le gare infatti i gestori dovranno impegnarsi a realizzare (e possibilmente migliorare) il piano di investimenti proposto dalla stazione appaltante. In questo contesto è possibile che gli ATEM di dimensioni minori (o che presentano un valore per singolo punto di prelievo più contenuto) siano in grado di attrarre un maggior numero di competitor. La barriera finanziaria iniziale può essere mitigata dalla presenza di concessioni Post Letta. Infatti il gestore subentrante corrisponderà il valore di rimborso al gestore uscente nel momento in cui effettivamente subentrerà nella gestione e in questo caso ciò si potrebbe verificare anche diversi anni dopo l'affidamento dell'ATEM. Tuttavia, una quota elevata di concessioni Post Letta può al contempo rendere l'ATEM poco appetibile, in quanto la presenza di ampie parti del territorio escluse dalla gestione potrebbe impedire al nuovo operatore di sfruttare appieno le economie di scala.

- **Quote di mercato.** Il grado di concentrazione, basato sulla quota di mercato dell'operatore principale tra quelli già presenti nell'ATEM o in quelli limitrofi, è molto rilevante. La presenza nell'ATEM è considerata una delle variabili in grado di garantire maggiore vantaggio nell'affrontare la gara, proprio per la conoscenza del territorio che può facilitare la realizzazione del piano di sviluppo e minimizzare lo sforzo finanziario e gestionale per subentrare nella nuova gestione. In generale si ritiene che una quota di mercato superiore al 50% sia in grado di garantire un vantaggio competitivo quasi insormontabile per i competitor potenziali, anche se un cambiamento di gestione anche in queste circostanze non può essere escluso. In 4 ATEM tra quelli che hanno già aperto le procedure di gara (Torino 2, Venezia 1, Milano 1 e Udine 2) la quota del primo operatore è addirittura superiore al 90%. Tuttavia, se l'ATEM è considerato di interesse strategico per le maggiori imprese di distribuzione a livello nazionale, competitor più piccoli possono essere scoraggiati a partecipare anche in presenza di livelli di frammentazione di partenza superiori.

LA RIFORMA DELLE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE GAS: I MOLTI PROBLEMI E LE PRIME INIZIATIVE

La decisione di partecipare o meno alla gare è ovviamente soggettiva per i diversi operatori e dipende da una molteplicità di fattori economici, finanziari e strategici. Tuttavia, a partire dalle caratteristiche illustrate, gli ambiti con procedure di gara avviate presentano caratteristiche che permettono di inserirli tra quelli per cui ci si aspetta un livello di contendibilità inferiore.

Il numero di bandi avviati rispetto a quelli vicini a scadenza è irrisorio. Lo stesso può dirsi dell'attività che ci si potrebbe aspettare in relazione alla necessità per alcuni operatori, che per dimensione o per altri motivi (ad esempio elevata frammentazione delle località possedute in diversi ATEM) possono affrontare le gare solo grazie a alleanze che consentono una maggiore probabilità di vittoria. Rientrano tra queste le fusioni e/o acquisizioni tra operatori, le costituzioni consorzi esplicitamente creati per la partecipazione ad una specifica gara, e altri tipi di operazioni. In questo ambito inizia tuttavia a registrarsi un certo fermento, che potrebbe quindi portare alcune novità nel settore, in alcuni casi rilevanti.

Tra le operazioni già chiuse, la Joint Venture tra Erogasmet (un operatore del Nord Italia) e la Giapponese Osaka Gas, chiusa a dicembre 2015, rappresenta un interessante esempio di un operatore straniero, a vocazione peraltro industriale, entrato in Italia proprio per supportare finanziariamente un distributore nella partecipazione alle gare.

Tra le operazioni in via di chiusura risaltano quelle legate alla necessità per le ex-municipalizzate di consolidare la posizione a livello locale: Iren porterà la sua quota in ATENA (municipalizzata di Vercelli) al 60%, mentre A2A aumenterà al 51% la partecipazione in Linea Group Holding, nata dalla fusione delle municipalizzate Cremona, Pavia, Lodi, Rovato e Crema. Hanno invece lanciato operazioni e/o richieste di manifestazione di interesse per la ricerca di partner almeno altri 6 operatori variamente dislocati sul territorio italiano.

