

APPROFONDIMENTI

LA FINANZA VERDE A 10 ANNI DAL PRIMO GREEN BOND

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

Il dibattito internazionale ha spostato sempre più l'attenzione sulla dirimente questione della tutela ambientale, concentrando l'interesse sulla transizione verso un'economia "verde". Nel 2015, l'ONU ha adottato l'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile e i suoi 17 Obiettivi "Sustainable Development Goals", cui ha fatto seguito pochi mesi dopo la COP21 a Parigi con il raggiungimento di un accordo internazionale sul clima quanto mai atteso. Questi importanti passi avanti hanno sigillato un percorso, avviato negli anni passati, verso un modello di sviluppo economico basato sulla decarbonizzazione.

In questo contesto, la finanza ha acquisito un ruolo sempre più attivo attraverso la mobilitazione di capitali diretti a progetti sostenibili. Inizialmente non è stato facile per gli investitori e i mercati finanziari assimilare le opportunità che si celavano dietro il business green, considerando la mancanza di dati disponibili sul rischio climatico delle imprese e sui rendimenti degli investimenti verdi. Tuttavia, la crescente attenzione internazionale sulle problematiche derivanti dai cambiamenti climatici e gli impegni globali in materia di energia e clima hanno fatto emergere le ragioni in favore degli investimenti volti alla riduzione delle emissioni di carbonio. "It costs money, because it saves money", si potrebbe riassumere con la celebre battuta del film Moonstruck del 1987. Nel corso dell'ultimo decennio, in particolare, si registra un'accelerazione dell'impegno finanziario in chiave green, al punto tale che viene coniato il termine "finanza verde" per indicare un sistema finanziario focalizzato sul supporto verso investimenti e politiche che mirano alla difesa dell'ambiente e del clima. Tra le questioni al centro dell'interesse degli investitori verdi ci sono le energie pulite, la protezione della biodiversità, l'efficienza energetica, i trasporti sostenibili, la gestione idrica, le azioni di adattamento e mitigazione degli

effetti climatici.

Il green bond compie 10 anni

L'escalation di investimenti legati a tali questioni ha incoraggiato l'introduzione di specifici meccanismi di finanziamento tra cui i green bond che, come il termine evocativo suggerisce, si riferiscono sostanzialmente a titoli obbligazionari a supporto di investimenti che recano vantaggio all'ambiente e al clima. Il funzionamento è simile a quello di un normale titolo di debito: l'ente che emette il bond riceve capitale mentre gli investitori godono di un ritorno fisso sotto forma di interesse. La differenza è che i green bond prevedono esplicitamente la destinazione dei proventi a scopi ambientali.

L'avventura delle obbligazioni verdi inizia il 5 luglio 2007 quando viene lanciato il primo green bond al mondo dalla Banca Europea degli Investimenti, seguita l'anno successivo dalla Banca Mondiale in partnership con il gruppo finanziario svedese SEB. Fino al 2012, i green bond sono appannaggio essenzialmente di grandi banche multilaterali di sviluppo e il fenomeno mantiene una dimensione abbastanza ristretta. La svolta arriva nel 2013 quando altri soggetti entrano nel mercato, portando le il controvalore di mercato dei titoli emessi al di sopra dei 10 miliardi di dollari; a fare la differenza è la presenza, per la prima volta, del settore privato che porta al lancio del primo green bond "corporate" da parte di EDF, Bank of America e Vasakronan. Nello stesso anno, si aggiungono i governi e le amministrazioni locali con il primo green bond "municipal" emesso dallo Stato del Massachusetts e il primo green bond "city" emesso dalla città svedese di Göteborg. Seguono l'anno successivo lo Stato della California, la Provincia di Ontario, lo Stato di New York, la città di Johannesburg e molti altri.

continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GENNAIO 2018

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

APPROFONDIMENTI

La finanza verde a 10 anni dal primo Green bond

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 28

APPUNTAMENTI

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel primo mese del 2018 il PUN, in netta flessione annuale e mensile, scende a 49,00 €/MWh, dinamica in linea con quella delle principali borse europee, in un contesto caratterizzato da minori costi del gas, assenza di tensioni sul nucleare francese, incremento dell'offerta rinnovabile e, rispetto allo scorso anno, anche da condizioni climatiche più favorevoli. Su base tendenziale, in particolare, l'energia elettrica contrattata nel MGP registra una lieve flessione (25,6 TWh, -1,2%), a fronte della quale la liquidità del mercato sale ai massimi da giugno (72,9%). In termini di fonti di approvvigionamento cresce la quota dell'import netto, attestatosi su livelli molto elevati (oltre

6.200 MWh medi), con conseguente forte riduzione delle vendite nazionali da impianti termoelettrici.

Localmente in forte ribasso anche i prezzi di vendita sulla penisola e in Sardegna, a 47/48 €/MWh, mentre più modesto appare il calo in Sicilia, con i suoi 62,15 €/MWh.

Aspettative di prezzo al ribasso per l'anno in corso si profilano sul Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il prodotto Febbraio 2018 baseload chiude a 53,85 €/MWh (-14,7%). Per la prima volta negli ultimi due anni, si osserva infine un modesto incremento delle transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Nel primo mese del 2018 il prezzo medio di acquisto (PUN) si attesta a 49,00 €/MWh, tornando a registrare un calo rispetto all'anno precedente per la prima volta da ottobre 2016 (-23,24 €/MWh, -32,2%). La riduzione si realizza sul valore particolarmente elevato di un anno fa, riflettendo un più basso costo del gas (PSV: -4 €/MWh circa), l'assenza di criticità sul parco nucleare francese, temperature meno rigide e una

maggiore disponibilità di offerta rinnovabile. Il PUN si contrae anche su base mensile, cedendo rispetto a dicembre 16,10 €/MWh (-24,7%). L'analisi per gruppi di ore mostra riduzioni relativamente più intense nelle ore di picco (rispettivamente -32,53/-26,34 €/MWh; -36,6/-31,8%), con il rapporto picco/baseload che di conseguenza torna a scendere, riportandosi a 1,15 (-0,08/-0,12). (Grafico 1 e Tabella 1).

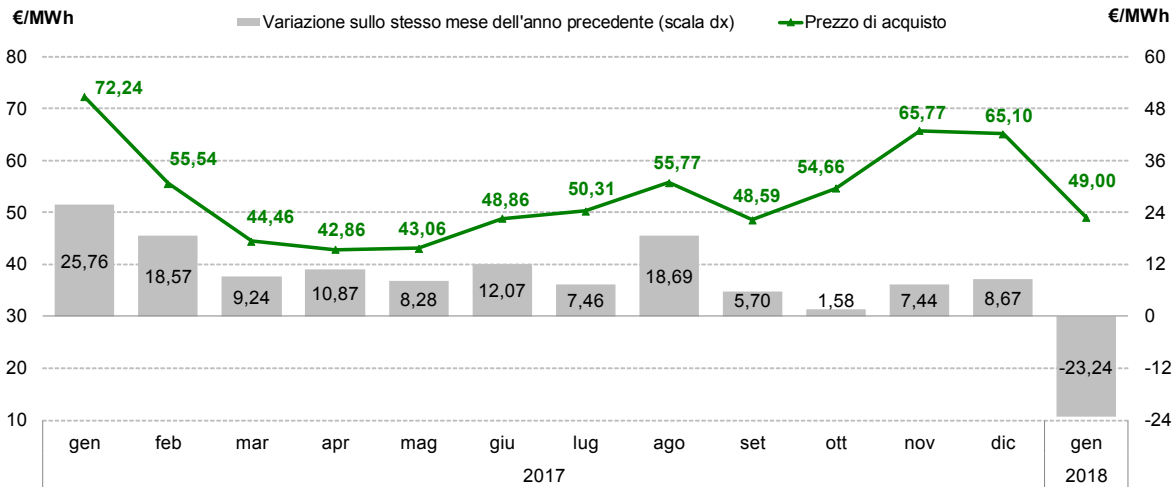
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2018	2017	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2018	2017
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	49,00	72,24	-23,24	-32,2%	25.114	-1,5%	34.451	-1,2%	72,9%	73,1%
<i>Picco</i>	56,44	88,96	-32,53	-36,6%	30.306	-5,0%	42.424	-1,6%	71,4%	74,0%
<i>Fuori picco</i>	44,91	63,67	-18,76	-29,5%	22.259	+0,2%	30.065	-1,9%	74,0%	72,5%
<i>Minimo orario</i>	10,00	38,12			14.825		20.183		64,5%	63,2%
<i>Massimo orario</i>	78,91	162,41			34.098		47.349		84,7%	78,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

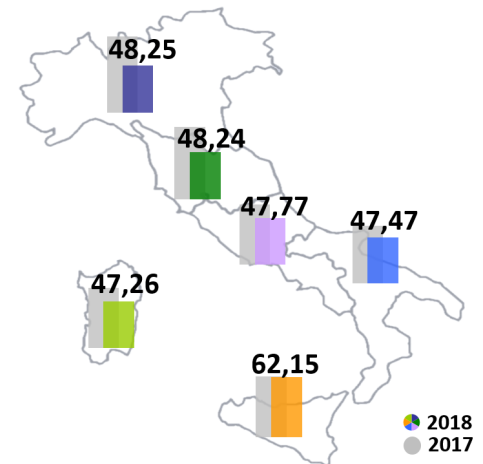
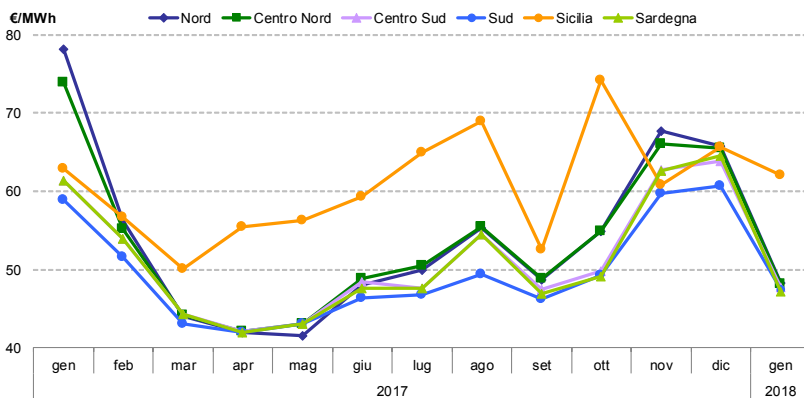


In linea con le dinamiche del Pun, i prezzi di vendita mostrano un netto arretramento sia su base annuale che su base mensile, risultando di fatto allineati a 47-48 €/MWh sul continente e la Sardegna (-38/-27% il Nord e -20/-22% il

Sud) e, pari a 62,15 €/MWh in Sicilia (-1/-5%), penalizzata nell'ultima parte del mese dall'indisponibilità di importanti unità di produzione e da una riduzione dell'offerta eolica (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 25,6 TWh, si riduce dell'1,2%. I volumi scambiati nella borsa elettrica scendono a 18,7 TWh (-1,5%), flessione smorzata, lato offerta, dall'incremento dall'import e, lato acquisti, dallo sbilanciamento a programma nei conti energia in immissione. Più debole il calo delle movimentazioni over

the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 6,9 TWh, (-0,4%) (Tabelle 2 e 3).

In virtù di tali movimentazioni la liquidità del mercato si attesta al 72,9%, in lieve flessione rispetto ad un anno fa (-0,3 p.p.), ma comunque ai massimi degli ultimi sette mesi (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.685.104	-1,5%	72,9%
Operatori	11.811.101	-18,5%	46,1%
GSE	2.141.641	-3,2%	8,4%
Zone estere	4.732.361	+109,0%	18,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.946.329	-0,4%	27,1%
Zone estere	374.151	+169,1%	1,5%
Zone nazionali	6.572.178	-3,9%	25,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.631.433	-1,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	21.240.368	+34,6%	
OFFERTA TOTALE	46.871.801	+12,3%	

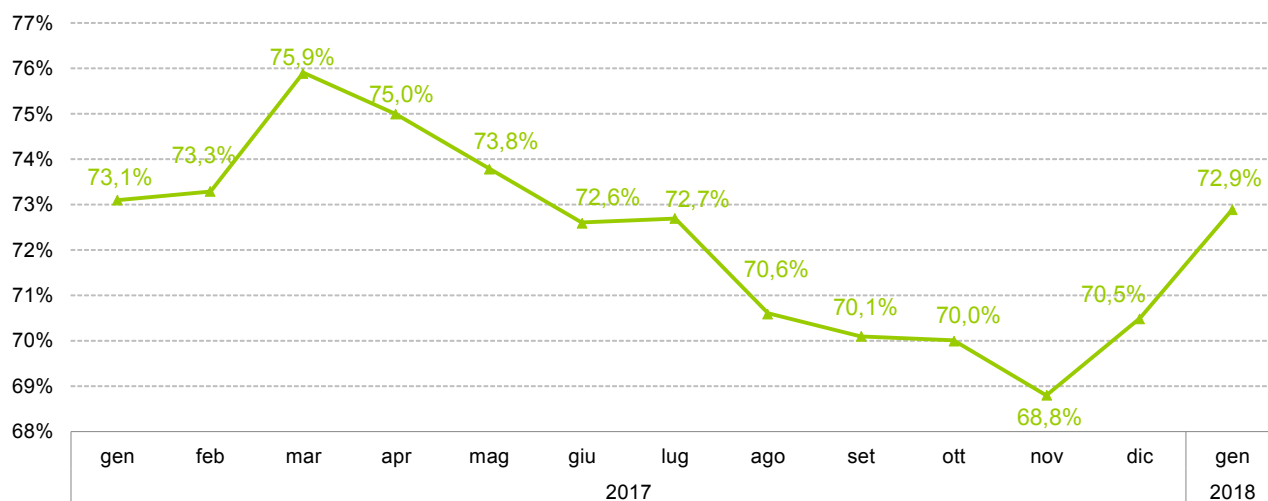
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.685.104	-1,5%	72,9%
Acquirente Unico	4.692.331	-14,4%	18,3%
Altri operatori	9.353.396	-3,2%	36,5%
Pompaggi	11.832	+95,9%	0,0%
Zone estere	479.587	-56,7%	1,9%
Saldo programmi PCE	4.147.957	+52,9%	16,2%
PCE (incluso MTE)	6.946.329	-0,4%	27,1%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	317.160	+1155,0%	1,2%
Zone nazionali altri operatori	10.777.126	+11,7%	42,0%
Saldo programmi PCE	-4.147.957	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	25.631.433	-1,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	711.816	+48,4%	
DOMANDA TOTALE	26.343.248	-0,3%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'analisi della domanda mostra, per il quarto mese consecutivo, un incremento su base annua degli acquisti nazionali, saliti a 25,1 TWh (+1,3%), che crescono ovunque a livello locale (+1/+3%) con la sola eccezione del Centro Sud (-1,5%).