Un ultimo aspetto riguarda le frazioni di rete possedute direttamente dai Comuni, anche se gestite da operatori indipendenti come indicato dalla normativa. Le reti per il trasporto gas di proprietà pubblica, in quanto beni patrimoniali indisponibili ancorché da uno specifico vincolo di destinazione all'uso pubblico, sono alienabili a soggetti privati e il Ministero per lo Sviluppo Economico ha indicato proprio le gare d'ambito come la sede più opportuna per l'eventuale. Potrebbe essere questa una occasione per fare ordine in un regime che vede molte casistiche anche differenziate di coesistenza tra proprietà pubblica e gestione privata, consentendo ai comuni di realizzare gli investimenti fatti in periodi in cui la metanizzazione era un obiettivo di interesse pubblico, che oggi si può ritenere generalmente realizzato e in cui l'intervento diretto non è più giustificato. Anche in questo caso tuttavia sono sorte delle complicazioni, in quanto

le indicazioni ministeriali sono orientate a valorizzare la rete pubblica in maniera differente rispetto a quelle private. Se infatti per le prime il valore di rimborso viene calcolato con il metodo del valore residuo (VIR), per non creare nuovi oneri a carico dei clienti finali in termini di aumento delle tariffe la valorizzazione delle reti pubbliche non potrà in ogni caso superare il valore riconosciuto a fini tariffari, normalmente inferiore in quanto basato sul costo storico rivalutato. Le proteste dei comuni non hanno finora portato a rivedere questa posizione. In questo contesto ci si potrebbe aspettare una attività di alienazione delle reti pubbliche antecedente alle gare, in cerca di valorizzazioni superiori. Le operazioni rese note non sono tuttavia molte, anche se anche in questo caso sembra di poter affermare che ci sono segnali di una accelerazione: la rete del Comune di Offida (marche) è stata recentemente acquisita da Centria, mentre sono in vendita al momento in cui si scrive le reti di proprietà dei comuni di Spoleto e Lecco, per un valore complessivo di circa 35 milioni di Euro. Queste acquisizioni potrebbero ulteriormente complicare lo svolgimento delle gare di ATEM: i nuovi gestori, se diversi dai proprietari, dovranno devolvere la parte della tariffa destinata alla remunerazione del capitale (36% in media) ai proprietari stessi.

Nota metodologica

Gruppo di gara: 1 - luglio 2015; 2 - luglio /ottobre 2015; 3 - settembre/dicembre 2015; 4 - novembre 2015/febbraio 2016; 5 marzo /giugno 2016; 6 settembre/dicembre 2016; 7 novembre 2016/febbraio 2017; 8 - febbraio 2017

Densità: ALTA > 0.12 PDR/m; MEDIA 0.07 - 0.12 PDR/m; BASSA < 0.07 PDR/m

Delta VIR/RAB: calcolato in base alle informazioni riportate nei bandi

Il grado di concorrenzialità è indicativo, calcolato su dati oggettivi e pubblicamente disponibili. La gradazione indica un grado di concorrenzialità da minimo (blu chiaro) a massimo (colore scuro). La valutazione è frutto della stima indipendente di REF-E e non rappresenta in alcun modo una previsione sul comportamento delle imprese nelle gare né di andamento delle stesse. REF-E declina ogni responsabilità in merito all'utilizzo delle informazioni riportate.

Frammentazione: rileva il grado di concentrazione basato sulla quota di mercato dell'operatore principale

Dimensione: rileva la dimensione dell'ATEM. Piccoli: < 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: > 300,000

Post Letta: rileva la presenza di enclaves con scadenza superiore al 2020.

Grandi operatori: rileva se l'ATEM può essere considerato di interesse strategico per le maggiori imprese di distribuzione a livello nazionale.

¹ Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26 febbraio 2016, legge 25 febbraio 2016, n. 21 di conversione del decreto-legge 30 dicembre 2015, n. 210, articolo 3

² Alcune differenze possono essere spiegate anche da diverso regime di incentivazione ai nuovi investimenti

Novità normative di settore

A cura del GME

■ **DCO AEEGSI 1 aprile 2016**
167/2016/R/gas | "Attribuzione al Sistema informativo integrato dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del settlement, con riferimento ai punti di prelievo elettrici trattati su base oraria" | **pubblicato l'1 aprile 2016** | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/16/167-16.pdf>

Con il DCO in oggetto, l'AEEGSI illustra i propri orientamenti in relazione all'attribuzione al SII (Sistema Informativo Integrato) dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del settlement, attualmente svolta dalle imprese distributrici, per la parte relativa ai punti di prelievo trattati su base oraria.

In particolare, l'orientamento dell'Autorità è quello di prevedere che, pur mantenendo la responsabilità dell'attività di aggregazione in capo a Terna, quest'ultima debba avvalersi del SII, con riferimento ai punti di prelievo trattati orari, sia per le attività inerenti le sessioni di settlement mensile, sia per le attività relative alle rettifiche ai dati di misura (rettifiche di settlement e rettifiche tardive).

Nel rappresentare le proprie proposte, il Regolatore evidenzia come l'attribuzione al SII della predetta attività di aggregazione consentirà di ottenere:

- miglioramenti gestionali derivanti dallo svolgimento di tale attività a livello centralizzato e omogeneo per tutti punti di prelievo, con i vantaggi che ne conseguono anche per Terna, in qualità di responsabile del servizio, che si troverà ad interfacciarsi con un unico interlocutore;
- risparmi economici conseguenti alla revisione dei corrispettivi previsti per lo svolgimento di tale attività e della regolazione incentivante dell'aggregazione delle misure. Al riguardo, l'AEEGSI evidenzia, infatti, come l'attribuzione dell'attività di aggregazione delle misure orarie al SII consentirebbe di eliminare i corrispettivi previsti a carico degli utenti del dispacciamento, per la quota parte relativa ai punti di prelievo trattati su base oraria, nonché di superare la correlata regolazione incentivante, in considerazione del fatto che l'aggregazione dei dati di misura orari ai fini del settlement verrebbe effettuata dal SII sulla base degli stessi dati messi a disposizione dalle imprese distributrici ai fini del trasporto. L'importo dei risparmi stimato dall'AEEGSI è all'incirca pari al totale dei costi di implementazione e funzionamento del SII sostenuti nel 2015.

Relativamente alle modalità di implementazione e all'entrata in vigore delle misure illustrate nel DCO de quo, l'Autorità ritiene opportuno:

- prevedere una fase in cui il SII svolga l'attività di aggregazione delle misure orarie parallelamente alle imprese distributrici al fine di accertare la piena affidabilità del Sistema prima di assegnare carattere di ufficialità ai dati di misura aggregati trasmessi dal SII a Terna;
- che l'aggregazione effettuata dal SII abbia carattere di ufficialità a partire dai dati di competenza di gennaio

2017, limitando, quindi, il parallelo gestionale, di cui sopra, all'ultimo trimestre del 2016. Ciò in considerazione del fatto che le simulazioni effettuate nel corso del 2015 per testare la correttezza dell'algoritmo di aggregazione utilizzato dal SII e per verificare, quindi, la coerenza tra i dati aggregati prodotti dal Sistema e quelli trasmessi dalle imprese distributrici hanno avuto esito positivo e consentito, in alcuni casi, di intervenire per rettificare alcuni errori commessi dalle imprese distributrici nello svolgimento dell'attività di aggregazione.

I soggetti interessati a formulare osservazioni in merito al DCO in oggetto potranno farle pervenire all'Autorità, secondo le modalità dalla stessa indicate nel documento, entro e non oltre il 2 maggio 2016. L'AEEGSI, al riguardo, ricorda 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** | "Prezzo medio Delibera AEEGSI n. 300/05" | **pubblicato il 18 aprile 2016** | **Download**
http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documents/20160406indice_aeeg%20300.05_marzo%202016.pdf

Con il comunicato in oggetto, il GME ha pubblicato, per il mese di marzo 2016, il valore del parametro PUNop, di cui all'Art. 5.2 della Delibera dell'AEEGSI n.300/05, il quale è risultato pari a 33,43 €/MWh.

■ **Comunicato del GME** | "Nuova piattaforma di fatturazione Setservice" | **pubblicato il 28 aprile 2016** | **Download**
<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=261>

Con il comunicato in oggetto il GME ha informato gli operatori del mercato elettrico e del mercato del GAS che, a far data dal 28 aprile 2016, è disponibile la nuova piattaforma di fatturazione di esercizio con le seguenti modalità:

- Link di accesso al portale: <https://setservice.ipex.it>;
- Link di accesso al Web Service: https://setservice.ipex.it/MeSTView_WS/MestView_Service.aspx;
- Credenziali: l'accesso alla piattaforma, per gli utenti che risulteranno già registrati sull'attuale piattaforma <https://settlement.ipex.it> alla data 26 aprile 2016, potrà avvenire con le medesime credenziali del predetto sistema. Gli utenti ancora non abilitati potranno invece richiedere l'accesso utilizzando la relativa funzionalità descritta nel manuale utente; In particolare, il GME ha reso noto che dal:
 - 1° maggio, nel rispetto delle tempistiche dettate dalle relative DTF, il GME utilizzerà la nuova piattaforma <https://setservice.ipex.it> per i cicli di fatturazione relativi alle partite economiche del mercato elettrico e corrispettivi variabili, del corrispettivo fisso annuo del mercato elettrico e della PDR, con riferimento alle competenze a partire dal mese di aprile;
 - 1° giugno, nel rispetto delle tempistiche dettate dalle