Ininterrottamente in flessione da agosto, invece, gli acquisti esteri (esportazioni) che, pari a 0,5 TWh, appaiono a gennaio più che dimezzati (-57,3%) rispetto ai livelli massimi dello stesso mese del 2017, quando le criticità francesi avevano favorito quotazioni d'oltralpe uguali o superiori a quelle del Nord nel 72% delle ore

(quota pari a meno dell'1% quest'anno) (Tabella 4). Sul lato dell'offerta, le vendite di energia elettrica nazionali, sempre in calo da settembre, subiscono questo mese la più drastica contrazione da luglio 2009, attestandosi a 20,5 TWh (-12,9%), in corrispondenza di diffuse riduzioni locali - in doppia cifra al Nord (-15,8%) ed al centro Sud (-22,5%) - e di forti incrementi delle importazioni di energia dall'estero, risultate pari a 5,1 TWh e più che raddoppiate rispetto ad un anno fa (+112,5%), per effetto delle suddette ridotte criticità osservate sui mercati esteri limitrofi (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.128.840	28.399	+4,6%	9.639.994	12.957	-15,8%	14.091.511	18.940	+1,9%
Centro Nord	2.602.235	3.498	+1,5%	1.684.688	2.264	-4,2%	2.662.377	3.578	+1,1%
Centro Sud	4.785.007	6.431	-1,8%	2.394.526	3.218	-22,5%	3.983.940	5.355	-1,5%
Sud	8.401.735	11.293	+17,7%	4.729.592	6.357	-8,4%	2.067.591	2.779	+1,6%
Sicilia	3.023.287	4.064	+13,2%	1.041.366	1.400	-4,5%	1.574.080	2.116	+2,5%
Sardegna	1.694.723	2.278	+6,4%	1.034.753	1.391	+3,8%	772.347	1.038	+2,6%
Totale nazionale	41.635.827	55.962	+6,7%	20.524.920	27.587	-12,8%	25.151.845	33.806	+1,3%
Esteri	5.235.974	7.038	+94,7%	5.106.512	6.864	+112,5%	479.587	645	-57,3%
Sistema Italia	46.871.801	63.000	+12,3%	25.631.433	34.451	-1,2%	25.631.433	34.451	-1,2%

In termini di fonti, la contrazione delle vendite nazionali appare assorbito esclusivamente dagli impianti a fonte tradizionale, attestatisi in media sui 18.600 MWh e in calo del 20% rispetto al valore più alto dal 2012 registrato a gennaio 2017 (23.300 MWh).

In crescita, invece, gli impianti a fonte rinnovabile, che sfiorano i 9.000 MWh medi orari (+10,7%), grazie alla

incrementata disponibilità idroelettrica (+11,8%), concentrata nelle zone centrali e al settentrione, e alla crescita delle vendite da impianti eolici e solari (+14,3% e +9,3%, rispettivamente) (Grafico 4). In conseguenza di ciò, la quota delle vendite a fonte rinnovabile sale al 32,1%, guadagnando quasi 7 punti percentuali su base annuale (Tabella 5).

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	9.412	-20,8%	946	-19,7%	2.103	-33,0%	4.467	-14,8%	689	-18,7%	987	-0,3%	18.604	-20,1%
Gas	7.690	-19,3%	886	-20,4%	748	-45,7%	3.964	+8,2%	626	-22,1%	508	+34,5%	14.422	-14,5%
Carbone	662	-38,3%	-	-100,0%	1.140	-26,7%	-	-	-	-	390	-25,2%	2.192	-30,6%
Altre	1.061	-17,1%	60	+5,2%	215	+5,6%	503	-68,2%	63	+45,5%	89	-1,2%	1.990	-38,8%
Fonti rinnovabili	3.472	+7,9%	1.319	+11,2%	1.068	+14,0%	1.890	+11,3%	711	+15,0%	403	+15,2%	8.862	+10,7%
Idraulica	2.327	+11,0%	398	+28,6%	523	+39,8%	355	-10,7%	96	+2,7%	30	-52,9%	3.730	+11,8%
Geotermica	-	-	663	-2,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	663	-2,5%
Eolica	5	-19,1%	23	-24,7%	339	-11,3%	1.276	+17,7%	539	+20,5%	315	+34,1%	2.496	+14,3%
Solare e altre	1.140	+2,3%	235	+41,3%	205	+13,9%	259	+19,7%	76	-1,8%	58	+12,8%	1.973	+9,3%
Pompaggio	73	-74,2%	-	-	47	-40,1%	-	-	-	-	1	+50,1%	121	-66,6%
Totale	12.957	-15,8%	2.264	-4,2%	3.218	-22,5%	6.357	-8,4%	1.400	-4,5%	1.391	+3,8%	27.587	-12,8%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

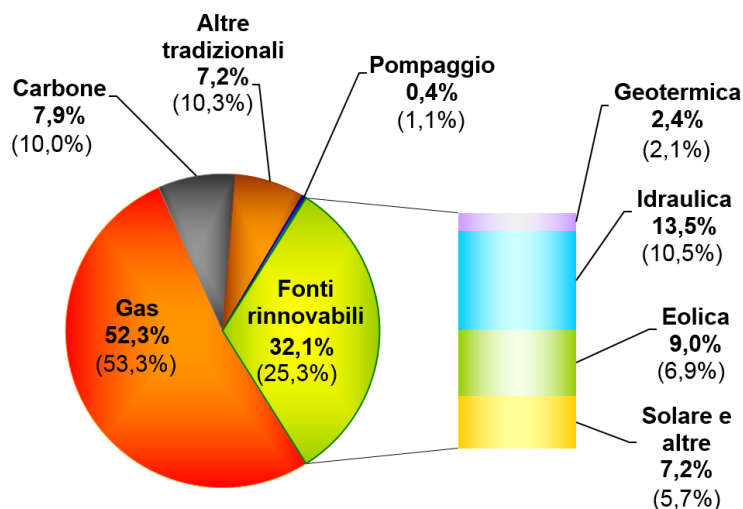
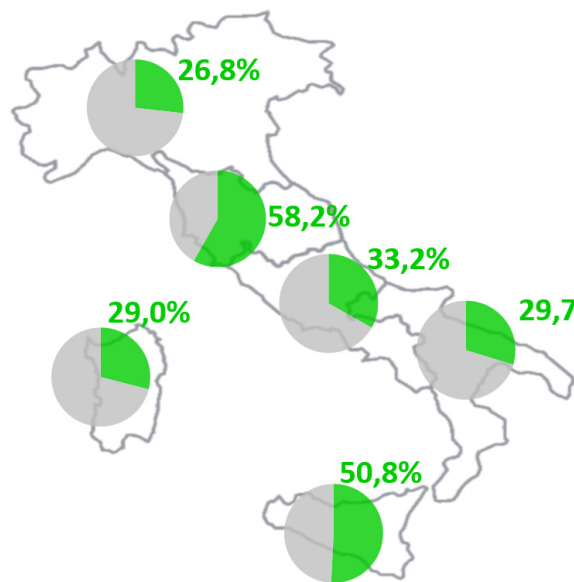


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.

MARKET COUPLING

Il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 3.425 MWh in import (+917 MWh rispetto al 2017) e di 413 MWh in export (-950 MWh rispetto al 2017).

Le variazioni più intense si riscontrano, per quanto detto sopra, sul confine francese, dove le importazioni aumentano di circa 800 MWh e le esportazioni si

riducono di un'analogha quantità, annullandosi (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) si riduce del 5/7% su tutte le frontiere, con il market coupling che alloca oltre l'80% della capacità disponibile sulla frontiera francese e slovena, circa 50 p.p. in più rispetto al 2017, comprimendo la quota della capacità non utilizzata (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.672 (2.935)	2.631 (1.837)	100,0% (68,0%)	95,2% (18,4%)	1.169 (1.057)	- (830)	- (31,7%)	- (17,1%)
Italia - Austria	260 (257)	260 (256)	98,7% (98,5%)	98,3% (97,4%)	138 (152)	149 (127)	0,7% (0,7%)	0,7% (0,7%)
Italia - Slovenia	619 (650)	535 (415)	97,7% (56,9%)	66,7% (20,7%)	669 (667)	264 (406)	1,6% (42,5%)	- (9,1%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

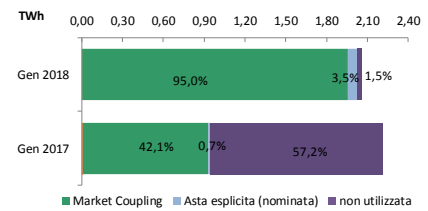
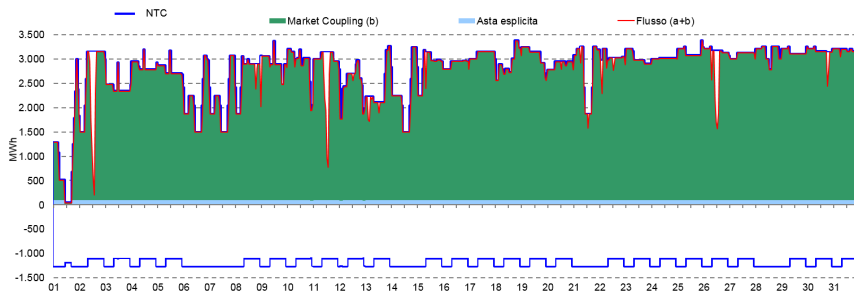


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

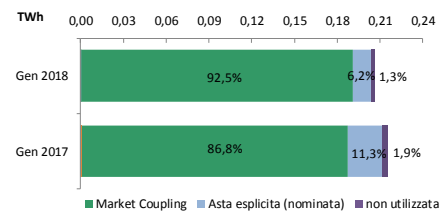
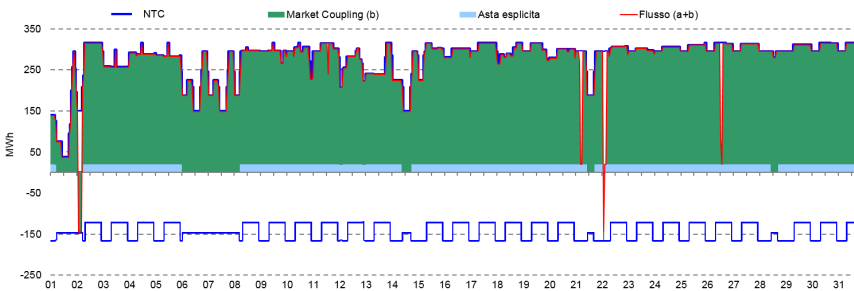
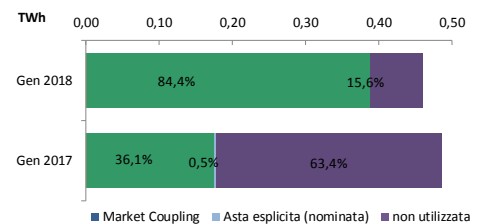
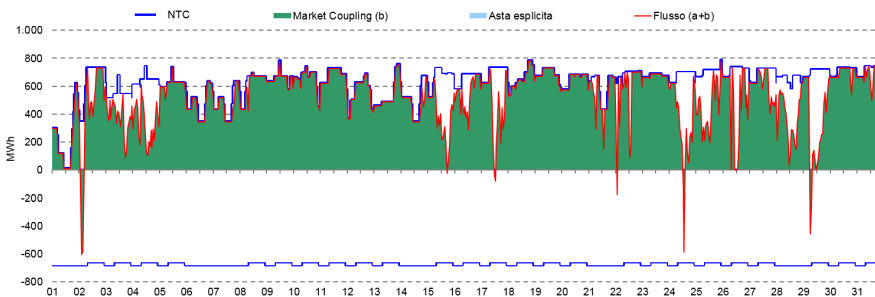


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 48,51 €/MWh, analogamente al PUN registra a gennaio una consistente contrazione mensile e annuale, rispettivamente del 23,9% e 28,7% (Grafico 9). Il confronto con il PUN evidenzia un prezzo di acquisto su MI più basso di circa 0,50 €/

MWh contro i 4,2 €/MWh di un anno fa. I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,3 TWh, si confermano in flessione tendenziale (-6,5%), ininterrotta da settembre. In Figura 1 e Grafico 10 la sintesi degli esiti delle singole sessioni di MI.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

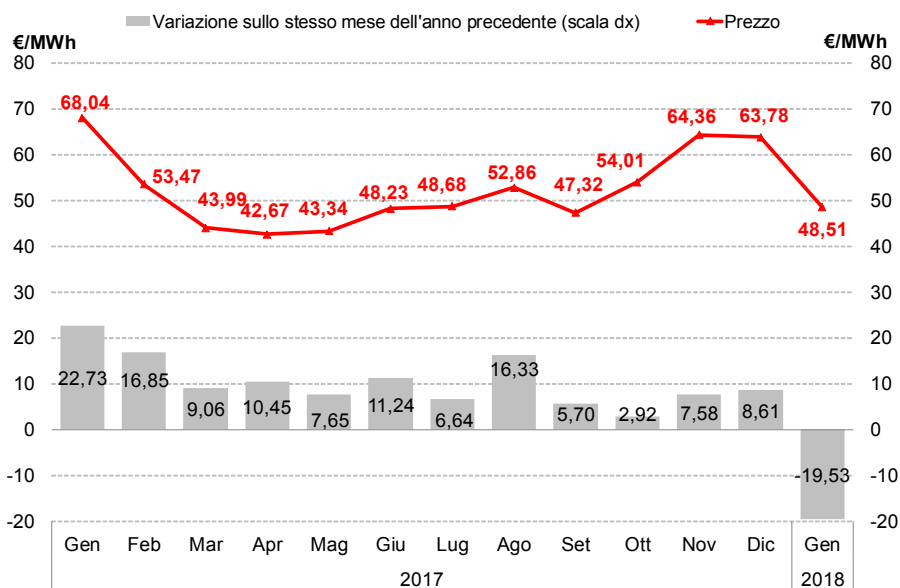


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	49,00	-32,2%	25.631.433	34.451	-1,2%
MI1 (1-24 h)	49,04 (+0,1%)	-26,9%	1.283.469	1.725	-4,4%
MI2 (1-24 h)	48,02 (-2,0%)	-31,0%	463.843	623	-21,4%
MI3 (5-24 h)	49,60 (-3,4%)	-	213.072	344	-
MI4 (9-24 h)	53,56 (-0,0%)	-	62.075	125	-
MI5 (13-24 h)	51,96 (-2,9%)	-	100.421	270	-
MI6 (17-24 h)	53,93 (-2,6%)	-	148.138	597	-
MI7 (21-24 h)	47,43 (-5,4%)	-	44.531	359	-

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

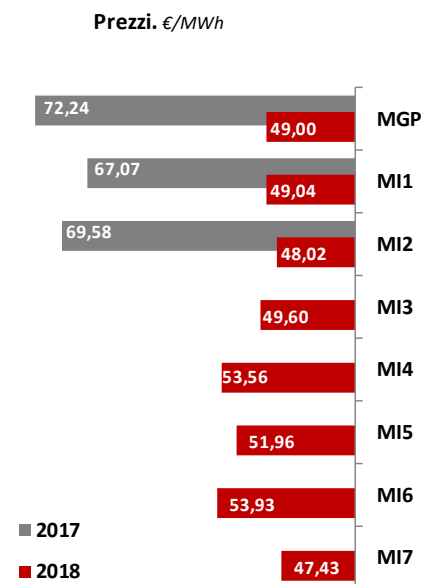
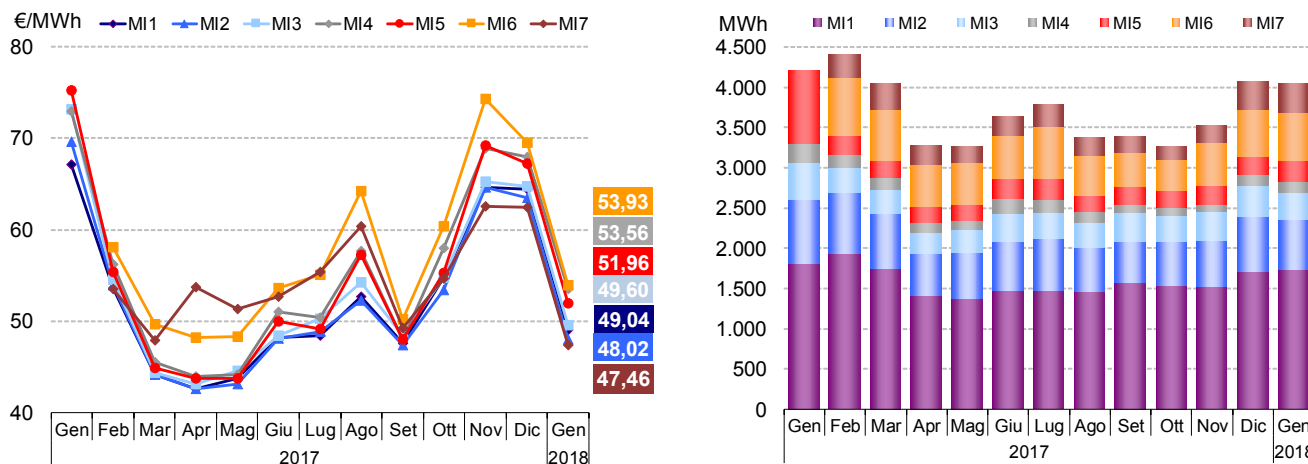


Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



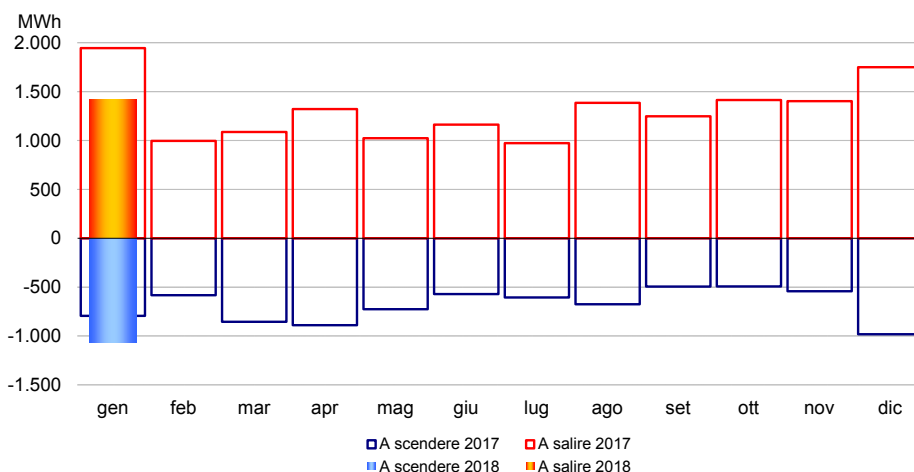
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire si attestano a 1,1 TWh, inferiori del 27% rispetto al valore più alto degli ultimi sette anni registrato

a gennaio 2017. In crescita, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, ai massimi dell'ultimo anno e mezzo a 0,8 TWh (+34,6%) (Grafico 11).