Novità normative di settore

(continua)

relative DTF, il GME utilizzerà la nuova piattaforma <https://setservice.ipex.it> per i cicli di fatturazione relativi alle partite economiche del mercato del GAS e corrispettivi variabili, con riferimento alle competenze a partire dal mese di maggio;

□ 1° luglio il GME utilizzerà la nuova piattaforma <https://setservice.ipex.it> anche per i cicli di fatturazione dei mercati ambientali, con riferimento alle liquidazioni del mese di luglio e dei mesi successivi, secondo le tempistiche dettate dalle relative DTF.

Proseguendo nel comunicato, il GME ha riportato, infine, il dettaglio delle operazioni che verranno gestite sull'attuale piattaforma <https://settlement.ipex.it> fino al mese di giugno incluso:

□ Mercato Elettrico e GAS:

o Fatturazione attiva e passiva del mercato elettrico di competenza del mese di marzo;

o Fatturazione attiva e passiva del mercato del GAS di competenza del mese di aprile;

o Saldo a regolare e corrispettivi riferiti al mese di marzo per il mercato elettrico e al mese di aprile per il mercato del gas;

□ Mercato Ambientali:

o Fatturazione attiva e passiva e corrispettivi, con riferimento alle competenze fino al mese di giugno.

Da ultimo, il GME ha precisato che l'attuale piattaforma <https://settlement.ipex.it> sarà disponibile in consultazione fino al 31 dicembre 2017.

■ **Comunicato del GME | “Mercato TEE – incremento del numero di sessioni nel mese di maggio” | pubblicato il 2 maggio 2016 | Download**
<http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=262>

Il GME, in vista della data ultima per ottemperare all'obbligo annuale di consegna dei Titoli di Efficienza Energetica da parte dei distributori di energia elettrica e gas, limitatamente al mese di maggio, ha comunicato l'incremento del numero di sessioni di Mercato, con il seguente calendario: 3, 10, 17, 19, 24, 26, 31.

GAS

■ **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'8 aprile 2016 | Download**
[http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20160406%20prezzomedio%20art.3%20c.1%20lettera%20b\)%20marzo%202016.pdf](http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20160406%20prezzomedio%20art.3%20c.1%20lettera%20b)%20marzo%202016.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 marzo 2016, 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 13,732 €/MWh.

■ **Delibera 1 aprile 2016 166/2016/R/gas | “Modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017” | pubblicata l'1 aprile 2016 | Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/16/166-16.pdf>

Facendo seguito al DCO 61/2016/R/gas del 18 febbraio 2016, recante “Determinazioni delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (CMEM) e delle attività connesse (CCR), per il periodo compreso tra il 1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017” (cfr. Newsletter GME n. 91/2016), l'AEEGSI, tenuto anche conto di quanto emerso in esito a tale processo consultivo, con il provvedimento in oggetto, ha deliberato:

a) con riferimento alla componente C_{MEM} :

□ per quanto attiene all'elemento $P_{FOR,t}$, di confermare le attuali modalità di calcolo, mantenendo il riferimento alle quotazioni del gas naturale sul mercato TFF;

□ per quanto concerne invece gli elementi Q_{Tint} , Q_{TPSV} e Q_{TMCV} (costi relativi alla logistica nazionale e internazionale dal TTF fino al PSV di: (i) mantenere l'attuale valore dell'elemento Q_{Tint} a copertura dei costi di natura infrastrutturale sostenuti fino all'immissione del gas in Rete Nazionale, nonché di quelli per il servizio di stoccaggio strategico; (ii) mantenere, per l'elemento Q_{TPSV} a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV, l'aggiornamento annuale sulla base delle tariffe di trasporto approvate dall'Autorità; (iii) confermare le modalità di calcolo dell'elemento Q_{TMCV} a copertura degli elementi di maggiorazione del corrispettivo variabile CV, tenuto conto che tale elemento comprende le componenti C^{VFG} e ϕ , il cui aggiornamento è previsto con almeno due trimestri di anticipo.

b) con riferimento, invece, alla componente CCR, di:

□ confermare le modalità di quantificazione adottate per la sua determinazione nel precedente anno termico;