Grafico 11: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 270 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 200 con profilo baseload.

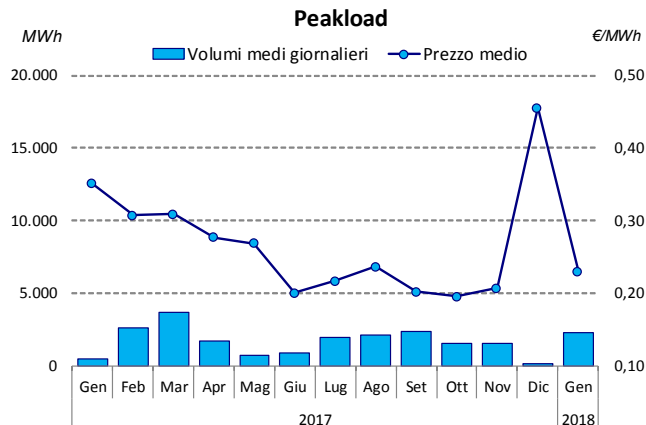
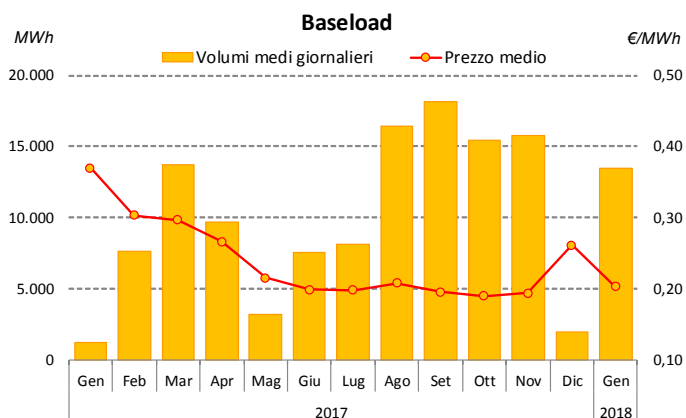
Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload si attesta mediamente a 0,20 €/MWh nei 28 giorni di

flusso del mese, mentre per quelli con profilo peakload mediamente a 0,23 €/MWh nei 18 giorni di flusso. I volumi complessivamente scambiati su MPEG si attestano a 0,4 TWh, il 90% dei quali riferiti a prodotti con profilo baseload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	200	28/31	0,20	0,18	0,30	377.400	13.479
Peakload	70	18/23	0,23	0,20	0,65	41.664	2.315
Totale	270					419.064	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 26 negoziazioni, di cui solo 2 riferite a prodotti peakload, per complessivi 124 GWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 896 GWh, in calo del del 3,8% su dicembre. I prezzi mostrano aspettative al ribasso per i prodotti in consegna nell'anno (Tabella 7 e Grafico 12).

Particolarmente forte la contrazione del prezzo di controllo del prodotto Febbraio 2018 che chiude il suo periodo di trading a 53,85 €/MWh sul baseload ed a 63,44 €/MWh sul peakload, entrambi in calo del 14,7%, ed una posizione aperta pari rispettivamente a 150 e 5 MW, per complessivi 102 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2018	53,85	-14,7%	4	10	-	10	25,0%	150	100.800
Marzo 2018	49,80	-9,0%	4	11	-	11	10,0%	138	102.534
Aprile 2018	45,70	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2018	44,66	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	45,00	-6,4%	6	16	-	16	-	138	301.392
III Trimestre 2018	50,80	-3,9%	5	15	-	15	-	122	269.376
IV Trimestre 2018	53,90	-2,5%	5	17	-	17	-	99	218.691
I Trimestre 2019	55,22	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	50,20	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			24	69	-	69			891.993

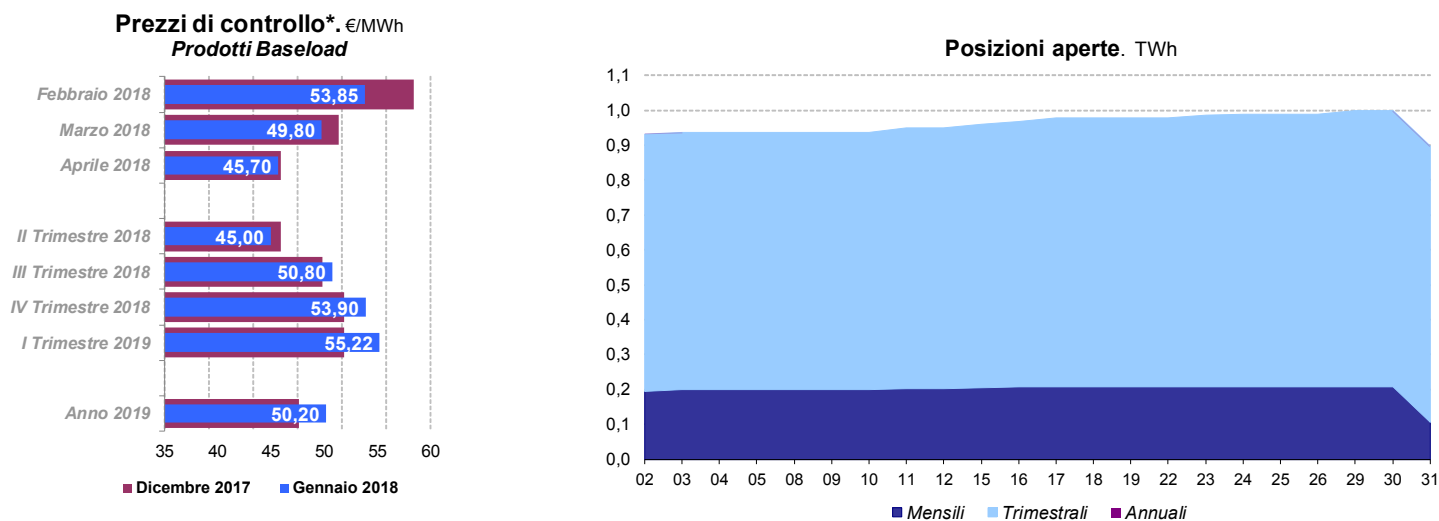
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2018	63,44	-14,7%	-	-	-	-	-	5	1.200
Marzo 2018	54,67	-8,5%	1	3	-	3	-40,0%	8	2.112
Aprile 2018	48,61	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2018	48,92	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	50,10	-5,3%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	56,20	-7,4%	1	3	-	3	-	3	2.340
IV Trimestre 2018	67,37	-0,8%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2019	64,87	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	57,46	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			2	6	-	6			4.452
TOTALE			26	75	-	75			896.445

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

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

Grafico 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a gennaio 2018, pari a 26,0 TWh, registrano il primo modesto incremento tendenziale degli ultimi due anni (+2,6%), per effetto di un aumento di tutte le componenti. Crescono, infatti, le transazioni derivanti da contratti bilaterali, attestatesi a 25,4 TWh (+0,9%), le negoziazioni concluse su MTE, pari a 112 GWh contro i 70 GWh di un anno fa, e infine le transazioni concluse sul MPEG che passano da 26 a 419 GWh (Tabella 8).

Positivo, per la prima volta dopo sei mesi, anche il trend

della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 14,1 TWh (+5,9%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, scende 1,84, in calo sia su base mensile che annuale (Grafico 13).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,9 TWh, risultano poco distanti dal valore di un anno fa (-0,4%), mentre aumentano i relativi sbilanciamenti a programma, pari 7,2 TWh (+12,9%). Dal lato prelievo, crescono i programmi registrati, saliti a 11,1 TWh (+14,5%) e si riducono i relativi sbilanciamenti a programma, scesi a 4,4 TWh (-17,0%).

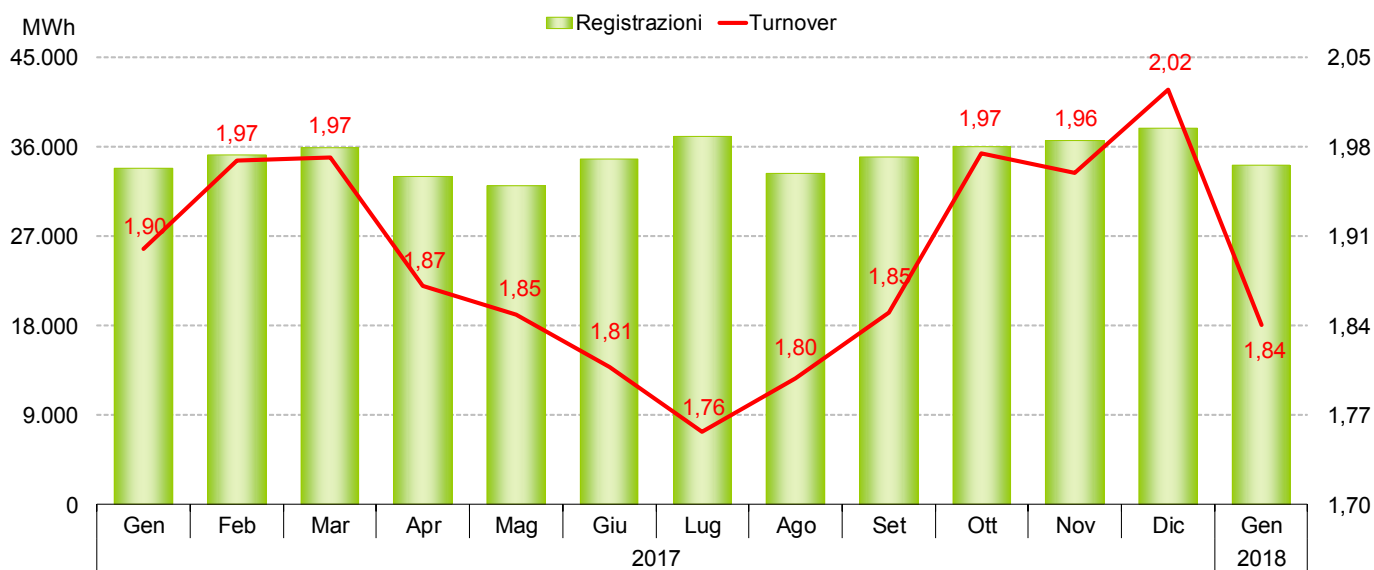
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	5.918.680	- 13,9%	22,8%	Richiesti	8.896.233	+12,5%	100,0%	11.186.963	+14,1%	100,0%
Off Peak	56.472	- 73,3%	0,2%	di cui con indicazione di prezzo	3.861.045	+13,4%	43,4%	8.639	+107552,2%	0,1%
Peak	172.352	+3,6%	0,7%	Rifiutati	1.949.905	+110,1%	21,9%	92.678	-20,9%	0,8%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.949.480	+110,1%	21,9%	0	100%	0,0%
Totale Standard	6.147.505	- 15,2%	23,7%							
Totale Non standard	19.272.834	+7,4%	74,3%	Registrati	6.946.329	-0,4%	78,1%	11.094.286	+14,5%	99,2%
PCE bilaterali	25.420.339	+0,9%	98,0%	di cui con indicazione di prezzo	1.911.564	-22,8%	21,5%	8.639	+107551,1%	0,1%
MTE	111.912	+60,4%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	7.155.517	+12,9%		3.007.560	-17,0%	
MPEG	419.064	+1512,3%	1,6%	Saldo programmi	-	-		4.147.957	+52,9%	
TOTALE PCE	25.951.315	+2,6%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	14.101.846	+5,9%								

Grafico 13: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel primo mese del 2018 i consumi di gas naturale in Italia segnano, in particolare nei settori civile e termoelettrico, un pesante calo tendenziale rispetto ai valori molto elevati registrati lo scorso anno in presenza di temperature molto rigide e di una notevole performance della produzione elettrica a gas nazionale favorita dalle ben note tensioni sul mercato francese.

Sul lato dell'offerta il calo viene incorporato da tutte le fonti, con flessione delle importazioni di gas naturale, della

produzione nazionale e delle erogazioni dai sistemi di stoccaggio la cui giacenza di gas naturale a fine mese risulta più alta rispetto ad un anno fa.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi scambiati, pari a circa il 3% della domanda complessiva di gas naturale (era 5,2 nel 2017), risultano in calo tendenziale e ancora concentrati per oltre il 50% nel Mercato Infragiornaliero. Arretrano anche i prezzi sui tre principali mercati a pronti, tutti su livelli lievemente inferiori alla quotazione al PSV.

IL CONTESTO

Il 2018 apre con i consumi di gas naturale in Italia in calo sui livelli più bassi degli ultimi tre anni per il mese in analisi, pari a 8.796 milioni di mc (-20,8%). La decrescita su base annua sconta principalmente gli effetti del fattore climatico, con temperature più miti rispetto alla media del mese, e del contesto internazionale, meno incerto rispetto ad un anno fa in piena crisi nucleare francese. La flessione appare infatti concentrata nel settore civile, i cui consumi scendono a 5.176 milioni di mc (-23,1%), ai minimi dell'ultimo decennio per il mese di gennaio, e nel settore termoelettrico, con consumi pari a 2.125 milioni di mc (-23,1%), trainati dalla contrazione della produzione elettrica da impianti a gas (-20%) che lo scorso anno presentavano una notevole performance favorita dalle tensioni sulla borsa elettrica francese. Più contenuta la riduzione dei consumi del settore industriale che, dopo una lunga serie di incrementi tendenziali, ripiega a 1.275 milioni di mc (-2,2%). Si contraggono anche le esportazioni confermandosi su livelli poco significativi (2,5% del totale consumato), pari a 219 milioni di mc (-29,4%).