□ aggiornare il valore del rischio livello (rischio relativo alla variazione del livello dei volumi forniti in esito, ad esempio, all'uscita dei clienti dal servizio di tutela) in considerazione di un tasso atteso di uscita dal servizio di tutela superiore a quanto rilevato in passato, ipotizzando conseguentemente una variazione della quantità di gas fornito pari al 10%;

□ aggiornare il valore del rischio pro-die (rischio relativo alle attuali modalità di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione ai clienti finali) per tener conto della diversa quantificazione stagionale della componente tariffaria C_{RVOS} ;

Novità normative di settore

□ confermare, per quanto concerne la quantificazione del rischio profilo (rischio relativo al differenziale giornaliero, a parità di volumi complessivi, tra i volumi prelevati e i volumi (piatti) implicitamente assunti per il calcolo della componente $C_{MEM,t}$) e del rischio eventi climatici invernali (rischio relativo alla variazione del livello dei volumi forniti in esito al verificarsi di temperature invernali particolarmente rigide o particolarmente miti), il loro adeguamento in funzione dell'esito delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio in maniera analoga a quanto previsto per l'anno termico 2015-2016.

Nell'ambito del medesimo provvedimento, l'Autorità, al fine di limitare possibili oscillazioni di prezzo nel trimestre antecedente la cessazione del servizio di tutela, ha altresì deliberato di estendere di un trimestre (i.e.: 1 ottobre – 31 dicembre 2017), l'applicazione della componente GRAD (componente per la gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela), prevista per l'anno termico 2016-2017 (ultimo periodo di implementazione), modulandola, nel periodo 1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017, al fine di mantenere invariato il gettito atteso.

Conseguentemente, l'AEEGSI ha disposto la pubblicazione, sul proprio sito internet, oltre che del presente provvedimento anche del TIVG, come risultante dalle modifiche apportate da detto provvedimento.

■ **Delibera 1 aprile 2016 165/2016/R/gas** | “Approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio della società Stogit S.p.a.” | pubblicata il 4 aprile 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/16/165-16.pdf>

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEGSI ha approvato, per quanto di sua competenza, la proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio formulata da Stogit in materia di modifica del processo di contrattualizzazione, a valle dei suggerimenti ricevuti nell'ambito dell'indagine annuale di Customer Satisfaction dalla stessa effettuata.

Nel deliberare l'approvazione, il Regolatore ha evidenziato, nelle premesse del provvedimento de quo, che tale proposta di aggiornamento:

□ modifica ed integra il codice di stoccaggio, con l'annessa documentazione contrattuale, in linea con lo schema già adottato per il trasporto del gas naturale al fine armonizzarne i processi di contrattualizzazione;

□ semplifica il processo di contrattualizzazione con effetti positivi anche sull'onerosità di gestione delle garanzie da parte degli utenti dello stoccaggio.

Conseguentemente, l'AEEGSI ha disposto di pubblicare sul proprio sito internet il presente provvedimento, nonché la versione aggiornata del codice di stoccaggio, trasmesso da Stogit, come risultante dalle modifiche approvate con la deliberazione de qua.

■ **Delibera 21 aprile 2016 193/2016/R/gas** | “Disposizioni in materia di conferimento delle capacità di stoccaggio su base mensile o inferiore e meccanismi di gestione delle congestioni contrattuali nell'utilizzo della capacità dello stoccaggio” | pubblicata il 22 aprile 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/16/193-16.pdf>

L'AEEGSI, facendo seguito a quanto prospettato nel documento di consultazione 30/2016/R/gas, con il provvedimento in oggetto, ha introdotto e disciplinato due meccanismi per la gestione delle congestioni contrattuali nell'utilizzo della capacità di stoccaggio, ritenuti necessari in vista dell'avvio del nuovo regime di bilanciamento. In particolare, il Regolatore ha previsto l'introduzione dei due seguenti meccanismi:

- un mercato day-ahead per il conferimento della capacità continua e interrompibile;
- l'overnomination dello stoccaggio da parte degli utenti nel corso del giorno gas.

In sintesi, con riferimento al mercato day-ahead, l'AEEGSI ha previsto - per il conferimento delle capacità di stoccaggio su base mensile, settimanale e giornaliera - una struttura di mercato articolata in due sessioni successive gestite dalle imprese di stoccaggio, secondo il modello delle aste a prezzo marginale. Nella prima sessione saranno offerte dall'impresa di stoccaggio: (i) per il conferimento mensile e settimanale, la capacità primaria e la capacità secondaria eventualmente resa disponibile dagli utenti; (ii) per il conferimento giornaliero, la capacità primaria, la capacità secondaria eventualmente resa disponibile dagli utenti, la capacità in anticipo e la capacità non altrimenti utilizzabile. Le capacità offerte nella seconda sessione saranno le capacità interrompibili di erogazione e iniezione disponibili, determinate dall'impresa di stoccaggio secondo criteri definiti nel codice di stoccaggio che tengano conto delle capacità programmate e di quelle allocate nella precedente sessione.

Per quanto concerne, invece, il meccanismo dell'overnomination, l'Autorità ha previsto che nel corso del giorno gas l'impresa di stoccaggio accetti le rinomine degli utenti formulate anche oltre i propri limiti contrattuali, fin tanto che la rinomina complessiva degli utenti sia compatibile con il limite di rinomina del sistema. Nel deliberare quanto in oggetto, il Regolatore ha disposto che:

a) le previsioni di cui al provvedimento de quo acquistino efficacia ad una data definita con successivo provvedimento nell'ambito del procedimento di riforma del sistema di bilanciamento del gas naturale ai fini dell'attuazione del Regolamento UE 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014.

b) entro 45 giorni dalla data del provvedimento in oggetto, le imprese di stoccaggio predispongano e trasmettano all'AEEGSI le proposte di modifica dei propri codici di rete nelle quali andranno definite le modalità applicative in materia di: i) orari di svolgimento delle sessioni di mercato; ii) criteri di accettazione delle rinomine nel caso in cui la loro somma superi

Novità normative di settore

il limite di rinomina del sistema, sottoponendo a consultazione i possibili meccanismi di interruzione quali il pro-quota, il first-come-first-served e il merito economico;

c) nella definizione delle proposte di cui alla precedente lettera b), le imprese di stoccaggio individuino eventuali criticità implementative e indichino, qualora ritenuto opportuno, modalità transitorie di applicazione.

■ **Comunicato del GME | “Nuova piattaforma di fatturazione Setservice” | pubblicato il 28 aprile 2016 | Download**
<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=261>

(cfr. News, di pari oggetto, riportata nella precedente sezione)

■ **Delibera 28 aprile 2016 204/2016/R/gas | “Approvazione di una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas S.p.a.” | pubblicata il 29 aprile 2016 | Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/16/204-16.pdf>

Con il Provvedimento in oggetto, l’Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del codice di rete predisposta da Snam Rete Gas in adempimento di quanto disposto dall’AEEGSI con precedente Deliberazione 46/2015/R/GAS recante Direttive per le connessioni impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi, le quali, in particolare, dispongono:

- all’articolo 21, comma 4, che nel caso di immissione in rete mediante utilizzo di carro bombolaio, il responsabile dell’installazione e manutenzione dei sistemi di misura della quantità e della qualità di biometano nel punto di immissione è il gestore di rete;

- all’articolo 42, comma 1, che il gestore di rete è tenuto a rendere disponibili i dati di misura rilevati nel punto di immissione in rete al Gestore dei Servizi Energetici SpA (GSE), entro il giorno 10 del mese successivo a quello a cui si riferiscono i medesimi dati.

Nel disporre l’approvazione della proposta di aggiornamento del codice di rete, ritenuta conforme alle disposizioni della richiamata delibera 46/2015/R/gas, l’Autorità ha, altresì, disposto di pubblicare il provvedimento de quo e la versione aggiornata del codice di rete sul sito internet della stessa Autorità.

REMIT

■ **Comunicato del GME | “Pubblicazione della nuovo modello di contratto standard per la piattaforma PDR e “go-live” della seconda fase di data reporting - (7 aprile 2016)” | pubblicato il 7 aprile 2016 | Download**
<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=257>

Il GME, facendo seguito a quanto rappresentato nel precedente

comunicato del 21 marzo 2016, ha reso noto agli operatori interessati di aver pubblicato la versione aggiornata del contratto PDR (Piattaforma Data Reporting), efficace a far data dal 7 aprile 2016, ad integrale sostituzione della versione precedentemente pubblicata sul proprio sito internet. Nell’ambito del comunicato de quo, il GME ha inoltre ricordato che a partire dal 7 aprile 2016 decorrere l’obbligo di reporting relativamente ai contratti non standard ed ai contratti di capacità di trasporto di energia elettrica e/o di gas naturale conclusi sui mercati secondari, ai sensi di quanto previsto dal Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 del 17 dicembre 2014 (Implementing Acts).