Sul lato offerta, la contrazione dei consumi ha compresso principalmente le movimentazioni negli stoccaggi, con il totale erogato a quota 3.000 milioni di mc (-18,3%), e le importazioni di gas naturale, pari a 5.343 milioni di mc (-23,2%), più alti solo dei minimi storici segnati a gennaio del 2015 e 2016. Minori gli effetti sulla produzione nazionale che permane esigua (452 milioni di mc; -5,9%).

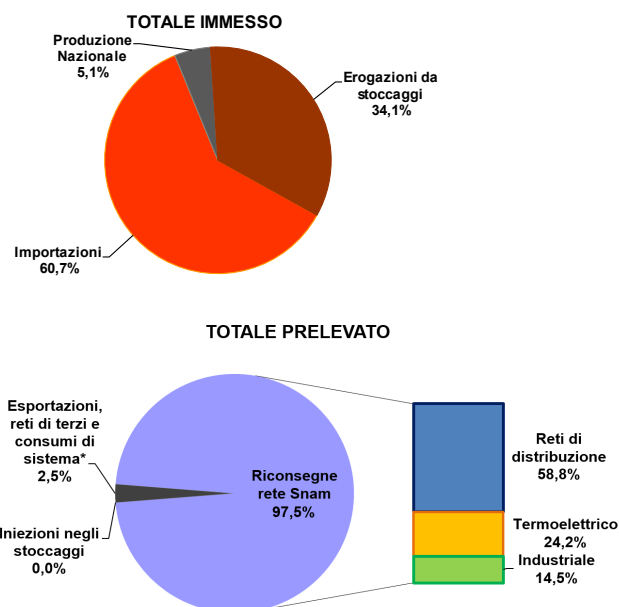
La flessione delle importazioni è stata assorbita da quasi tutti i punti di entrata, fanno eccezione solo le importazioni del gas algerino a Mazara che, con 2.103 milioni di mc, segnano un debole -0,3%, guadagnando il primato di prima fonte di importazione; in brusco calo i flussi di gas russo da Tarvisio, che ripiegano a 1.674 milioni di mc (-46,6%), e libico da Gela (-34,3%); scende del 9,6% il gas importato dal Nord Europa a Passo Gries (687 milioni di mc), che tuttavia conferma una tendenza rialzista rispetto al secondo semestre del 2017. Positiva unicamente la performance del terminale GNL di Cavarzere che immette in rete 565 milioni di mc (+19,7%); non attivi gli altri terminali.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.343	56,5	-23,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.103	22,3	-0,3%
Tarvisio	1.674	17,7	-46,6%
Passo Gries	687	7,3	-9,6%
Gela	314	3,3	-34,3%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+0,5%
Cavarzere (GNL)	565	6,0	+19,7%
Livorno (GNL)	0	0,0	-
Produzione Nazionale	452	4,8	-5,9%
Erogazioni da stoccaggi	3.000	31,8	-18,3%
TOTALE IMMESSO	8.796	93,1	-20,8%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	8.577	90,8	-20,6%
Industriale	1.275	13,5	-2,2%
Termoelettrico	2.125	22,5	-23,1%
Reti di distribuzione	5.176	54,8	-23,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	219	2,3	-29,4%
TOTALE CONSUMATO	8.796	93,1	-20,8%
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	8.796	93,1	-20,8%

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



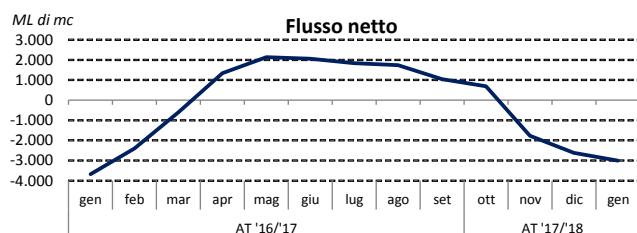
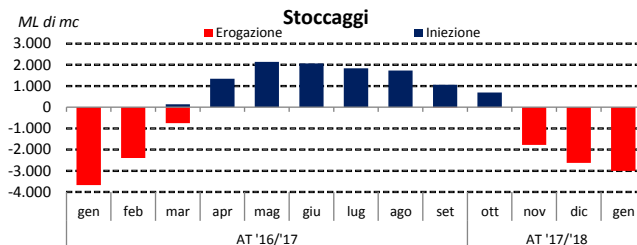
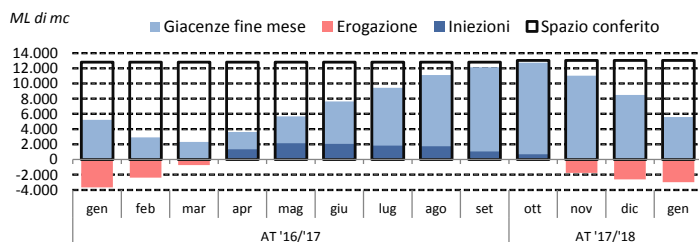
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 5.579 milioni di mc, in crescita del 6,8% rispetto al 31 gennaio del 2017. Il rapporto giacenza/

spazio conferito si attesta al 42,8%, in aumento rispetto ad un anno fa (+1,9 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc		variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2018)	5.579	5.223	+6,8%
Erogazione (flusso out)	3.000	3.671	-18,3%
Iniezione (flusso in)	-	0	-
Flusso netto	3.000	3.671	-18,3%
Spazio conferito	13.045	12.797	+1,9%
Giacenza/Spazio conferito	42,8%	40,8%	+1,9 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) sembra aver interrotto l'andamento crescente che ha caratterizzato l'ultima parte del 2017 e che in particolare a dicembre aveva sospinto i prezzi sui livelli massimi annuali (25,06 €/MWh).

La quotazione, pertanto, retrocede di 3,9 €/MWh su base annua (-16,5%) e di ben 7,41 €/MWh sul mese precedente, riducendo lo spread con il prezzo al TTF a circa 2 €/MWh, in uno scenario europeo anch'esso ribassista.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Nel primo mese del 2018, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 2,7 TWh, rappresentando circa il 2,9% della domanda complessiva di gas naturale, in calo del 56% dal massimo storico registrato a gennaio dello scorso anno. La flessione si è concentrata principalmente sui due più importanti mercati a pronti i cui volumi sono più che dimezzati su base annua; sul Mercato Infragiornaliero (MI-Gas) gli scambi, pari a 1,4 TWh, superano di poco i livelli minimi del 2017 registrati a marzo e aprile, mentre sul Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS) segnano il secondo valore più basso degli

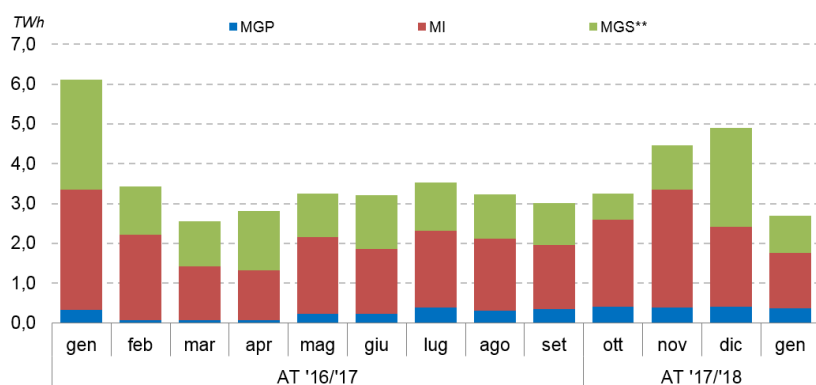
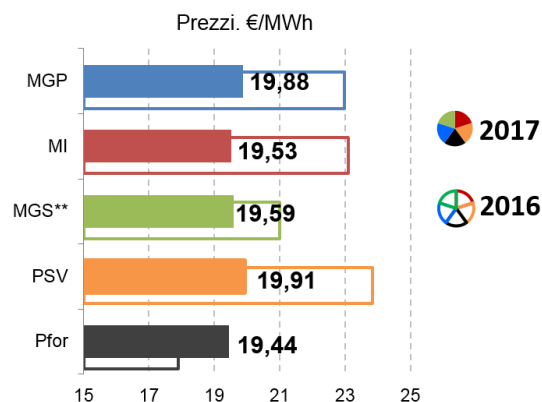
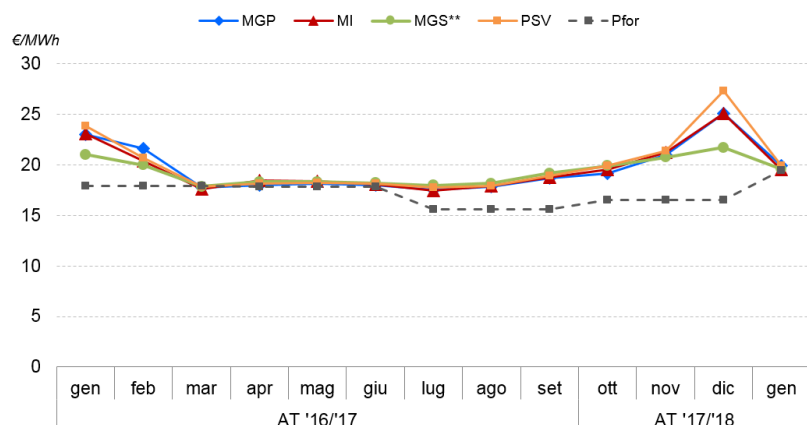
ultimi quindici mesi, pari a 0,9 TWh. In controtendenza, ma ancora poco significativi, gli scambi sul Mercato del Giorno Prima (MGP-Gas), pari a 0,4 TWh (+15,8%). In termini di prezzi, il disallineamento riscontrato a dicembre 2017, favorito sia dal contesto europeo rialzista che dalle vicende di metà mese sul gasdotto che rifornisce Tarvisio, sembra rientrare, come evidenziato dai livelli, in diffuso calo sia congiunturale che tendenziale, convergenti sotto i 20 €/MWh, lievemente più bassi del PSV, e con un minimo di 19,53 €/MWh su MI-gas.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

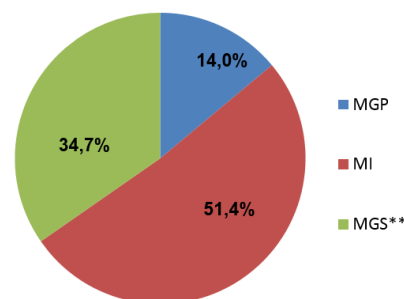
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MP-GAS					
MGP	19,88 (22,98)	18,70	21,16	375.683	(324.380)
MI	19,53 (23,10)	18,30	21,20	1.384.044	(3.018.274)
MGS**	19,59 (20,99)	18,79	20,50	933.325	(2.771.134)
Stogit	19,59 (20,99)	18,79	20,50	933.325	(2.771.134)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Struttura degli scambi



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice

** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

I volumi scambiati nella piattaforma MGS hanno interessato esclusivamente l'impresa di stoccaggio di Stogit. In sensibile riduzione i volumi movimentati da SRG, scesi lato vendita a 331 mila MWh, tutti con finalità Bilanciamento, e lato acquisto a 241 mila MWh, di cui circa il 54% con finalità di Neutralità;

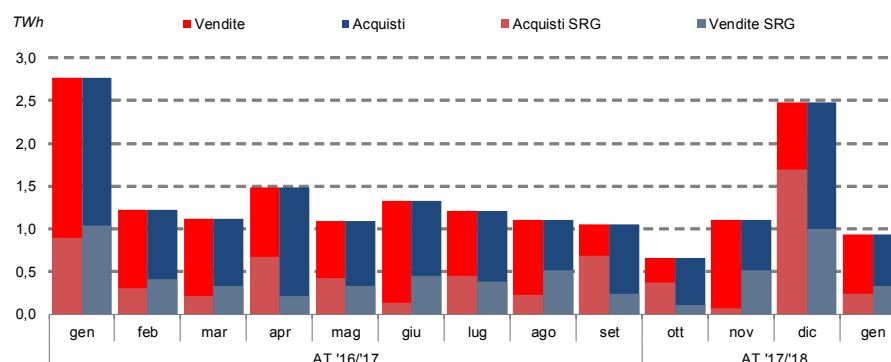
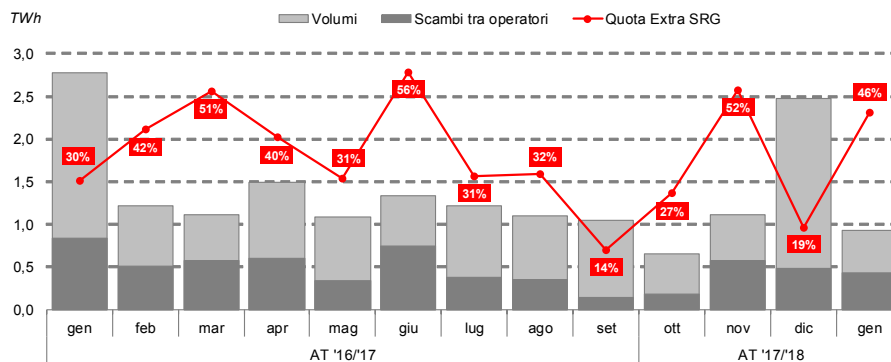
complessivamente, in controtendenza rispetto agli esiti degli ultimi mesi, il totale movimentato da SRG come Responsabile del Bilanciamento sale al 77%. Gli scambi tra operatori sono stati pari a 431 mila MWh, in calo del 49% su base annua, ed hanno rappresentato il 46% dei volumi totali.

Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	933.325	(2.771.134)	933.325	(2.771.134)	-	(-)	-	(-)
SRG	241.067	(900.688)	331.243	(1.032.688)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	111.555	(898.188)	331.243	(1.032.688)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	129.513	(2.500)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	692.258	(1.870.446)	602.082	(1.738.446)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a gennaio sono state registrate 3 negoziazioni per complessivi 2.112 MWh.

Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 4.304 MWh, in sensibile flessione rispetto al mese precedente. Il prodotto M-2018-02 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di

controllo pari a 22,67 €/MWh ed una posizione aperta di 1.148 MWh.

In netta flessione i prezzi di controllo dei prodotti scambiati che, sulla base dei segnali ribassisti delle principali quotazioni del gas, si portano tutti sotto i 20 €/MWh; stabili i prezzi degli altri prodotti negoziabili nel mese.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	Negoziazioni N.	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2018-01	-	-	18,78	-14,5%	-	-	-	-	-	401	802
BoM-2018-02	-	-	22,81	-	1	648	-	648	-	65	1.755
M-2018-02	-	-	22,67	0,0%	-	-	-	-	-	41	1.148
M-2018-03	19,57	19,57	19,57	-11,0%	1	744	-	744	-	59	1.829
M-2018-04	18,90	18,90	18,90	-8,6%	1	720	-	720	-	24	720
M-2018-05	-	-	20,50	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-02	-	-	20,02	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-03	-	-	19,50	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	-	-	20,86	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-01	-	-	20,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2018/2019	-	-	20,69	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2018	-	-	19,76	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2019	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale					3	2.112		2.112		148	4.304

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a gennaio si conclude il periodo di trading iniziato ad agosto dello scorso anno nel quale complessivamente sono stati scambiati

2,4 TWh, riferiti al periodo di consegna che va da Ottobre 2017 a Marzo 2018, ad un prezzo medio di 20,01 €/MWh inferiore al livello del PSV nello stesso periodo di contrattazione (20,85 €/MWh).

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Con l'avvio del nuovo anno non si esaurisce la spinta rialzista che ha accompagnato a partire dalla seconda metà del 2017 le quotazioni a pronti del greggio e degli altri combustibili, salite a gennaio tutte ai massimi da oltre tre anni. Tornano in flessione invece, dopo oltre un anno, i prezzi del gas naturale su tutte le piazze europee, con uno spread

PSV-TTF che scende ai minimi da marzo (1,3 €/MWh), e si contraggono anche i prezzi dell'energia elettrica nei paesi europei centro-meridionali, in corrispondenza soprattutto dell'esaurirsi delle tensioni sul parco francese. Le indicazioni al ribasso per i mercati gas e power appaiono confermate dai futures anche per i mesi a venire.