Con specifico riferimento alle modifiche introdotte nel contratto PDR, il GME ha fatto presente che, qualora gli operatori PDR non intendano accettare le predette modifiche gli stessi avranno facoltà di recedere dal contratto PDR, inviando apposita comunicazione al GME secondo le modalità indicate nel contratto medesimo entro i 15 giorni successivi dalla data di pubblicazione delle modifiche contrattuali (i.e. 7 aprile 2016), precisando che: (i) nel caso in cui l’operatore non abbia comunicato al GME il proprio intendimento di recedere dal contratto entro il predetto termine, le modifiche si intenderanno tacitamente accettate; (ii) l’eventuale utilizzo del Servizio da parte del Contraente in pendenza del predetto termine si intenderà quale accettazione implicita delle modifiche.

A completamento, il GME ha inoltre evidenziato che gli operatori della PDR non sono tenuti a sottoscrivere la nuova versione del contratto e, per effetto delle modifiche intervenute nel contratto stesso, dovranno completare il nuovo set informativo richiesto (codice fiscale dello user o numero di passaporto dello stesso solo qualora tale soggetto non sia cittadino italiano), inviando al GME un’apposita comunicazione sottoscritta dal soggetto munito dei poteri di rappresentanza della società, secondo le modalità previste all’articolo 10.6 del contratto PDR.

■ **Comunicato del GME | “REMIT data reporting: avvio della seconda fase di backloading” | pubblicato il 20 aprile 2016 | Download**
<http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=260>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, a decorrere dal 26 aprile 2016 e fino al 2 maggio 2016, gli operatori della PDR potranno effettuare i test di caricamento e invio del proprio Report di backloading relativamente ai contratti standard conclusi al di fuori dei mercati organizzati e di quelli non standard stipulati in data antecedente al 7 Aprile 2016, ma con consegna successiva a tale data. Tali test potranno essere effettuati attraverso la Piattaforma Data Reporting di test (PDR test), secondo le modalità ivi descritte, disponibile al link <https://propepdr.ipex.it>.

Sempre con il medesimo comunicato, il GME ha reso noto che a decorrere dal 5 maggio 2016 sarà, invece, possibile caricare direttamente sulla piattaforma PDR e conseguentemente inviare ad ACER i Report di backloading, secondo le modalità

Novità normative di settore

descritte nel Manuale Utente PDR.

Al riguardo, il GME ha fatto presente che, per quanto attiene il backloading dei contratti standard conclusi al di fuori dei mercati organizzati e di quelli non standard, ai sensi dell'art.7 degli Implementing Acts, il termine finale per l'invio dei relativi Report ad ACER è il 6 luglio 2016.

■ **Comunicato del GME | “Nuova piattaforma di fatturazione Setservice” | pubblicato il 28 aprile 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=261>**

(cfr. News, di pari oggetto, riportata nella precedente sezione)

OIL

■ **Comunicato del GME | “Riapertura temporanea PDC-Oil: comunicazione dati capacità anno 2015 – soggetti inadempienti” | pubblicato il 14 aprile 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=258>**

Facendo seguito a quanto previsto dal Ministero dello Sviluppo Economico nella Circolare n. 0010495 del 13/04/2016, il GME ha comunicato che i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione dei dati di cui all'articolo 21, comma 2, del d.lgs. 249/2012 che non abbiano provveduto - entro il termine del 31 marzo 2016 - ad inviare i dati relativi alla capacità logistica dei propri depositi riferiti al 31 dicembre 2015, potranno accedere alla PDC-Oil per l'invio dei predetti dati esclusivamente nel periodo compreso tra il 16 maggio ed il 28 maggio 2016.

A tal fine, nel periodo indicato, la PDC-oil sarà operativa dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30.

Nel medesimo comunicato, il GME ha richiamato, in dettaglio, a beneficio dei soggetti interessati, le modalità di accesso alla PDC-Oil.



Gli appuntamenti

17 maggio

Incontro con gli operatori: Quotazione di nuovi prodotti sul Mercato Elettrico

Roma, Italia

Organizzatore: GME

www.mercatoelettrico.org

16-17 maggio

12th Annual Getenergy Global 2016

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Getenergy

www.getenergyevent.com

17 maggio

Forum energia nell'arco alpino 2016

Bolzano, Italia

Organizzatore: Forum europeo di Alpbach e dal Dipartimento provinciale sviluppo del territorio, ambiente e energia

www.alpbach.org

18 maggio

8ª Giornata sull'efficienza energetica nelle industrie

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione Megalia, in collaborazione con Assolombarda Confindustria Milano Monza e Brianza