A gennaio si confermano in ascesa, ininterrotta da luglio 2016, il prezzo del greggio (oltre 69 \$/bbl, +7% e 28% rispettivamente su base mensile ed annuale) e le quotazioni dell'olio combustibile e del gasolio (367 \$/MT e 605 \$/MT, rispettivamente), tutti ai massimi da dicembre 2014. Più modesti gli incrementi del prezzo del carbone che, per il quinto mese consecutivo, aggiorna il suo valore massimo storico, sfiorando i 96 \$/MT (+1%, +9%). Anche sui mercati a termine non si arrestano le aspettative al rialzo che, per il prossimo

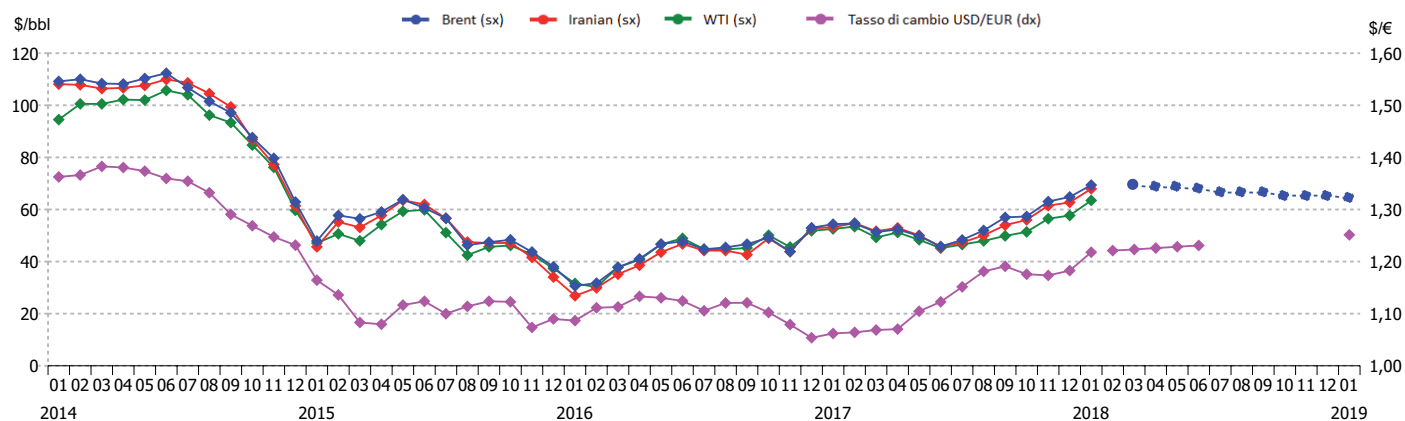
trimestre, vedono quotazioni in linea con lo spot per il petrolio e l'olio combustibile, superiori per il gasolio, e gradualmente poco inferiori per il carbone.

Nella conversione delle quotazioni in euro, le dinamiche di crescita appaiono nettamente ridimensionate sia in termini congiunturali che tendenziali per Brent e derivati e addirittura invertite per il carbone, in corrispondenza di un cambio (1,22 \$/€) che dalla seconda metà del 2017 si attesta su valori progressivamente crescenti e massimi da inizio 2015.

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

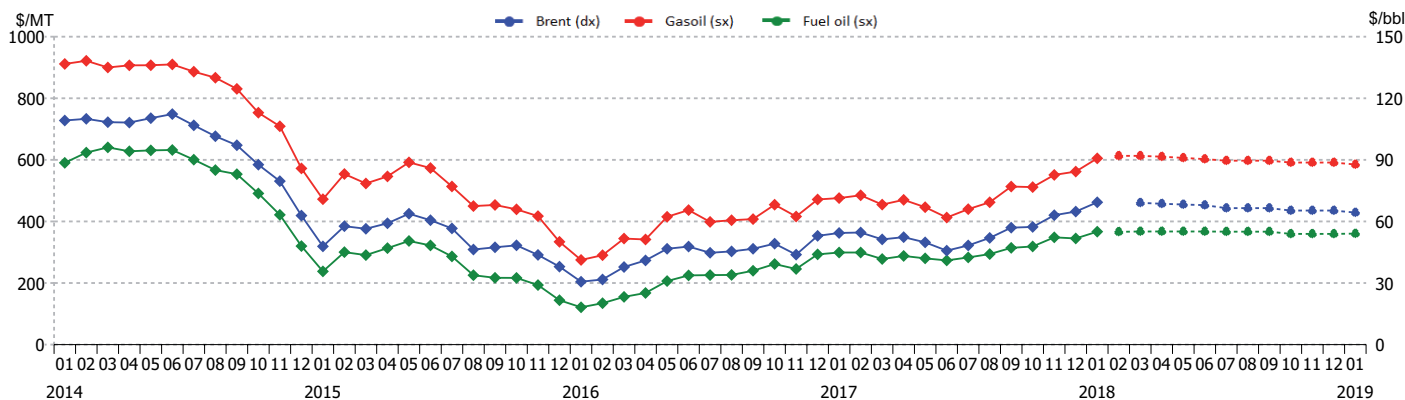
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Gen 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 18	Var M-1 (%)	Mar 18	Var M-1 (%)	Apr 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	69,38	+ 7 %	+ 28 %	-	-	-	69,08	+ 9 %	68,65	-	62,98	-
	€/bbl	56,96	+ 4 %	+ 11 %	-	-	-	56,47	-	55,99	-	50,33	-
OLIO COMB.	\$/MT	366,80	+ 6 %	+ 23 %	367,52	366,18	+ 4 %	367,40	+ 4 %	367,53	-	354,80	+ 1 %
	€/MT	301,16	+ 3 %	+ 7 %	-	299,84	-	300,32	-	299,78	-	283,54	-
GASOLIO	\$/MT	605,04	+ 8 %	+ 27 %	600,25	613,06	+ 7 %	613,14	+ 7 %	610,39	-	579,62	-
	€/MT	496,76	+ 5 %	+ 11 %	-	501,99	-	501,20	-	497,86	-	463,20	-
CARBONE	\$/MT	95,57	+ 1 %	+ 9 %	96,03	93,52	+ 1 %	92,54	+ 3 %	91,73	-	85,63	- 3 %
	€/MT	78,47	- 2 %	- 5 %	-	76,58	-	75,65	-	74,82	-	68,43	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,22	+ 3 %	+ 15 %	-	1,22	+ 3 %	1,22	+ 3 %	1,23	-	1,25	+ 3 %

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



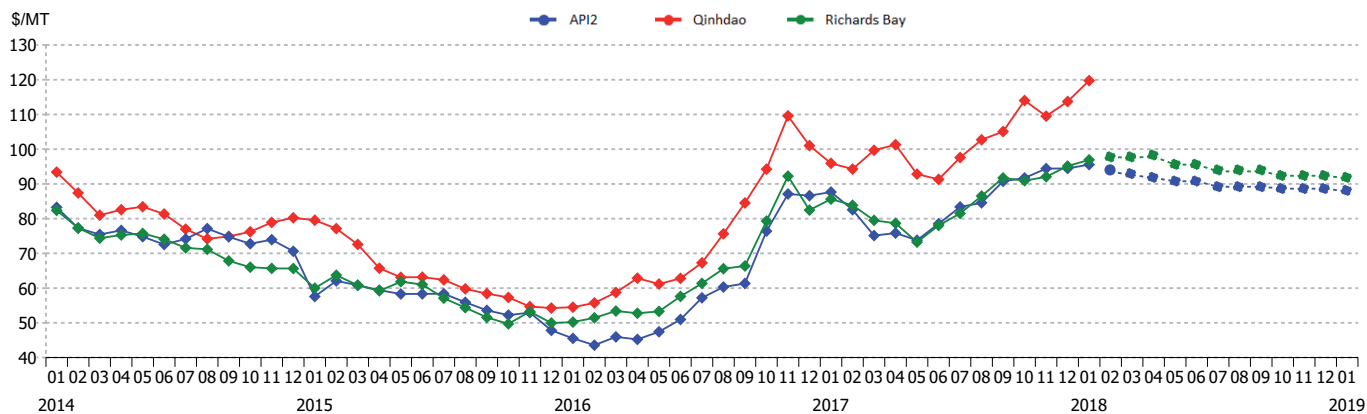
Fonte: Thomson-Reuters

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

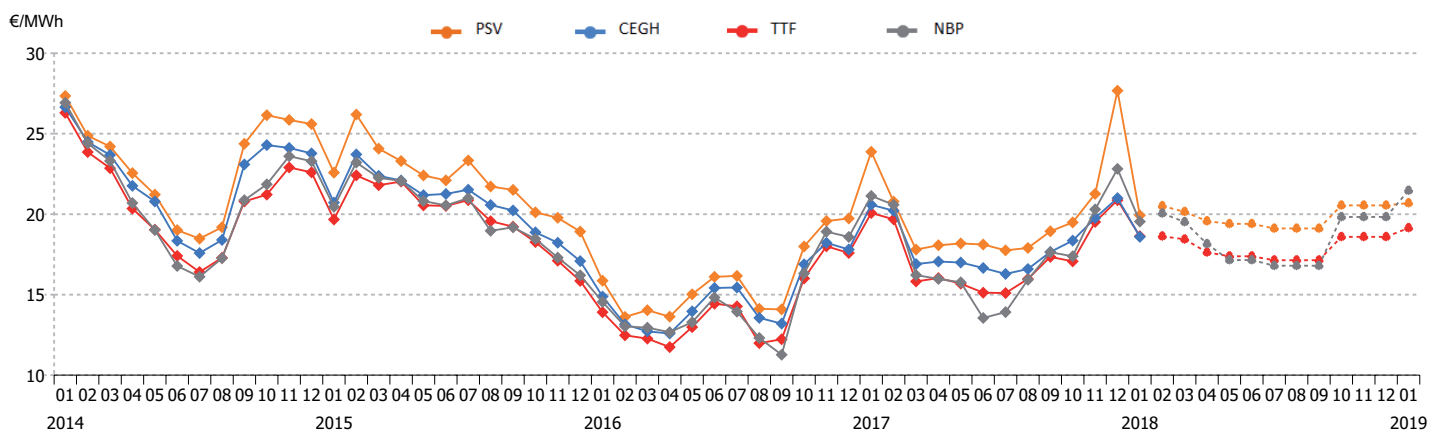
Brusca e generalizzata frenata invece per i mercati del gas, con quotazioni attestatesi sui 19/20 €/MWh. In tale contesto il PSV italiano riporta il suo spread dal TTF sui bassi livelli del febbraio scorso (1,3 TWh), in virtù di riduzioni consistenti (19,91 €/MWh, -28/-17%), favorite su base annuale da un calo della domanda termoelettrica e da temperature più miti e, su

base mensile, dal rientro delle criticità di sistema osservate a dicembre anche in corrispondenza dell'incidente verificatosi a Baumgarten. I mercati a termine prospettano, per i prossimi mesi, prezzi non molto distanti dai livelli attuali e in calo rispetto alle precedenti quotazioni, con uno spread PSV-TTF che si mantiene inferiore ai 2 €/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	Gen 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 18	Var M-1 (%)	Mar 18	Var M-1 (%)	Apr 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PSV	IT	19,91	- 27 %	- 16 %	21,73	20,51	- 10 %	20,15	- 9 %	19,57	-	19,37	- 6 %
TTF	NL	18,64	- 11 %	- 7 %	19,65	18,63	- 9 %	18,44	- 8 %	17,63	-	17,56	- 5 %
CEGH	AT	18,59	- 11 %	- 10 %	19,50	18,55	- 9 %	18,09	- 7 %	-	-	-	- 100 %
NBP	UK	19,54	- 14 %	- 8 %	21,13	20,05	- 13 %	19,51	- 10 %	18,15	-	18,42	- 4 %



Superate le tensioni infrastrutturali d'oltralpe e in ragione di temperature più miti, rientrano i prezzi nei mercati elettrici europei, con flessioni più intense nei paesi dell'Europa centrale. Tali dinamiche riportano sotto i 50 €/MWh tutte le quotazioni, che si attestano tra i 49,98 €/MWh della Spagna, che torna a superare il Pun di circa 1 €/MWh, ed

i 29,46 €/MWh della Germania. In forte calo il prezzo della Francia (34,95 €/MWh) che torna a segnare uno spread dalla limitrofa Germania di soli 5,5 €/MWh contro gli oltre 20 €/MWh toccati negli ultimi mesi. I mercati a termine confermano aspettative ribassiste per i prossimi due mesi invernali sebbene con prezzi superiori agli attuali spot.

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

Fonte: Thomson-Reuters

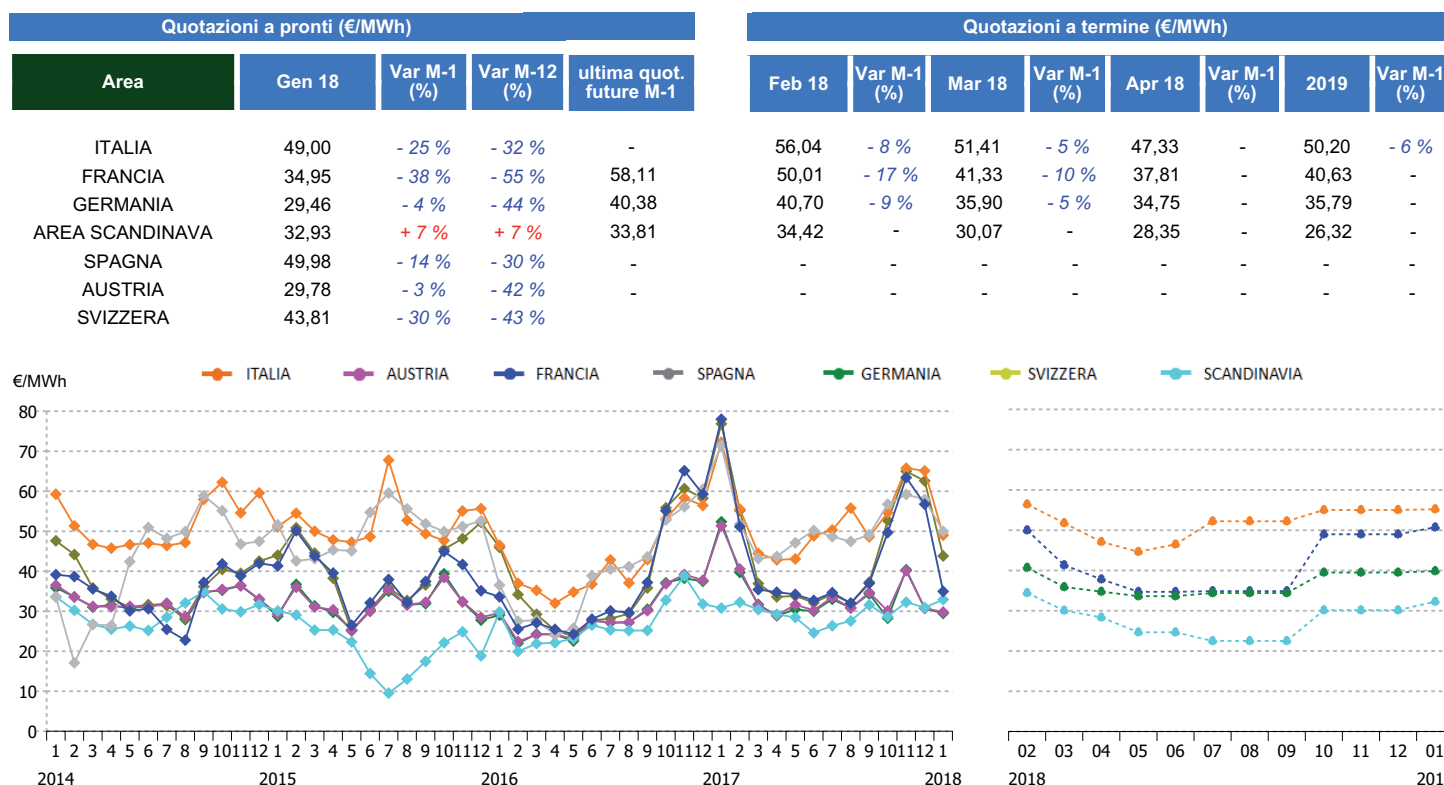
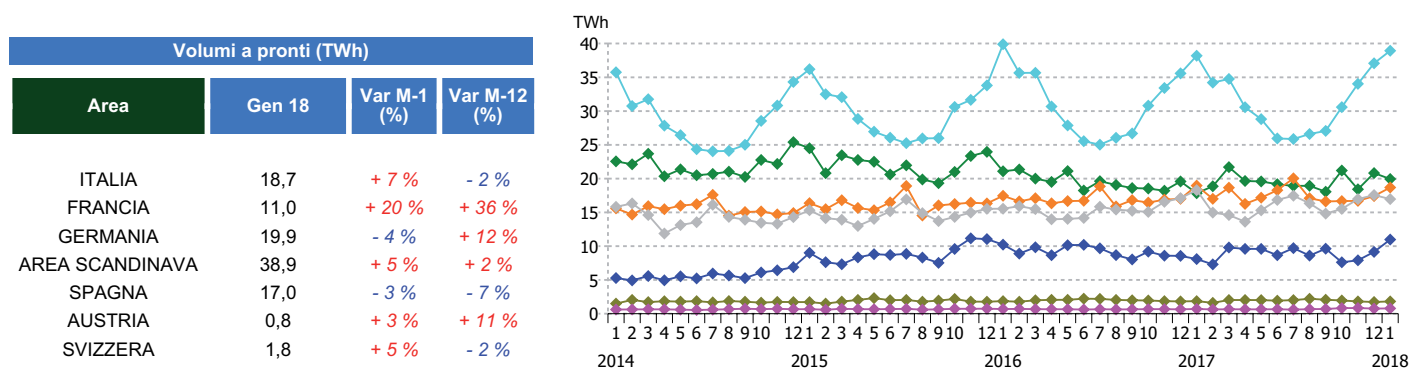