www.megaliafoundation.it

18-20 maggio

Science and Engineering for reliable energy - REMOO 2016

Budva, Montenegro

Organizzatore: Renecon

<http://www.remo.eu>

18-20 maggio

Fare i conti con l'ambiente

Ravenna, Italia

Organizzatore: Labelab

<http://www.labelab.it/ravenna2016/>

23-25 maggio

SUM 2016 - 3rd Symposium on Urban Mining

Bergamo, Italia

Organizzatore: IWWG

<http://urbanmining.it>

24 maggio

Effetti della COP21 di Parigi sulla politica energetica italiana

Roma, Italia

Organizzatore: Assorinnovabili

www.assorinnovabili.it

24-26 maggio

FORUM PA 2016

Roma, Italia

www.forumpa.it

25-27 maggio

Mediterranean Oil & Gas Summit

Roma, Italia

Organizzatore: IRN

<http://www.medoilgassummit.com/>

25-27 maggio

ICERE 2016 International Conference on Environment and Renewable Energy

Monaco, Germania

Organizzatore: ISJ

<http://energy.conference-site.com/>

25-27 maggio

Carbon Expo

Colonia, Germania

Organizzatore: Koelnmesse

<http://www.carbonexpo.com/CARBON-EXPO/index.php>

25-28 maggio

Alternative fuels conferences & world fair 2016

Bologna, Italia

Organizzatore: AltFuels Communication Group

www.altfuels2016.com

26 maggio

FORUM - Dissesto idrogeologico: le infrastrutture come telaio diagnostico per monitorare il territorio

Roma, Italia

Organizzatore: CESI in collaborazione con #italiasicura

www.italiasicura.it

26 maggio

Oltre la tutela: diritti del consumatore e Sviluppo del mercato

Roma, Italia

Organizzatore: Energia Concorrente - Aiden

www.energiaconcorrente.it

26 – 28 maggio

Conferenza e fiera mondiale dei combustibili alternativi

Bologna, Italia

Organizzatore: AltFuels Communication Group

www.altfuels2016.com

27 – 29 maggio

5° Festival dell'Ambiente

Bergamo, Italia

Organizzatore: Associazione Festival dell'Ambiente

<http://www.associazionefestivaldellambiente.it/>

30-31 maggio

11th International Energy Conference 2016

Tehran, Iran

Organizzatore: WEC

<http://www.irannec.com>

5-9 giugno

International Academic Business Conference in Venice

Venezia, Italia

Organizzatore: The Clute Institute

<http://www.cluteinstitute.com>

6 – 8 giugno

18ª edizione Fotonica 2016

Roma, Italia

Organizzatore: AEIT e AICT, in collaborazione con ENEA,

Università Sapienza

www.fotonica2016.it

8 giugno

Energy Management Conference

Milano, Italia

Organizzatore: Soiel International con il patrocinio di Anie Energia,

Assorinnovabili, Enea

<http://www.soiel.it>

8-10 giugno

Environmental Impact 2016

Valencia, Spagna

Organizzatore: Wessex Institute, UK; Universitat Politècnica de

València, Spain

<http://www.wessex.ac.uk>

13-14 giugno

Energy Data Management Performance Excellence

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: Marcus Evans

<http://bit.ly/21JUBzB>

14-17 giugno

16th Advanced Automotive Battery Conference

Detroit, MI, Usa

Organizzatore: EnerTech

<http://advancedautobat.com/us>

15-16 giugno

Gas Storage and Transmissions

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

<http://www.gas-storage-event.com/conferencealerts>

19 – 22 giugno

IconBM2016. 2da Conferenza Internazionale sulla Biomassa

Taormina, Italia

Organizzatore: AIDIC-Associazione Italiana Ingegneri Chimici

<http://www.aidic.it>

20-21 giugno

Meter Asset Management

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

<http://www.meterassetmanagement.com/conferencealerts>

20-22 giugno

Air Pollution 2016

Creta, Grecia

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

England, UK

<http://www.wessex.ac.uk/16-conferences/air-pollution-2016.html>

20-24 giugno

32nd European PV Solar Energy Conference and Exhibition

Monaco di Baviera, Germania

<https://www.photovoltic-conference.com/>

21-23 giugno

POWER-GEN Europe

Milano, Italia

Organizzatore: PenWell

<http://atnd.it/30265-0>

24-25 giugno

5th Conference on the Regulation of Infrastructures

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School

<http://florence-school.eu/event/5cri/>

27-28 giugno

Oil & Gas Cyber Security

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: SMi Group

<http://www.oilandgas-cybersecurity.com/calert>

28-30 giugno

WNE - World Nuclear Exhibition 2016

Parigi, Francia

Organizzatore: AIFEN

<http://www.world-nuclear-exhibition.com/>

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