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Relativamente ai volumi di energia elettrica contrattati sulle principali borse europee spot, Nordpool si conferma la piattaforma più liquida e, con 38,9 TWh, si porta ai massimi degli ultimi due anni (+5/+2%). Sui livelli più alti dallo stesso periodo anche gli scambi relativi alla Francia (11,0 TWh,

+20/+36%) che risultano il principale traino dell'incremento mensile registrato su Epex (32,7 TWh). In crescita su dicembre, ma in calo su un anno fa, gli scambi su Iplex (18,7 TWh, +7/-2%), mentre risulta in flessione su entrambi i riferimenti la Spagna (17,0 TWh, -3/-7%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio registrato nel primo mese del 2018, dopo un'apparente stabilità mostrata a dicembre, riprende il trend crescente e si porta al massimo storico di 365 €/tep. Tale dinamica comporta una crescita di oltre il 2% del contributo tariffario stimato che supera largamente la soglia dei 300 €/tep. Inversione di tendenza invece per il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che allarga il differenziale con il valore di mercato a circa 80 €/tep. Volumi in aumento congiunturale, ma inferiori agli scambi di un anno fa, con la quota di mercato che cede circa 15

punti percentuali su dicembre; guadagna invece sul mese precedente la quota di trading, rappresentando il 14% circa dei volumi totali.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) i prezzi medi presentano una spinta rialzista e aggiornano il massimo storico a 0,48 €/MWh, a fronte di volumi scambiati in netta ripresa ma ancora esigui rispetto alle altre forme di contrattazione. Dinamiche crescenti, sia in termini di prezzi che di volumi, anche per le registrazioni sulla piattaforma bilaterale e per le aste di assegnazione del GSE, queste ultime con quotazioni poco sotto 0,8€/MWh.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

Il 2018 apre all'insegna di un incremento delle quotazioni sul mercato organizzato; il prezzo medio, infatti, dopo la frenata registrata a dicembre 2017, riprende a crescere e segna un nuovo massimo storico pari a 364,68 €/MWh (+4%). Continua la crescita anche del contributo tariffario stimato che a fine gennaio si porta a 309,60 €/tep (+2,4%) con uno spread rispetto ai livelli di mercato del mese che supera i 55 €/tep.

Sul lato delle contrattazioni bilaterali, invece, il prezzo mostra un'inversione di tendenza e, con un ribasso congiunturale del 13%, scende a 284,37 €/tep, distante dai valori registrati nei primi mesi dell'anno precedente, ma nettamente inferiore al corrispondente valore di mercato (circa 80 €/tep il differenziale).

La quotazione bilaterale attenua la decrescita se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, pari al 92% del totale registrato, e si porta in linea con il valore del contributo tariffario stimato (309,79 €/tep). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a

prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (280,00-398,95 €/tep) si porta al 79% (era 11% a dicembre).

In termini di volumi, nelle quattro sessioni del mese sono stati scambiati 457 mila tep in aumento del 15% rispetto a quanto scambiato nelle tre sessioni di dicembre, ma in calo su base annua; si riduce rispetto al mese precedente, invece, la quota del mercato sul totale contrattato, pari al 54,6% (era 69,4% il mese precedente), in virtù di un più consistente incremento degli scambi bilaterali, posizionati su livelli superiori ad un anno fa. Nel medesimo contesto, significativa invece la crescita dei volumi destinati al trading sia in termini assoluti (63 mila tep) che in termini percentuali (13,9%, +6 p.p. sulla quota di dicembre).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine gennaio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 51.673.522 tep, in aumento di 667.890 tep rispetto a fine dicembre 2017; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 4.264.161 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	364,68	+3,9%	280,00	398,95	457.350	+14,9%	166,79	+19,4%	63.408	+176,3%	13,9%	+8,1 p.p.	20	+7
Bilaterali	284,37	-13,0%	0,00	370,57	380.045	+116,9%	108,07	+88,6%						
con prezzo >1	309,79	-6,3%	11,62	370,57	348.860	+101,3%	108,07	+88,6%						
Totale	328,23	-4,5%	0,00	398,95	837.395	+46,1%	274,86	+39,6%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

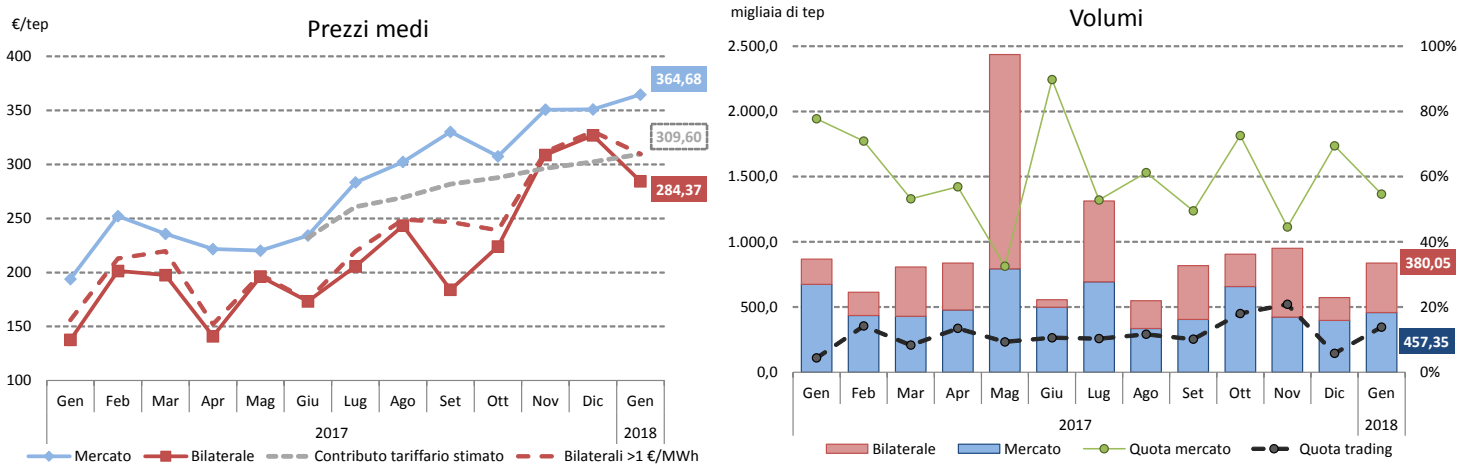


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	Prezzo medio	Titoli scambiati	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Titoli disponibili*	Titoli emessi*	Contributo tariffario stimato**
	€/tep	tep	€/tep	tep	% su scambi	tep	tep	€/tep
Giugno - Gennaio	311,59	3.869.527	311,60	3.867.876	100,0%	4.264.161	51.673.522	309,60
Giugno - Dicembre	304,47	3.412.177	304,48	3.410.527	100,0%	3.596.178	51.005.632	302,48
	(+2,3%)	(+13,4%)	(+2,3%)	(+13,4%)	(+0,0 p.p.)	(+18,6%)	(+1,3%)	(+2,4%)

*Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

** Il valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'AEEGSI con delibera 435/2017/R/EFR. Il GME, pertanto, non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

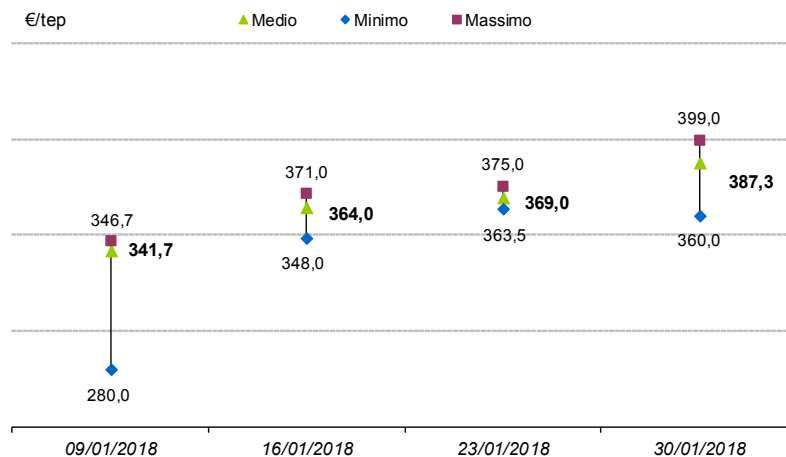
L'analisi delle singole sedute mensili mostra come nella prima sessione dell'anno i prezzi medi si attestano su un livello inferiore rispetto alla media del mese precedente per poi salire repentinamente in quelle successive, su valori superiori ai 360 €/tep, a fronte di volumi medi scambiati giornalieri nettamente inferiori rispetto alla media di dicembre (-17%). Il prezzo medio più alto, pari a 387 €/

tep, è segnato nell'ultima giornata di contrattazione (30 gennaio) quando sono state abbinate offerte ad un prezzo che sfiora i 400 €/tep, il più alto mai registrato dall'avvio della piattaforma.

La prima e l'ultima sessione, oltre a registrare rispettivamente il prezzo medio più basso e più alto del mese, mostrano anche una maggiore volatilità.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBGO)

Il prezzo medio registrato a gennaio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, presenta una spinta al rialzo e segna il valore più alto di sempre a 0,48 €/MWh (+29,4%), allargando il differenziale con le quotazioni riportate sulla Piattaforma Bilaterale in aumento più contenuto a 0,28 €/MWh. Continua il trend crescente e si attesta su un livello significativamente superiore il prezzo medio di assegnazione delle Aste del GSE, pari a 0,78 €/MWh, ai massimi storici; contribuiscono maggiormente all'impennata dei prezzi le assegnazioni delle garanzie con tipologia Solare (1,12 €/MWh). I volumi scambiati sul MGO, pari a 227 mila MWh,

mostrano una crescita rilevante rispetto alle contrattazioni dei mesi precedenti, attribuibile principalmente alla chiusura del periodo di trading delle garanzie riferite alla produzione dei primi mesi del 2017. Il mercato resta comunque residuale rispetto alla contrattazione bilaterale che, con 5,9 TWh di volumi negoziati, segna il valore più alto dallo scorso maggio. Anche le Aste del GSE si confermano come la principale fonte di approvvigionamento delle garanzie, registrando un totale di 2,0 TWh di garanzie assegnate, tuttavia nettamente inferiori rispetto ai volumi mensili riportati nelle aste mensili dell'anno precedente.

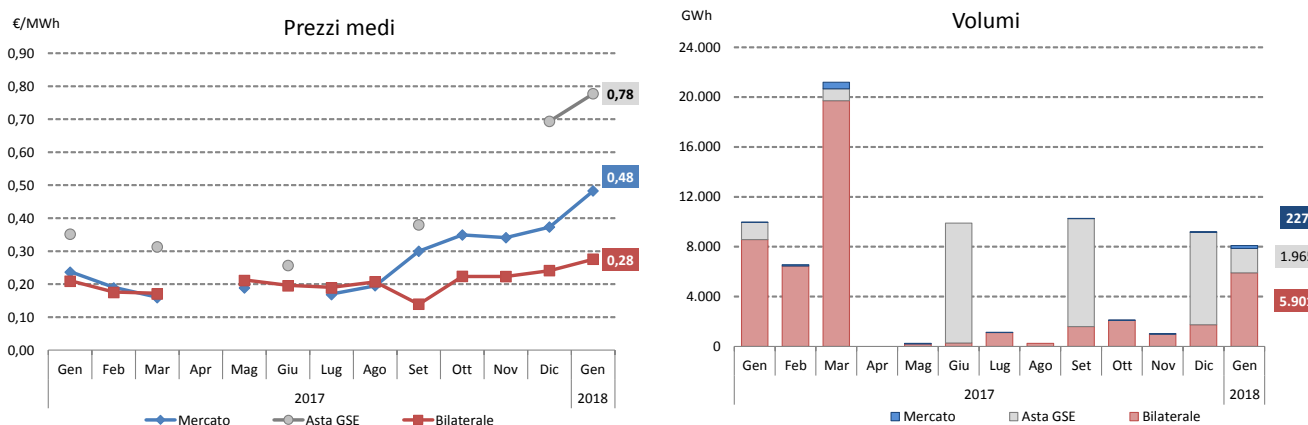
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,48	+29,4%	0,38	0,55	227.099	+380,6%	109.586	+521,9%
Bilaterali con prezzo >0	0,28	+14,3%	0,00	1,25	5.900.738	+238,6%	1.626.315	+287,1%
	0,28	+16,0%	0,04	1,25	5.794.413	+233,6%	1.626.315	+287,1%
Totale	0,28	+15,8%	0,00	1,25	6.127.837	+242,3%	1.735.902	+296,5%
Asta GSE	0,78	-	0,38	1,35	1.965.223	-	1.527.524	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

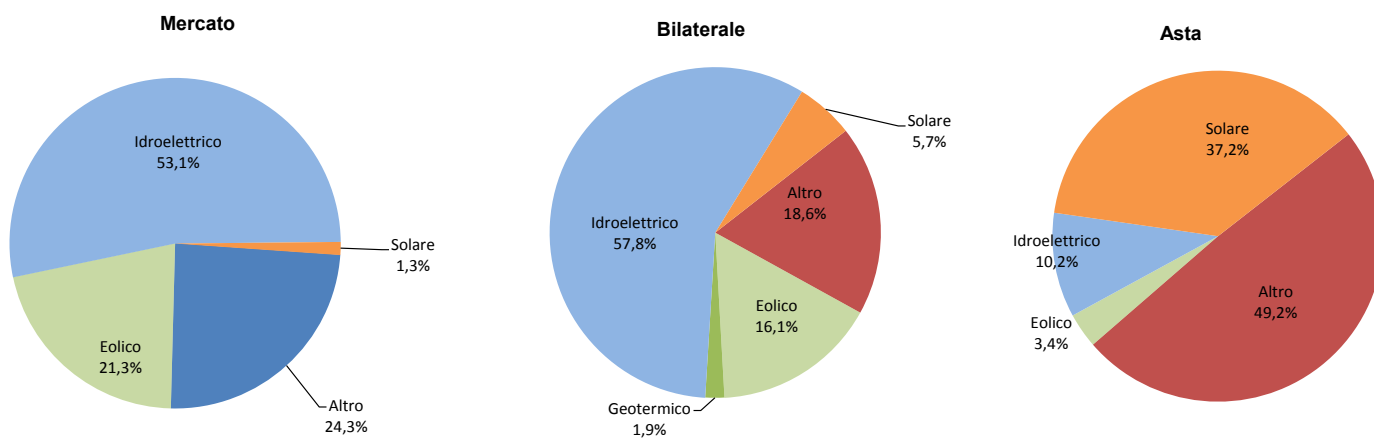


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2017 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. Oltre la metà delle contrattazioni sul mercato organizzato e sulla piattaforma bilaterale è riferita a produzione da impianti idroelettrici, probabilmente connessa

alla scarsa idraulicità che ha caratterizzato il 2017, seguita in entrambi i casi dalla tipologia Altro. Quest'ultima si presenta come la tipologia più scambiata nelle aste del GSE (49%) che supera di circa dieci punti quella Solare, che si caratterizza come quella meno economica con un prezzo medio pari a 0,61 €/MWh.

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2017

Fonte: dati GME



LA FINANZA VERDE A 10 ANNI DAL PRIMO GREEN BOND

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

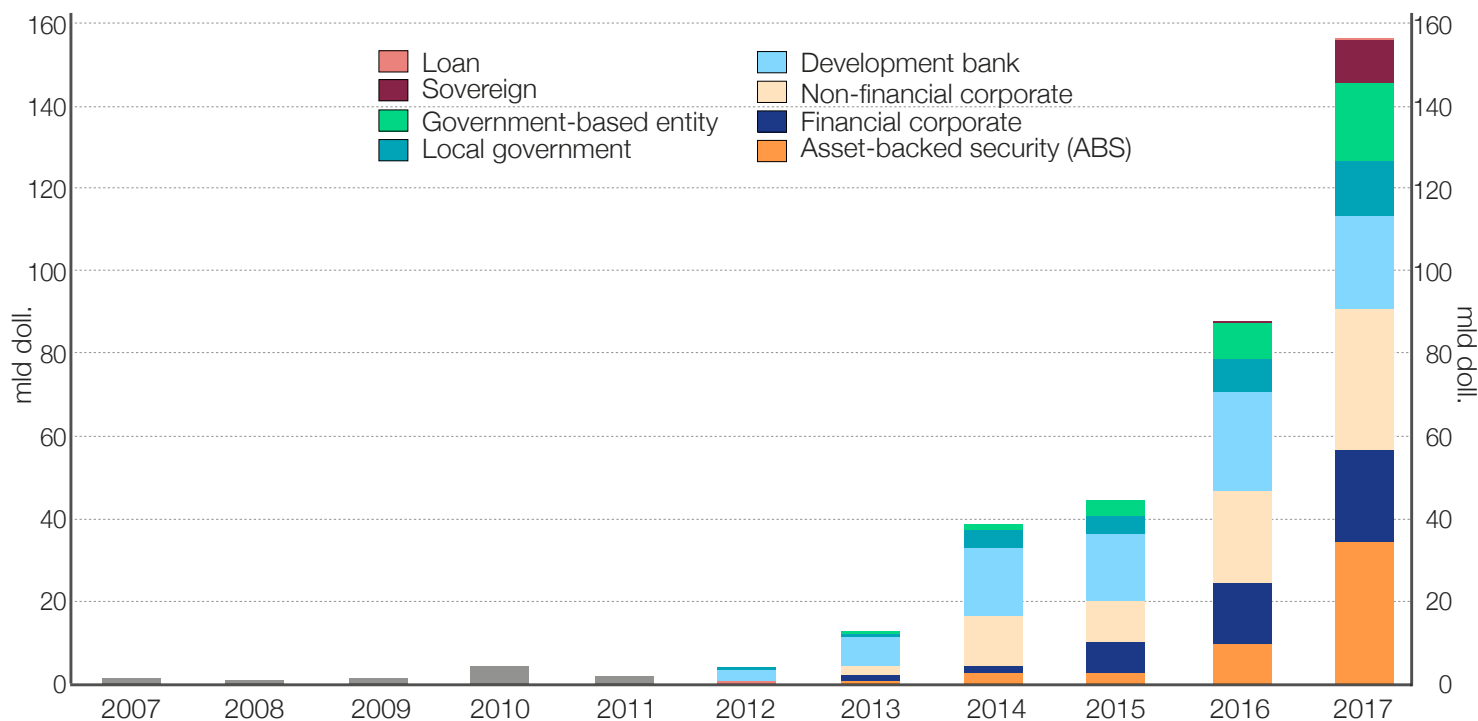
(continua dalla prima)

Con un mercato in costante crescita, emerge la necessità di adottare strumenti di controllo e monitoraggio per tutelare gli investitori riguardo la natura “green” dei progetti finanziati. Nel 2009, viene istituita la Climate Bonds Initiative (CBI), la principale organizzazione non-profit attiva nel mercato dei green bond che ogni anno ne monitora le dimensioni. Nel 2012, il CBI lancia i Climate Bonds Standard, uno strumento di certificazione per i progetti che contribuiscono

alla riduzione delle emissioni di carbonio, identificando le obbligazioni certificate come labelled green bonds rispetto a quelle non certificate ma pur riguardanti l’ambiente, definite climate-aligned bonds. A questi standard, si aggiungono nel 2014 i Green Bond Principles (GBP), sviluppati dall’International Capital Markets Association (ICMA), che puntano a standardizzare le caratteristiche delle obbligazioni verdi.

Green bond certificati, 2007-2017

Fonte: RIE su dati Climate Bonds Initiative



Negli ultimi 10 anni, il mercato ha registrato una crescita esponenziale: il valore delle emissioni di green bond certificati è passato dai circa 800 milioni di dollari degli esordi alla cifra record di 155 miliardi di dollari nel 2017 (+78% sul 2016). Una somma destinata a salire se si considerano

anche le obbligazioni non certificate: le stime indicano un valore complessivo per il 2017 nell’ordine degli 895 miliardi di dollari (il dato definitivo dovrebbe essere rilasciato nel prossimo “State of the Market 2018” del CBI in attesa di pubblicazione).

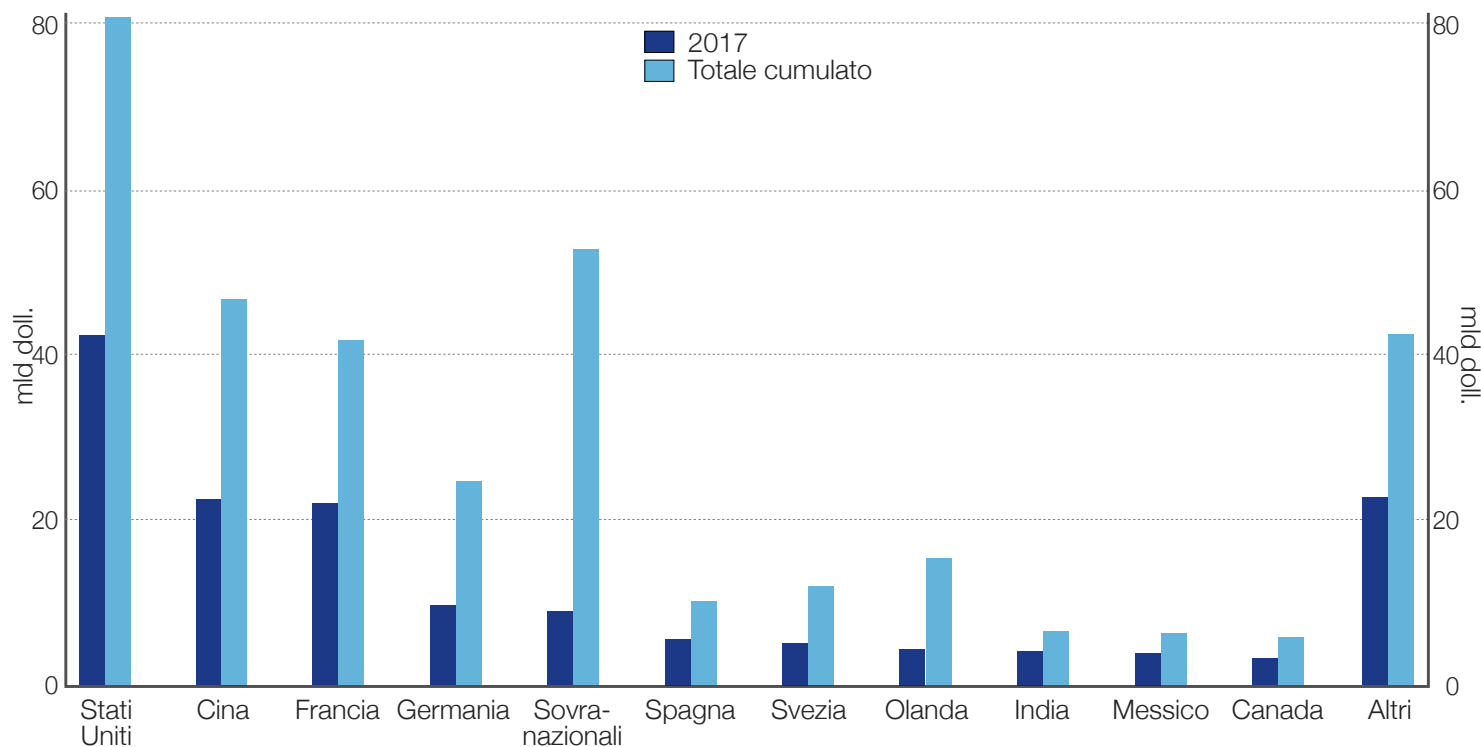
LA FINANZA VERDE A 10 ANNI DAL PRIMO GREEN BOND

A livello paese, gli Stati Uniti sono i maggior contribuenti, seguiti da Cina e Francia: complessivamente questi tre stati coprono il 56% delle emissioni di green bond nel 2017. Nel corso degli ultimi anni, si è registrata inoltre una

crescente diversificazione geografica con un aumento dei paesi coinvolti: nel 2017, si contano emittenti da 37 diversi paesi, 10 dei quali sono nuovi entranti.

Emissione di green bond per paese

Fonte: Climate Bonds Initiative



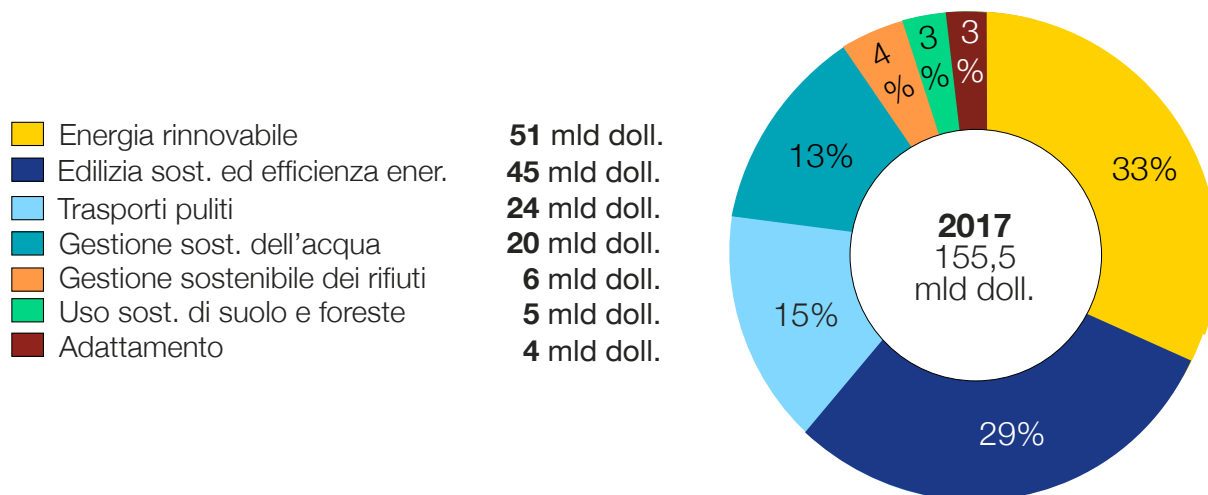
Il 2017 verrà ricordato per la crescita che hanno registrato le emissioni di titoli di Stato verdi: le prime sperimentatrici sono state Polonia e Francia rispettivamente a dicembre 2016 e gennaio 2017, con quest'ultima che può vantare il record di singolo green bond sovrano mai emesso fino ad ora per un valore di 9,7 miliardi di euro. Successivamente, si sono aggiunti le isole Fiji con l'emissione di green bond sovrano da 40 milioni di euro e la Nigeria con uno da 24 milioni di euro. Le prospettive per il 2018 sono positive con diverse manifestazioni di interesse da parte di Indonesia, Belgio, Svezia, Marocco e Kenya. Storicamente, tra gli investimenti

oggetto della finanza verde, quelli in energia rinnovabile hanno sempre dominato rispetto agli altri settori, ma con la crescita del mercato sono stati rilevati alcuni cambiamenti interessanti. Nel 2017, pur confermandosi le principali destinatarie degli investimenti verdi (33%), le rinnovabili registrano un calo di 5 punti percentuali rispetto all'anno precedente. Per contro, l'ambito dell'efficienza energetica ed l'edilizia a basso impatto emissivo registrano i ritmi di crescita maggiori: i finanziamenti in questo ambito sono più che raddoppiati rispetto al 2016, arrivando a rappresentare il 29% degli investimenti totali.

LA FINANZA VERDE A 10 ANNI DAL PRIMO GREEN BOND

Emissione di green bond per paese

Fonte: Climate Bonds Initiative



E l'Italia?

L'Italia entra sul mercato nel 2014 con il primo green bond del valore di 500 milioni di euro del Gruppo Hera che ha permesso il finanziamento di 26 progetti di sostenibilità, insieme al mini green bond da 3,2 milioni di euro di Enna Energia destinato a progetti rinnovabili. Ad oggi, altri 8 attori si sono uniti, di cui 5 nel solo 2017. Fra questi, vi sono le Ferrovie dello Stato con il loro primo green bond da 600 milioni di euro. Il paese resta ancora indietro nella classifica mondiale, occupando il dodicesimo posto per volume di titoli verdi; tuttavia, il 2018 fa ben sperare in un progressivo aumento dell'esposizione delle compagnie italiane. A gennaio, Enel ha emesso un green bond del valore di 1,25 miliardi di euro finalizzato a finanziare progetti rinnovabili e di efficienza energetica nella generazione elettrica; l'attuale valore complessivo dei green bond italiani è salito così a 5,9 miliardi di dollari. Rilevante la recente proposta del Commissario della Consob Anna Genovese di valutare la possibilità per lo Stato italiano di emettere buoni del tesoro verdi; quel che permetterebbe all'Italia di avere un ruolo più significativo sul mercato internazionale dei green bond.

Il futuro, tra buoni propositi e ostacoli da risolvere

Negli ultimi anni, abbiamo assistito allo sviluppo di green funds che puntano ad investire nel campo della sostenibilità, con una forte esposizione dei fondi pensione e delle assicurazioni; non solo, a partire dal 2014 diverse banche e società di rating hanno lanciato indici di riferimento per valutare le performance dei green bond come Bank of America Merrill Lynch Green Bond Index, Barclays MSCI Green Bond Index, S&P Green Bond Index and Green

Project Bond Index, Solactive Green Bond Index. Anche le Borse hanno lanciato listini dedicati ai green bond tra cui Londra, Oslo e Stoccolma; nel 2016, la Borsa del Lussemburgo ha istituito il Luxembourg Green Exchange (LGX), una piattaforma riservata interamente a prodotti verdi, con un successo tale che la quotazione è stata poi estesa ai titoli che sostengono progetti sociali e sostenibili. In definitiva, la finanza verde è sempre più attiva e le prospettive future sono ottimiste. Secondo il CBI, l'espansione dei green bond è prevista continuare nel 2018 per un valore stimato nell'intorno dei 250-300 miliardi di dollari entro la fine dell'anno. Tuttavia, la domanda che in tanti si pongono è: basterà? Il CBI ha già avvertito che l'attuale ritmo di crescita dei green bond non permetterà di raggiungere il target definito dalla "Mission 2020 Milestone", una campagna globale lanciata da un gruppo di esperti per portare avanti azioni urgenti contro i cambiamenti climatici, che punta a raggiungere i mille miliardi di dollari all'anno di investimenti entro il 2020.

Nonostante gli indubbi passi avanti, diversi aspetti devono ancora essere migliorati nello sviluppo della finanza verde, in primis la mancanza di uniformità degli standard e dei criteri di certificazione: questo è considerato uno degli ostacoli principali per gli investitori che necessitano di maggiore trasparenza sulla destinazione dei fondi. La partita si gioca quindi sulla credibilità e sulla possibilità di valutare correttamente gli impatti reali di ogni finanziamento, evitando così il rischio di greenwashing. In questo modo, la finanza assumerà definitivamente il ruolo che tutti si aspettano di insostituibile alleato per il raggiungimento degli obiettivi climatici approvati a Parigi.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Deliberazione 18 gennaio 2018 n. 21/2018/R/EEL | “Approvazione della proposta di procedure di fallback per la Regione per il calcolo della capacità (CCR) Italy North, ai sensi dell’articolo 44 del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità di regolazione della Regione Italy North all’interno dell’Energy Regulators’ Regional Forum” | pubblicata il 18 gennaio 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/021-18.htm>**

Con la delibera in oggetto, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato, ai sensi dell’articolo 9, comma 9.12, del Regolamento europeo n. 2015/1222 (di seguito: Regolamento CACM) - in coordinamento con tutte le altre Autorità di Regolazione Nazionali coinvolte (di seguito: NRAs) - le procedure di fallback per la CCR¹ Italy North da utilizzarsi in caso di fallimento del market coupling sul mercato del giorno prima. A tal proposito, si ricorda che tale approvazione si inserisce nel quadro degli adempimenti previsti nel Regolamento CACM finalizzati alla creazione di un mercato dell’energia elettrica integrato in grado di agevolare gli scambi di energia sul territorio dell’Unione europea. In particolare, il suddetto Regolamento CACM prevede che le proposte per le procedure di fallback, predisposte congiuntamente dai TSO, siano sottoposte all’approvazione coordinata di tutte le NRAs nell’ambito della CCR interessata.

Ciò premesso, con la delibera 21/2018/R/EEL, l’ARERA - di concerto con le altre NRAs interessate - ha approvato la proposta relativa alle procedure di fallback per la CCR Italy North, le quali prevedono, come misure alternative qualora il più ampio processo di market coupling europeo dei mercati del giorno prima comunitari non sia stato in grado di fornire i relativi risultati:

- per il confine tra “Italia zona Nord” - Slovenia, l’esecuzione di una sessione locale e bilaterale dei soli mercati del giorno prima italiano e sloveno (regional coupling), con allocazione implicita della capacità. Tale misura alternativa si pone peraltro in continuità con quanto attualmente in essere su tale confine;

- il mantenimento sui confini “Italia zona Nord” - Francia e “Italia zona Nord” - Austria delle aste esplicite per il conferimento della capacità disponibile (shadow auctions).

Deliberazione 18 gennaio 2018 n. 22/2018/R/EEL | “Disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone e avvio della revisione della stessa, ai sensi del Regolamento 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 22 gennaio 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/022-18.htm>

Con la delibera in oggetto, l’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (nel seguito: ARERA) ha avviato il processo di revisione della configurazione zonale relativa alla rete elettrica rilevante del territorio nazionale ai sensi dell’articolo 32, comma 32.1, lettera d), del Regolamento europeo n. 2015/1222 (nel seguito: Regolamento CACM) e definito le modalità di esecuzione delle future revisioni di detta configurazione.

Al riguardo, giova ricordare che l’attuale configurazione zonale dei mercati del giorno prima ed infra-giornaliero è stata definita nel 2011 e la sua validità è stata da ultimo prorogata dall’Autorità - con delibera 496/2017/R/EEL - fino al 31 dicembre 2018, nelle more di una revisione della stessa in coerenza con le disposizioni introdotte in materia dal Regolamento CACM².

Pertanto, con la deliberazione 22/2018/R/EEL, l’ARERA ha avviato la revisione della configurazione zonale relativa al territorio nazionale prevedendo, in particolare, che tale riconfigurazione sia sottoposta ad apposito processo consultivo da parte di TERNA e che lo stesso Gestore di rete trasmetta all’Autorità, entro il 15 maggio 2018, una proposta di revisione definitiva. La medesima deliberazione ha altresì disposto l’aggiornamento delle attuali disposizioni in materia di revisione della configurazione zonale nazionale previste dalla deliberazione 111/06, al fine di rendere le stesse coerenti con le disposizioni di cui al Regolamento CACM.

AMBIENTALI

Determina 29 gennaio 2018 n. 1/2018 – DMRT | “Trasmissione al Ministero dello Sviluppo Economico e al Gestore dei Servizi Energetici dei dati di cui all’articolo 4, comma 9, del decreto interministeriale 11 gennaio 2017 relativi agli obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale per l’anno d’obbligo 2018” | pubblicata il 29 gennaio 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/001-18dmrt.htm>

Con la Determina in oggetto, l’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (nel seguito: Autorità) ha trasmesso, ai sensi dell’articolo 4, comma 4.9, del Decreto interministeriale 11 gennaio 2017, al Ministero dello Sviluppo Economico (nel seguito: MISE) e al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (nel seguito: GSE), i dati relativi alla quota parte dell’obiettivo quantitativo nazionale di risparmio energetico che ciascun “soggetto obbligato”³ deve conseguire per l’anno d’obbligo 2018.

In particolare, il suddetto decreto prevede che l’Autorità, entro il 31 gennaio di ogni anno, dopo aver raccolto i dati necessari per individuare i distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi e, conseguentemente, aver ripartito, tra questi, gli obiettivi nazionali annuali di risparmio

energetico, provvede alla trasmissione delle singole quote d'obbligo annuali al MISE e al GSE.

GAS

Comunicato del GME | “Mercato del gas naturale (MGAS) - “naming convention” dei prodotti GME negoziabili attraverso il portale Trayport® Global Vision” | 18 gennaio 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=359>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso nota la pubblicazione della versione aggiornata della DTF MGAS n. 07, nella quale è stata esplicitata la c.d. “naming convention” adottata relativamente ai prodotti quotati sui mercati MGP-GAS, MI-GAS e MT-GAS, al fine di facilitare la confrontabilità degli stessi sul portale Trayport® Global Vision.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali nel periodo transitorio di sperimentazione della P-Logistica” | 19 gennaio 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=360>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che il Ministero dello Sviluppo Economico, con la Circolare n. 1612 del 19-01-2018, ai sensi dell'articolo 2, comma 2.2, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433, ha fornito le indicazioni necessarie per la compilazione dei modelli di rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali nel periodo transitorio di sperimentazione della P-Logistica.

Come specificato nella predetta Circolare, per l'anno 2018, la prima “finestra temporale” per la comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali è prevista nel periodo compreso tra il 3 aprile ed il 23 aprile 2018, all'interno del quale i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2, comma 2.1, del succitato Decreto, devono inviare al GME - mediante la Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio di oli minerali (PDC-oil) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al periodo “maggio - agosto 2018”.

Nel medesimo comunicato è stato altresì specificato che le modalità e le tempistiche per la comunicazione dei dati riferiti al secondo quadrimestre 2018 - nonché le indicazioni funzionali allo svolgimento delle relative “prove in bianco” - verranno rese note dal GME con successivo comunicato.

¹ Per CCRs si intendono le “Regioni per il calcolo della capacità”, ossia le macro-aree geografiche nell'ambito delle quali i TSO dovranno applicare il calcolo coordinato della capacità transfrontaliera disponibile, funzionale all'attuazione del coupling unico del giorno prima e infra-giornaliero.

² Al riguardo, si ricorda che il Regolamento CACM ha introdotto nuove disposizioni inerenti le procedure per la revisione e modifica delle configurazioni zonali dei mercati del giorno prima e infra-giornalieri cui devono conformarsi tutte le NRAs e tutti TSO degli Stati membri dell'Unione Europea.

³ Per “soggetti obbligati” si intendono tutti i distributori di energia elettrica e di gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo, abbiano più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione.

Gli appuntamenti

14-15 febbraio

Biogas Italy

Roma, Italia

Organizzato da Consorzio Italiano Biogas

<http://www.biogasitaly.com>

15-17 febbraio

International Conference on Communication, Computing, Storage & Energy

Pune, Maharashtra, India

Organizzato da ZES Zeal College of Engineering & Research

<http://zealeducation.com>

16 febbraio

Italia più semplice ed efficiente: più mercato, meno Stato

Verona, Italia

Organizzato da Confindustria Bergamo

<https://www.confindustriabergamo.it>

16 febbraio

Cambiamenti climatici, politiche di mobilità e qualità dell'aria nelle grandi città italiane

Roma, Italia

Organizzato dall'Istituto Inquinamento Atmosferico (CNR-IIA)

<https://www.kyotoclub.org>

19 febbraio

Presentazione European Biotech Week 2018

Milano, Italia

Organizzato da Assobiotech

<https://assobiotech.federchimica.it/>

20 febbraio

Il settore energetico nel 2017 e le prospettive per il 2018 alla luce della SEN

Roma, Italia

Organizzato da AIEE

www.aiee.it

22 febbraio

Top utility. Le performance delle utility italiane

Milano, Italia

Organizzato da Top Utility

<http://www.toputility.it/il-premio/la-v-edizione/>

23-24 febbraio

ECOLOGY '18 / II. International Conference on Ecology, Ecosystems and Climate Change

Istanbul, Turchia

Organizzato da DAKAM

<https://www.dakamconferences.org/ecology>

25-27 febbraio

4th International Conference on Environment and Renewable Energy (ICERE 2018)

Da Nang, Vietnam

Organizzato da CBEEES

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

1 marzo

Transizione energetica e fabbisogni dei territori: le utility in azione

Milano, Italia

Organizzato da Agici Finanza

<http://www.agici.it/eventi/M&A/2018.html>

2 marzo

Festival della Green Economy

Trento, Italia

Organizzato da Goodnet

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

2 marzo

Un pieno di energia per la mobilità sostenibile

Roma, Italia

Organizzato da Safe

<http://www.safeonline.it>

1-3 marzo

International Conference on Environmental and Energy Engineering

Xiamen, Fujian, Cina

Organizzato da APISE

<http://www.ic3e.net/>

8-9 marzo

Argus India Energy Week 2018

New Delhi, India

Organizzato da Argus Meia

<http://go.evnt.com/167003-0>

11-13 marzo

International Conference on Environment Science and Engineering

Barcelona, Spagna

Organizzato da CBEEES

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

13-16 marzo

BIE – Biomass Innovation Expo

Milano, Italia

Organizzato da Reed Exhibitions

<http://www.bie-expo.it/BIE-Expo/>

13-16 marzo

Biomass Innovation Expo

Rho (Mi), Italia

Organizzato da Reed Exhibitions

<http://www.bie-expo.it/>

15 marzo

Supply Chain Finance: il credito di filiera verso nuove prospettive

Milano, Italia

Organizzato da GMC

<http://assifact.it/>

13-18 marzo

Green Week

Trento, Italia

Organizzato da Fondazione Symbola e ItalyPost

<http://www.greenweekfestival.it/green-week/>

15-18 marzo

Milano digital week

Milano, Italia

Organizzato da DDL Studio

<http://milanodigitalweek.com/>

19-21 marzo

Doha international sustainable energy

Doha, Qatar

Organizzato da Doha exhibition & convention center

<http://dohaenergyexpo.com/>

20-21 marzo

Future of Utilities Summit 2018

Londra, Regno Unito

Organizzato da Marketforce Business Media

<http://go.evnt.com/169159-0>

22 marzo

La previsione idrogeologica sulla risorsa acqua

Roma, Italia

Organizzato da Kyoto Club

www.kyotoclub.org

24-28 marzo

Power and Energy Engineering Conference

Shanghai, Cina

Organizzato da APEEC

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

27-28 marzo

Annual International SMR and Advanced Reactor Summit

Atlanta, Usa

Organizzato da Nuclear Energy Insider

<http://go.evnt.com/172492-1>

30 marzo -1 aprile

International Conference on Renewable and Clean Energy

Tokyo, Giappone

Organizzato da ICRCE Committees

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

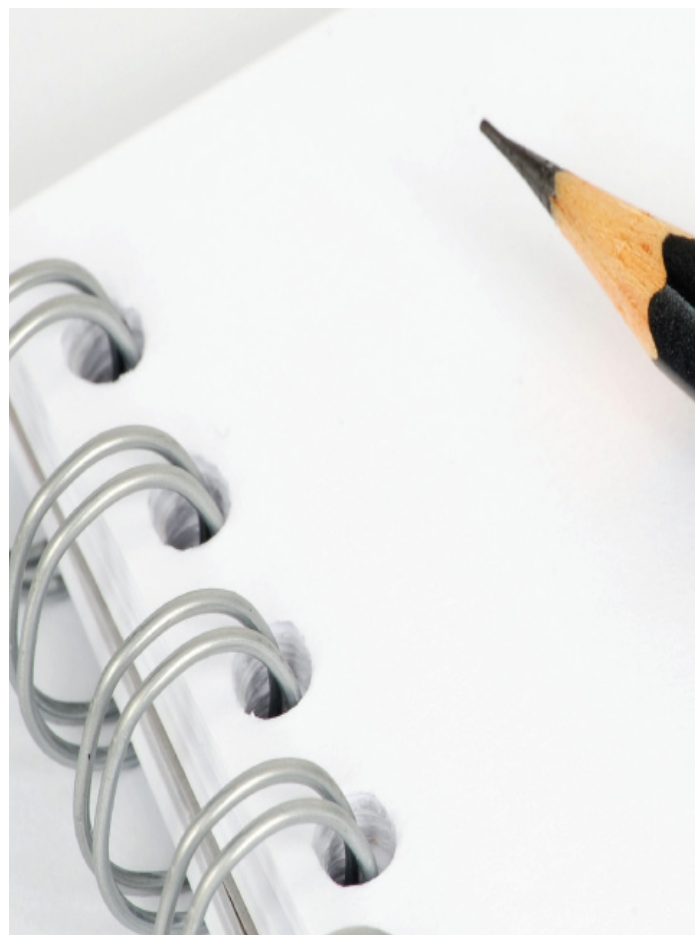
30 marzo - 1 aprile

Power, Energy and Electrical Engineering

Tokyo, Giappone

Organizzato da CPEEE

<http://www.cpeee.net/>



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
governance@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.